



**ВЕСТНИК № 3
РОССИЙСКОГО НАЦИОНАЛЬНОГО КОМИТЕТА
СИГРЭ**

**ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ
И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

**VIII ОТКРЫТАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

МАТЕРИАЛЫ ДОКЛАДОВ

28-29 ноября 2013 год

г. Казань



Казань 2014



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

VIII ОТКРЫТАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

МАТЕРИАЛЫ ДОКЛАДОВ

28–29 ноября 2013 года

Казань

*Под общей редакцией
кандидата технических наук,
профессора Э.Ю. Абдуллазянова*

Казань 2014

УДК 621.31
БКК 31.2
Д48

Рецензенты:

Советник заместителя технического директора, начальник ЦУС
ОАО «Сетевая компания» *В.М. Меер*;
доктор физико-математических наук,
профессор Казанского государственного
энергетического университета *В.К. Козлов*

Д48 **Диспетчеризация и управление в электроэнергетике:** материалы докладов VIII открытой молодежной научно-практической конференции / под общ. ред. канд. техн. наук, проф. Э.Ю. Абдуллазянова. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. – 240 с.

ISBN 978-5-89873-397-1

В книге представлены материалы докладов, в которых изложены результаты научно-исследовательских работ в области электроэнергетики, теплоэнергетики и диспетчеризации. В книге затрагиваются актуальные проблемы, существующие в энергетике, и предлагаются пути их решения.

УДК 621.31
БКК 31.2

ISBN 978-5-89873-397-1

© Казанский государственный
энергетический университет, 2014

СИСТЕМА АКТИВНОЙ МОЛНИЕЗАЩИТЫ FOREND

А.С. ИГНАТОВ

Оснащение системами молниезащиты различных объектов является обязательной процедурой при строительстве, которая по основным пунктам регламентирована Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и стандартами. Как и вся строительная отрасль, область молниезащиты интенсивно развивается, появляются новые, более эффективные технологии и оборудование. В мировой науке разработаны методы и средства защиты нового поколения от последствий атмосферных разрядов, на практике показавшие высокую эффективность. Одним из таких направлений является использование систем молниезащиты с упреждающей стримерной эмиссией или активной молниезащиты, которые обеспечены соответствующей нормативной базой (стандарты IEC 61024, IEC 62305, IEC 61312) Международной электротехнической комиссии (МЭК) и применяются во всем мире более 25 лет.

История

В 1986 г. после нескольких лет исследований, позволивших лучше понять физические свойства молнии, был разработан новый тип молниеотвода, создающего более сильную ионизацию вокруг наконечника за счет использования электрооборудования, не зависящего от внешнего источника энергии. Появились первые активные молниеотводы. Первоначально принцип работы таких систем основывался на применении радиоактивных изотопов, что, конечно же, не прибавляло им популярности. В настоящее время подобные технические решения не применяются, их заменили электронные устройства.

Первый же стандарт, который бы включал в себя понятие «активная молниезащита», был введен во Франции в 1995 г. NF C 17-102 обеспечивал руководство по защите зданий и открытых пространств от ударов молний. Обращаясь к технологии упреждающей стримерной эмиссии, стандарт NF C 17-102 также регламентирует и такие общепринятые системы защиты от молний, как молниеприемная сетка, стержневой и тросовый молниеприемники.

Настоящее время

На данный момент применение систем активной молниезащиты регламентируется следующими нормативными документами:

1) IMRA 2426 (Аргентина); 2) MKS N.B4 810 (Македония); 3) NP 4426 (Португалия); 4) I-20 (Румыния); 5) JUS N.B4.810 (Сербия); 6) STN 34

1391 (Словакия); 7) UNE 21186 (Испания); 8) STR 2.01.06:2003 (Литва); 9) ТГН 34.210-301-2008 INDELEC. Европейский комитет по электротехнической стандартизации проводил испытания не только в лабораториях высокого напряжения, но также и в реальных условиях молнии на 3-х континентах в течение последних 10 лет. Результаты исследований были представлены на международных конференциях (IWLP 1999, ICLP 2000, Foudre 2001), и они находятся в открытом доступе для прочтения.

Принципиальная электрическая схема

Электрическая схема устройства состоит из высоковольтных резисторов и конденсаторов, размещенных внутри герметичного корпуса, изготовленного из нержавеющей стали, на внутренней поверхности которого размещена изолирующая конструкция, предохраняющая от развития поверхностного электрического разряда, и системы защитных разрядников, предохраняющих молниеотвод от разрушения в момент разряда молнии.

Головка молниеприемника состоит из корпуса и стержня, которые являются одновременно электродом, собирающим электрический заряд из электрического поля грозовой тучи (или нисходящего лидера). Внутри корпуса находится специальная катушка с высокой индуктивностью (порядка несколько Генри) – индуктивно-резисторный узел. С катушкой последовательно соединен разрядник с емкостью. Высоковольтные резисторы и конденсаторы соединены по схеме Маркса. Заряд конденсаторов от внешнего поля происходит через резисторы, а разряд – через разрядники, настроенные на напряжение порядка 12–14 кВ. При разряде конденсаторов напряжения складываются, и формируется импульс с амплитудой более 200 кВ.

Принцип работы

Работа устройства основана на использовании разности потенциалов, образующихся между грозовым облаком и поверхностью земли. При появлении напряженности электромагнитного поля между грозовым облаком и землей ионизатор под действием градиента поля заряжается. С приближением «нисходящего лидера» напряженность увеличивается. В момент времени, когда напряженность электрического поля между грозовым облаком и поверхностью земли достигнет критического значения (т.е. разряд молнии становится неизбежным, или от 50 до 100 кВ/м), индукционным усилителем генерируется старт «восходящего лидера» (импульсов высокого напряжения), направленного навстречу «нисходящему лидеру» (молния от облака).

В этом случае образуется канал для прохода грозового заряда к молниеприемнику, и если молния будет продолжать свой путь в сторону за-

щищаемого объекта, то она будет «притянута» к молниеприемнику (в пределах его расчетной зоны защиты). Молниеприемник является полностью автономной системой, становится активным, только когда возникает реальная угроза удара молнии, не требует внешнего источника электропитания и технического обслуживания.

Процесс срабатывания

Процесс срабатывания молниезащиты складывается из двух фаз:

Первая фаза – зарождение (появление) нижнего лидера. При приближении грозового фронта возрастает напряженность поля у поверхности земли, что приводит к наведению на антеннах молниеприемника напряжения, которым заряжается конденсатор до максимального напряжения (порядка 10–30 кВ). Разряд разрядника приводит к переплыву тока через катушку. На стержне головки появляется (индуцируется) напряжение, величина которого почти в два раза может превышать величину, появляющуюся в случае применения классической системы.

Вторая фаза – переплыв тока молнии. При достижении напряжения на конденсаторах 10–30 кВ происходит пробой разрядников и формирование короткого импульса величиной более 200 кВ. Полярность импульса противоположна полярности грозового фронта. Импульс создает ионизированный канал (обратный разряд) для направления молнии в молниеприемник. Этот ионизированный канал условно увеличивает действующую высоту молниеприемника, не зависящую от полярности грозового разряда, и многократно расширяет зону его защиты.

Защита от молний небольшой мощности

Как следует из принципа действия, основной характеристикой молниеприемника с упреждающей стримерной эмиссией является период времени создания обратного разряда «времени раннего предупреждения» (ΔT). Этот параметр определяется экспериментально для каждого типа молниеприемника. Реальные условия моделируются в лаборатории высокого напряжения по принципу суперпозиции, путем складывания напряженности постоянного поля, которое создается во время грозы, и направленного вниз импульсного поля разряда молнии. Результаты испытаний сравниваются со значением времени создания разряда от стержневого молниеприемника классического типа в равных условиях. Радиус защиты также ограничивается необходимостью перехвата молний небольшой мощности (2–3 кА ток в пике), что является одним из самых трудных вариантов, так как формирование проводящего канала происходит в тот момент, когда молния находится уже в непосредственной близости от защищаемого объекта. Даже небольшой ток в тысячу ампер может вызвать су-

щественные повреждения. Лабораторные испытания моделируют структуру электрического поля. Тест выполняется согласно стандарту, регламентирующему расстояние между пластиной и стержнем, а также напряжение электрического поля. Но на практике активный молниеприемник должен создать восходящий поток ионов даже для молнии небольшой мощности (например, при первом уровне защиты). Если нисходящий лидер такой молнии находится на большом расстоянии от молниеприемника, то напряжения может быть недостаточно для создания восходящего лидера. Существует ограничение ΔT для активных молниеприемных устройств с упреждающей стримерной эмиссией в $60 \mu\text{s}$, если даже в лабораторных испытаниях АМП показывает более высокие показатели. Это было сделано для того, чтобы гарантировать создание электрического поля вокруг молниеприемника достаточного для разряда молнии (не менее 3 Кв/м). Времени раннего предупреждения в $60 \mu\text{s}$ длину 60 м , за время прохождения этого расстояния молния небольшой мощности ($2,4 \text{ кА}$) вызовет электрическое поле в 5 Кв/м . Однако для молниеприемника со скоростью срабатывания $100 \mu\text{s}$ расстояние составило бы 100 м и электрическое поле вокруг молниеприемника было бы только $2,8 \text{ Кв/м}$, что означает условия, недостаточные для разрядки короны ($E_{\text{onset}} = 3 \text{ Мв/м}$) и восходящего лидера, что также и намного ниже, чем в условиях лаборатории.

В силу большей области защиты число активных молниеприемников на объект в несколько раз меньше по сравнению с числом традиционных молниеприемников. Отсюда вытекают два преимущества по отношению к традиционным системам молниезащиты: меньшее вмешательство в эстетический облик объекта, а также простота в монтаже и эксплуатации, пропорциональная количеству элементов системы.

Экономический эффект

Применение активной молниезащиты позволяет получить значительную экономию, так как при меньшем числе молниеприемников требуется меньшее число токоотводов. Таким образом, несмотря на довольно высокую стоимость самих активных молниеприемников, за счет экономии на материалах токоотводов достигается экономия на системе молниезащиты в целом. Сюда же можно отнести и растущую простоту монтажа.

Меньшее вмешательство в эстетический облик объекта. Данное преимущество особенно актуально при использовании активной молниезащиты в области гражданского строительства (в частности, в коттеджах), где в наш век дизайна владелец недвижимости предъявляет самые высокие требования к внешнему виду здания. Преимущество объясняется просто:

меньшее число молниеприемников и токоотводов – меньшее нарушение эстетики объекта.

Несколько слов противникам

Некоторые противники применения систем с упреждающей стримерной эмиссией создают группы и размещают в интернете информацию, которая, по идее, посвящена защите от молний. Вместо этого подобная площадка, кажется, используется в качестве трибуны для лоббирования стандартных систем молниезащиты, а также препятствования распространения активных систем. Пассивный стержень был изобретен более 200 лет назад Б. Франклином. Конечно, активная молниезащита не может похвастаться такой историей. И тот факт, что стандартизация системы с упреждающей стримерной эмиссией проходит сложно, они считают своей победой. Их работа по противодействию активной молниезащите не основана на собственных исследованиях или научных публикациях. Это только компиляция нескольких работ, опубликованных в различных журналах или отчетах в течение прошлого десятилетия, и направленных против систем с упреждающей стримерной эмиссией. Те, кто считают, что стандарт французский стандарт NF C 17-102 не является документом, был создан для продвижения французской технологии и одобрен исключительно национальной группой, могут обратиться в ЮТА (Юниан Техник де л'Электрисите), французскую Стандартную организацию, которая, кстати, уже давала подобный ответ на дискредитирующее обвинение. ЮТА является членом МЭК (международный электротехнический комитет), а также электротехническим подразделением группы компаний AFNOR, которая занимается стандартизацией, сертификацией, технической литературой и обучением более 80 лет. Я не могу признать, что нейтралитет ЮТА должен быть подвергнут сомнению. Это также бы означало, что кроме французской стандартизирующей организации и конечных пользователей «жертвами продавцов, которые продолжают использовать, дискредитированный стандарт, для продвижения своего устройства» стали члены стандартизирующих комитетов Испании, Румынии, Португалии, Аргентины. Во Франции в 2002 г. компанией IPSOS было проведено исследование конъюнктуры рынка. Было опрошено 476 представителей промышленных предприятий. 97 % из них были удовлетворены работой системы с упреждающей стримерной эмиссией. За последние 15 лет в мире была обеспечена защиты более 50 000 зданий данной системой. За последние 7 лет в России было смонтировано и сдано более 2 000 систем. Наша компания принимает участие в обсуждении фактов, основанных на научных и технических фактах

и комментариев. Мы признаем позицию некоторых ученых и всегда открыты для диалога.

Заключение

Преимущества системы с упреждающей стримерной эмиссией очевидны и сомнений, в том числе у разрешительных органов, не вызывают, но отсутствие соответствующей нормативной базы не позволяют в полной мере реализовать возможности более прогрессивной технологии защиты. С другой стороны, повышение этажности застройки, ответственности объектов, увеличение оснащенности практически всех зданий компьютерными, информационными системами, микропроцессорными средствами управления, чувствительными к импульсным перенапряжениям и помехам в электрических сетях, делает задачу совершенствования молниезащиты чрезвычайно актуальной. В целом, применение активной системы не противоречит общепринятой, так как теоретические основы защиты зданий и промышленных коммуникаций остаются неизменными. Различие заключается в конструкции молниеприемника, которая делает систему значительно эффективнее, надежнее, менее трудоемкой при монтаже и эксплуатации. Надежная работа системы молниезащиты зависит от правильного проектирования, объективного назначения проектных решений, строгого соблюдения технологии устройства, применения качественных материалов и комплектующих, а также соблюдения режимов ТО и реконструкции.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ ОПТИМАЛЬНОГО ВЫБОРА ПРИНЦИПОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ ШИН (АПВШ) 110 (220) КВ И АВТОСБОРКИ (АС) СЕКЦИЙ (СИСТЕМ) ШИН В НОРМАЛЬНОМ И РЕМОНТНОМ РЕЖИМАХ

Д.Ф. ГАЛЛЯМОВ, А.Б. КОРОТКОВ

В настоящее время актуальными остаются вопросы выполнения АПВШ 110 (220) кВ и АС секций (систем) шин в нормальном и ремонтном режимах в связи с внедрением современных защит и коммутационной аппаратуры.

Согласно ПУЭ, устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Руководящие указания по релейной защите и ПУЭ не учитывают всех последних тенденций в развитии энергосистем. Необходимо отметить, что на текущий момент в энергосистемах применяются различные схемы построения АПВШ и АС шин. Соответственно, накоплен опыт эксплуатации тех или иных схемных решений. В целях единообразного подхода к данному вопросу, повышения надежности работы энергосистемы в аварийных ситуациях, в данной работе приведены основные принципы выполнения АПВШ и АС шин 110 (220) кВ и возможные пути повышения эффективности работы АПВШ, АС шин 110 (220) кВ.

1. Принципы построения и выполнения АПВШ и АС шин 110 (220) кВ

1.1. Опробование шин после срабатывания ДЗШ-110 (220) кВ.

1.1.1. Опробование шин после срабатывания ДЗШ-110 (220) кВ в нормальной схеме.

Опробование шин выполняется от присоединений, определенных по условиям:

- минимального ущерба для потребителей от снижения напряжения при коротком замыкании;
- обеспечения достаточной величины тока КЗ для надежной работы ДЗШ в случае неустранившегося КЗ.

Опробование выполняется с контролем отсутствия напряжения на отключившейся секции (системе) шин.

Опробование производится или от одного фиксированного присоединения для каждой секции (системы) шин, заранее выбранного оперативным персоналом, или автоматически. В последнем случае часть присоединений секции (системы) шин могут быть опробующими – приоритет имеет присоединение с меньшей выдержкой времени АПВ. При отказе или ремонте опробующего присоединения включается одно из следующих присоединений с выдержкой времени АПВ в порядке возрастания. В случае наличия устойчивого КЗ на секции (системе) шин, при опробовании срабатывает запрет АПВ всех оставшихся присоединений для обеспечения однократности опробования секции (системы) шин.

1.1.2. Ремонтный режим: вывод из работы ТН-110 (220) кВ.

Опробование секции (системы) шин с выведенным ТН происходит от опробующего присоединения с контролем синхронизма (цепи напряжения запитаны от ТН, находящегося на неповрежденной секции). Запрет АПВ от чувствительной отсечки ДЗШ или от выходных реле ДЗШ предотвращает повторное включение остальных присоединений на неустранившееся КЗ после опробования шин.

1.2. Опробование шин 110 (220) кВ после работы УРОВ 110 (220) кВ.

На существующих энергообъектах разных годов ввода в эксплуатацию применены различные схемы УРОВ 110 (220) кВ, отличающиеся как по схеме пуска, так и в части формирования запрета АПВ:

1. Реализован запрет АПВ всех присоединений при работе УРОВ 110 (220) кВ при отказе выключателя любого присоединения.

2. Реализован запрет АПВ всех присоединений при работе УРОВ 110 (220) кВ только при отказе выключателей в цепи блоков генератор – трансформатор, силовых трансформаторов, автотрансформаторов.

3. Реализован запрет АПВ всех присоединений, кроме опробующего.

Применение варианта № 1 исключает повторную подачу напряжения на поврежденные участки оборудования, хотя имеет минусы при неправильных действиях релейного персонала во вторичных цепях, а именно, в случае ложного пуска УРОВ АПВШ и АС шин не состоятся.

Из минусов схем УРОВ 110 (220) кВ энергообъектов, выполненных по вариантам № 2, 3, можно отметить возможность подачи напряжения на повредившееся оборудование. Плюс варианта схемы № 3 перед вариантом № 2 в том, что исключается возможность подачи напряжения на силовые трансформаторы, блоки генератор – трансформатор. Плюс варианта № 2 (3) перед вариантом № 1 – в АПВШ, АС шин (для № 3 только АПВШ) при ложных пусках УРОВ 110 (220) кВ от защит ЛЭП.

Предлагаем на вновь строящихся (реконструируемых) энергообъектах применять идеологию варианта № 1 в целях повышения надежности работы энергосистемы в условиях повреждения оборудования.

1.3. Принципы выполнения АС секций (системы) шин 110 (220) кВ.

1.3.1. АС осуществляется с контролем синхронизма напряжений присоединений и шин после успешного опробования шин или «вслепую» на объектах, не имеющих цепей контроля синхронизма. При необходимости отключения от ДЗШ тупиковых присоединений, их участие в АС происходит по условиям, определяемым субъектами электроэнергетики.

Последовательность включения присоединений определяется выдержками времени их АПВ. Выдержки времени АПВ выбираются из условия: минимальные величины для ВЛ, максимальные – для ШСВ, СВ, трансформаторов и АТ связи. Включение ведется с интервалами времени между присоединениями, определяемыми работоспособностью аккумуляторной батареи и типами выключателей.

1.3.2. Ремонтный режим: вывод из работы ТН-110 (220) кВ. АС секций (систем) шин с выведенным ТН происходит с контролем синхро-

низма (цепи напряжения запитаны от ТН, находящегося на неповрежденной секции).

На объектах с постоянным дежурным персоналом, не имеющих чувствительной отсечки ДЗШ или устройств с ее функциями, для предотвращения повторного включения на неустранившееся короткое замыкание вводится запрет АПВ от выходных реле ДЗШ, и АС не состоится. Последующая неавтоматическая сборка секции (системы шин) производится оперативным персоналом.

2. Пути снижения времени АПВШ. Организация автоматического АПВШ в ремонтных схемах.

При выборе времени АПВ транзитной ЛЭП упрощенно применяется следующая формула:

$$T_{\text{АПВ1}} \geq T_{\text{защ2}} + T_{\text{д}} - T_{\text{вкл1}} + T_{\text{зап}}, \quad (1.1)$$

где $T_{\text{защ2}}$ – выдержка времени ступени защиты, обеспечивающую достаточную надежность при повреждениях в конце рассматриваемой линии; $T_{\text{д}}$ – время деонизации среды, равное 0,1–0,3 с; $T_{\text{вкл1}}$ – время включения выключателя на своем конце линии, варьируется от 60 мс для современных элегазовых выключателей до 500 мс для тяжелых масляных выключателей; $T_{\text{зап}}$ – запас времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времени действия выключателей от расчетных и т.д., принимается равным 0,5–0,7 с.

Таким образом, время АПВ, рассчитанное по данной формуле, составит 2-4 с в зависимости от времени работы резервных защит.

Если разделить АПВШ и АПВ линии, то можно эффективно снизить время АПВШ путем исключения слагаемого $T_{\text{защ2}}$. Для АПВШ имеем следующую формулу для расчета минимального времени:

$$T_{\text{АПВШ}} \geq T_{\text{д}} + T_{\text{зап}} - T_{\text{вкл1}}. \quad (1.2)$$

Таким образом, минимальное время для АПВШ составит 1,0–1,5 с.

Реализовать разделение можно двумя путями:

- 1) применением двухкратного АПВ и формированием соответствующих запретов (рис. 1, а);
- 2) логическим разделением АПВШ и АПВ линии. В данном случае пуск АПВШ или АПВ линии должен подтвердиться срабатыванием соответствующей защиты (рис. 1, б).

АПВ		
Пуск	- Контроль несоответствия - Контроль напряжения	1 цикл
	- Контроль несоответствия - Контроль напряжения	2 цикл
Запрет	ДЗШ	1 цикл
	Защиты линии	2 цикл

АПВШ	
Пуск	- Отключение от ДЗШ - Контроль несоответствия - Контроль напряжения
Запрет	- Запрет АПВ

АПВ линии	
Пуск	- Отключение от защит ЛЭП - Контроль несоответствия - Контроль напряжения
Запрет	- Запрет АПВ

Рис. 1. Способы разделения АПВШ и АПВ линии: а) применение двухкратного АПВ; б) логическое разделение АПВШ и АПВ линии

АПВШ должно состояться и в случае ремонта присоединения, предназначенного для опробования системы шин. Для этой цели на каждой системе шин выбирается по 2–3 присоединения, дополненных в цепях пуска контролем отсутствия напряжения на шинах. В нормальной схеме контроль отсутствия напряжения выбран только для одного присоединения. При выводе присоединения в ремонт оперативный персонал вводит контроль отсутствия напряжения для другого присоединения (неавтоматическое АПВШ).

Для автоматического изменения опробуемого присоединения необходимо постоянно иметь 2–3 присоединения на секции шин с введенным контролем отсутствия на шинах либо «слепым АПВ». Это можно осуществить, если разнести опробующие присоединения по временам. Разносить время включения выключателей с пружинными приводами следует исходя из условия обеспечения запрета срабатывания ДЗШ при опробовании присоединения (принимая равным 0,4–0,5 с).

Рассмотрим пример «Схема с двумя системами сборных шин» с 11 присоединениями (10 линий плюс ШСВ).

Учитывая, что АПВШ и АПВ линии разделены, имеем следующие времена для опробующих присоединений 1(2) СШ 110 (220) кВ:

1 СШ 110 (220) кВ: 1,5; 2,5; 3,5 с.

2 СШ 110 (220) кВ: 2,0; 3,0; 4,0 с.

3. Пути оптимизации АС шин 110 (220) кВ

Для присоединений, участвующих в АС шин можно применить однократное АПВ, т.е. совместить АПВШ и АПВ линии. Время АПВ в данном случае будет определяться по выражению (1.1). Разносить по временам включение выключателей с пружинными приводами, участвующих в АС шин, по условиям работы аккумуляторной батареи не требуется.

Необходимо отметить, что АПВ присоединений, участвующих в АС, должно осуществляться после опробующих присоединений. Этого можно достичь следующими путями:

- 1) путем выполнения условия пуска АПВ по контролю синхронизма;
- 2) отстройки по времени от опробующих присоединений.

Вариант № 2 является предпочтительным ввиду того, что при выводе в ремонт ТН-110 (220) кВ присоединения с контролем синхронизма не должны включиться раньше, чем опробующие. Следовательно, если время АПВ присоединения, участвующего в АС шин, окажется менее времени АПВШ, то необходимо будет проводить дополнительные мероприятия (описанные в п. 1.3.2) по вводу запрета АПВ. Для примера, описанного в разделе 2, время АС шин можно принять 4,5 с.

Вышеуказанные мероприятия в разделах № 2, 3 особенно важны для вновь строящихся энергообъектов. Для объектов, находящихся в эксплуатации, актуальным мероприятием является снижение времени АС шин при замене выключателей с электромагнитными приводами на выключатели с пружинными приводами.

Выводы

1. В работе сформулированы рекомендации по оптимальному выполнению АПВШ 110 (220) кВ и АС секций (систем) шин в нормальном и ремонтном режимах.
2. Предложены пути снижения времени АПВШ, времени АС шин.
3. Предложены принципы построения автоматического выбора опробующего присоединения в ремонтных схемах.

ДИСТАНЦИОННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ СИГНАЛИЗАЦИИ БЛОКОВ ГТ-1÷11 ПРИ ВЫВОДЕ ЭНЕРГОБЛОКА В РЕЗЕРВ И ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ В ЦЕПЯХ СИГНАЛИЗАЦИИ

О.В. МУРАВЬЕВ

На всех электрических станциях большое значение для работы всей станции имеет система постоянного тока. От аккумуляторных батарей, устанавливаемых на станции, получают питание оперативные цепи защит оборудования, цепи управления коммутационными аппаратами и сигнализации работы всего оборудования энергопредприятия. Цепи постоянного тока являются разветвленной системой, они расходятся от аккумуляторной батареи практически во все помещения электростанции, где находится и работающее, и находящееся в резерве оборудование. Поэтому очень вели-

ка вероятность замыкания этих цепей («+» и «-») на землю. Само замыкание в одном месте не опасно для работы оборудования. Однако появление второго замыкания может привести к ложному срабатыванию в цепях релейной защиты и автоматики и, далее, к отключению силового электрооборудования (генераторы, трансформаторы, электродвигатели). Также возможна ложная работа сигнализации. Поскольку цепи защит, управления и сигнализации подключены к одной и той же батарее (через щит постоянного тока), то замыкание в любой из этих цепей постоянного оперативного тока является общим для всей аккумуляторной батареи. Поэтому быстрое отыскание и устранение замыкания является важной задачей для нормальной работы оборудования. Оперативные цепи защит и автоматики разветвлены только в пределах одного присоединения. Цепи же сигнализации являются самой разветвленной сетью из всей системы постоянного тока. Самой разветвленной и самой трудоемкой в поиске места замыкания в большой сети сигнализации является 7-й участок центральной сигнализации блоков генератор – трансформатор. Порядок построения 7-го участка такой: шинки сигнализации (+ШС, -ШС, 1ШЗП, 2ШЗП, ШЗА, 901 – шинка определения замыкания в сети одного из 2-х генераторов) подходят к панели блока ГТ-1, оттуда к панели блока ГТ-2 и т.д. и доходят до панели блока ГТ-11. С каждой из этих панелей они расходятся по оборудованию своего энергоблока.

Принцип отыскания «земли» в данной структуре был таким: для определения номера блока ГТ, на котором появилась «земля», необходимо было разорвать посередине этой цепочки все шинки, отключив их с помощью отвертки. В случае исчезновения «земли» становилось понятным, что замыкание произошло в той половине, которая дальше от аккумуляторной батареи. Если замыкание не устранилось, значит, оно произошло в ближней половине. Путем дальнейшего деления шинок определялся номер блока, где произошло замыкание. Приходилось при каждом делении отключать и заново подключать все шинки. Поэтому работа по поиску «земли» была очень затруднительным делом. Еще одна трудность заключалась в объединении табло всех ГТ по шинке «-ШС» на ГЩУ в панелях управления блоков. Были вынуждены совершать дополнительные манипуляции на ГЩУ по разделению табло, объединенных шинкой «-ШС». Еще одна трудность в том, что каждая пара блоков имеет общую панель управления с общими для этой пары световыми табло. Для определения номера одного из 2-х блоков, где произошла какая-либо неисправность, существует схема развязки, построенная на полупроводниковых диодах, которая разрешает

загораться одному из 2-х «малых табло», указывающему номер «неисправного» блока. Развязка по «-ШС» в этих парах была затруднительна.

Было решено максимально упростить работу по поиску «земли» в цепях 7-го участка центральной сигнализации. Пришла идея отключать шинки сигнализации с помощью ключей управления, установленных для каждого блока генератор-трансформатор на ГЩУ. Каждый ключ управлял группой из 3-х реле, установленных на релейном щите каждого энергоблока. Контактными любой из этих групп отключались шинки сигнализации и определялась вначале группа из 2-х блоков, а затем блок с замыканием в цепях сигнализации. Такое устройство отключения шинок позволяет также отключать сигнализацию на том блоке, который находится в резерве или выведен в длительный ремонт. Для снятия сигналов с табло на остановленном энергоблоке ранее приходилось отключать каждую из шинок вручную на релейном щите блока.

На блоках с генераторными выключателями, когда при остановленном генераторе в работе остается трансформатор для питания секций собственных нужд, наша разработка позволяет снимать сигналы с генератора, сигнализация же оставшегося в работе блока не снимается.

Данное предложение позволило снимать сигналы с табло всего блока или отдельно с генератора, значительно упростило и ускорило операции по поиску «земли», тем самым улучшило оперативное обслуживание энергоблоков.

РАЗРАБОТКА ОРГАНА ЛОГИЧЕСКОГО УСКОРЕНИЯ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Д.А. ГЛУХОВ

При ликвидации коротких замыканий (КЗ) отмечаются случаи отказов в действии релейной защиты (РЗ) и выключателей. Отказ РЗ или выключателя означает не отключенное КЗ, а следовательно, длительное прохождение токов КЗ и снижение напряжения в сети. Наряду с принятием мер по повышению надежности действия РЗ и выключателей, особо важное значение приобретает резервирование отключения КЗ в случае отказа выключателя или действующей на него РЗ.

Применяются два способа резервирования: дальнейшее – осуществляемое РЗ и выключателями смежных участков, установленными на соседних энергообъектах; ближнее – осуществляемое РЗ и выключателями, установ-

ленными на той же подстанции (электростанции), на которой расположен отказавший элемент (РЗ или выключатель).

Известно, что ближнее резервирование в большинстве случаев превосходит дальнее по времени ликвидации КЗ, что обусловлено большей чувствительностью из-за близкого расположения к месту КЗ. Широкое распространение на подстанциях (ПС) получило устройство ближнего резервирования УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя), успешно ликвидирующее КЗ при отказе выключателя, участвующего в отключении зоны КЗ. Такое устройство, однако, резервирует лишь выключатель, но не работу РЗ. Более того, одним из условий работы УРОВ является действие РЗ на отключение выключателя.

В случае же отказа самой РЗ защищаемый элемент должен отключиться с выдержкой времени действием резервных защит смежного элемента. Так, например, при КЗ на ВЛ-1 110 кВ (точка К1 на рис. 1) и отказе защит В-110 кВ ВЛ-1 ближними к месту КЗ защищаемыми элементами являются шиносоединительный выключатель (ШСВ 110 кВ) и автотрансформаторы (АТ-1 и АТ-2). УРОВ в данном случае работать не будет, в связи с отсутствием работы РЗ ВЛ-1 110 кВ на отключение линейного выключателя.

Рассмотрим подробнее работу защит при рассматриваемом КЗ. Дифференциальная защита шин 110 кВ (ДЗШ-110 кВ) работать не будет ввиду того, что ток КЗ направлен в линию. Ступенчатые защиты ШСВ вводятся при выводе ДЗШ, а потому в нормальном режиме они выведены. Основные защиты АТ-1 и АТ-2 также работать не будут, потому как КЗ за пределами В-110 кВ АТ. В рассматриваемом случае сработают резервные защиты АТ-1 и АТ-2, в частности дистанционные (ДЗ) и токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Они действуют с выдержкой времени и направлены к месту КЗ. Для селективного отключения первой системы шин (1 СШ 110 кВ) эти защиты подействуют на отключение ШСВ 110 кВ. После отключения ШСВ 110 кВ ток КЗ, протекающий через АТ-2, «разворачивается» к шинам 220 кВ, и ДЗ АТ 2 начинает работать с действием на отключение ШСВ 220 кВ, но не успевает реализовать это действие, потому что ДЗ АТ-1 по-прежнему остается в работе и с новой выдержкой времени отключает В 110 кВ АТ-1. Защиты АТ-2 перестают работать ввиду отсутствия тока КЗ, а напряжение со стороны ВЛ-2 и ВЛ-3 110 кВ исчезает с отключением выключателей с противоположной стороны этих линий благодаря дальнему резервированию. В случае если эти ВЛ тупиковые, то КЗ полностью ликвидируется с момента отключения В 110 кВ АТ-1.

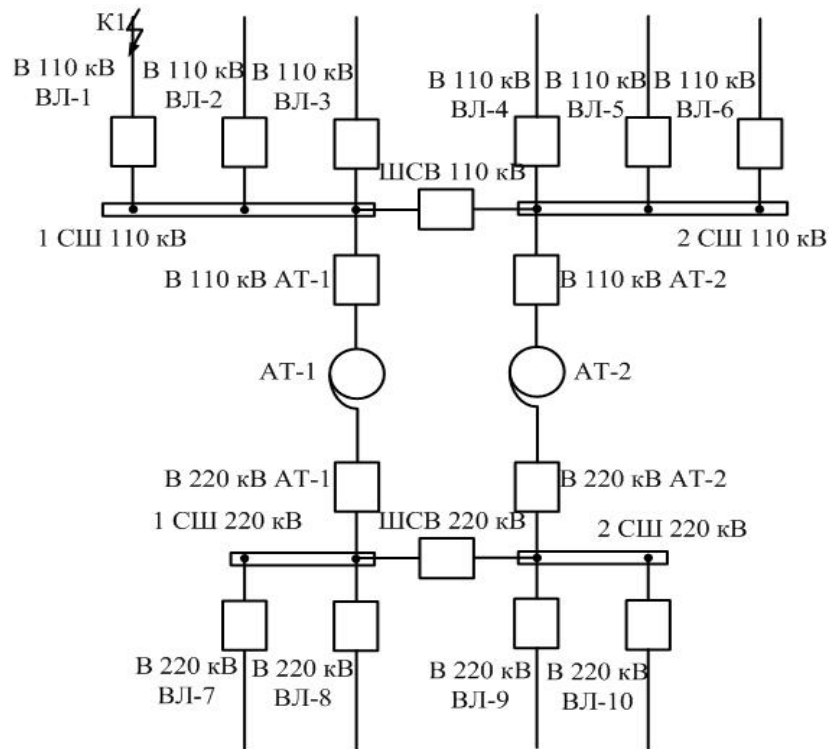


Рис. 1. Схема ПК 220/110 кВ

Таким образом, временем ликвидации КЗ при отказе РЗ ВЛ-1 110 кВ будет являться время, за которое будет отключен последний выключатель, с полным обесточиванием системы шин. В общем случае время ликвидации КЗ (T_1) будет не менее времени t_3 .

Для уменьшения времени ликвидации КЗ в таком случае, необходимо, чтобы время t_2 было равно времени t_1 , где t_1 – выдержка времени соответствующей ступени РЗ ВЛ-1 110 кВ. В таком случае время t_3 можно было бы снизить, а значит снизить время ликвидации КЗ (T_1). Для выполнения этого условия необходимо, чтобы защиты ШСВ-110 кВ были введены и действовали с минимальной выдержкой времени с блокировкой при действии защит линий. Реализация этого условия в упрощенном варианте изображена на рис. 2.

В схеме на рис. 2 KL1-KL6 – промежуточные реле защит линий 110 кВ (ВЛ1-ВЛ-6); KL7-KL8 – промежуточные реле основных защит автотрансформаторов (АТ-1 и АТ-2); KL9-KL12 – промежуточные реле защит линий 220 кВ (ВЛ7-ВЛ10); KL13 – реле блокировки защит ШСВ; KL14 – промежуточные реле защит автотрансформаторов для блокировки по направлению мощности; KL15 – промежуточное реле защит ШСВ; KL16 – выходное реле с действием на отключение ШСВ; KL17 – выходное реле защит смежного ШСВ.

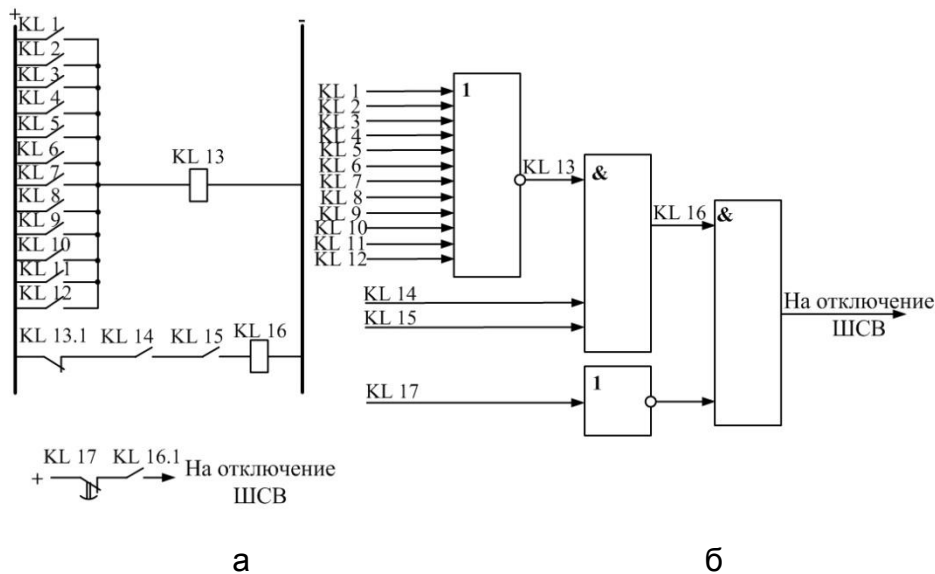


Рис. 2. Схема логической защиты ШСВ: а – принципиальная схема; б – логическая схема

Из схем на рис. 2 видно, что при работе защит на одной из линий либо при работе основных защит одного из автотрансформаторов действие защит ШСВ на отключение блокируется. Для того чтобы ШСВ 110 кВ и ШСВ 220 кВ не отключились одновременно, в схему включен вспомогательный контакт промежуточного реле защит автотрансформаторов. В случае если мощность на автотрансформаторе при КЗ направлена к шинам 110 кВ, отключится ШСВ 110 кВ, потому что контакт KL14 замкнется в схеме логической защиты ШСВ 110 кВ. при этом действие на отключение ШСВ 220 кВ блокируется. Таким образом, в случае, если ни одна из защит линий и автотрансформаторов не сработала на отключение, ШСВ отключается с минимальной выдержкой времени, равной времени действия соответствующей ступени защиты линии (автотрансформатора). Благодаря такому логическому решению время ликвидации КЗ (T_1) можно снизить.

В момент реверса мощности на АТ-2 после отключения ШСВ-110 кВ могут сработать защиты на отключение ШСВ 220 кВ. Для исключения такого неселективного отключения в схеме ШСВ предусмотрен блокирующий контакт от защит смежного ШСВ KL17, позволяющий подготовить схему только после отключения МВ 110 кВ АТ-1.

Благодаря тому, что при отказе защиты линии при КЗ в точке К1 (рис. 1), в случае наличия логического ускорения, ШСВ отключен за минимально возможное время, время действия резервных защит АТ можно снизить. В данном случае КЗ ликвидируется с меньшим временем, чем при отсутствии логического ускорения.

Полученную условную модель органа логического ускорения резервных защит автотрансформаторов, изображенную на рис. 2, можно использовать для совершенствования терминалов современных микропроцессорных защит. Функцию логического ускорения в данном случае можно вводить по указаниям служб РЗА на конкретной ПС для уменьшения времени ликвидации «затянувшегося» КЗ. При этом возможность такого решения необходимо определять при проектировании ПС с учетом всех условий и режимов.

Проведенный анализ в операционной зоне Удмуртского РДУ показал, что эффективность внедрения органа логического ускорения достаточно высока и заключается в сокращении выдержки времени резервных защит автотрансформаторов на время порядка 0,4–0,5 с. В табл. 1 приведены конечные данные проведенного анализа для тех ПС, для которых целесообразно использование логического ускорения резервных защит автотрансформаторов.

Таблица 1

Эффект от внедрения логического ускорения резервных защит автотрансформаторов в Удмуртской энергосистеме

№	Наименование ПС	Защиты на стороне 110 кВ					Защиты на стороне 220 кВ				
		ДЗ		ТЗНП			ДЗ		ТЗНП		
		1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень	3 ступень	1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень	3 ступень
1	ПС 220 кВ Балезино	0,4 с	0,4 с	0,4 с	-	Не используется	Не используется	Не используется	0,4 с	0,5 с	Не используется
2	ПС 220 кВ Ижевск	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,5 с	Не используется	Не используется	0,4 с	0,4 с	Не используется
3	ПС 220 кВ Кама	Не используется	Не используется	0,4 с	0,5 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	-	Не используется	Не используется
4	ПС 220 кВ Комсомольская	Не используется	Не используется	0,5 с	0,5 с	Не используется	0,5 с	0,5 с	0,5 с	0,5 с	Не используется
5	ПС 220 кВ Позимь	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	Не используется	Не используется	0,4 с	0,4 с	Не используется
6	ПС 220 кВ Сива	Не используется	Не используется	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	Не используется	Не используется	Не используется
7	ПС 220 кВ Сюга	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	0,4 с	Не используется	Не используется	-	Не используется	Не используется
8	ТПС 220 кВ Саркуз	-	Не используется	-	0,5 с	Не используется	Не используется	0,5 с	0,5 с	Не используется	Не используется

Список литературы

1. Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 801 с.
2. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 527 с.
3. Инструкция по обслуживанию устройств релейной защиты и сетевой автоматики шин и автотрансформаторов Удмуртской энергосистемы / Удмуртское РДУ. – Ижевск, 2013. – 37 с.

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИНЖЕНЕРА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

И.Г. НУРТДИНОВ

Основными целями и задачами работы является представление информации по мобильному комплексу для диагностики оборудования телемеханики и внедрение его в филиале ОАО «Сетевая компания» БуЭС.

Системы телемеханики служат для контроля и управления территориально распределенными технологическими процессами. Они включают в себя оборудование, предназначенное для выполнения функций сбора, передачи, обработки отображения необходимых данных о течении технологического процесса.

Качество энергоснабжения потребителей, включая его надежность, в большей степени зависит от существующей системы телемеханики, которая обеспечивает выполнение всех необходимых функций контроля и управления. Поэтому поддержание в рабочем состоянии систем телемеханики является одной из главных задач в работе СССДТУ.

Для поддержания в рабочем состоянии оборудования телемеханики необходимо иметь мобильное устройство, позволяющее проводить диагностику, тестирование и анализ обмена данными с устройствами ТМ.

Для решения этих задач мною, под руководством куратора, был создан мобильный комплекс, состоящий из ноутбука с установленным программным обеспечением и устройства, позволяющего организовывать различные соединения с оборудованием ТМ. Устройство выполнено в виде блока с размерами сторон 23 см и высотой 3 см, на лицевой панели выведены все интерфейсы связи и переключатели режимов. Блок укомплектован переходниками для подключения к различным устройствам телемеханики, цифровым датчикам.

Программное обеспечение состоит:

- из ОИК «Диспетчер»;
- конфигураторов устройств телемеханики;
- конфигураторов цифровых датчиков;
- программы для работы с модемами ТМ;
- программы для работы с контроллерами КП Компас 2.0.

Поддерживаемые протоколы обмена: реализация асинхронных интерфейсов (RS-232, RS-485), реализация синхронных интерфейсов (RS-232, RS-485), Modbus RTU, МЭК-870-5-10х, синхронные протоколы (КОМПАС, ТМ-512, РПТ-80 и т.д.), обмен данными по шине CAN, обмен пакетами через Ethernet 10/100 Base-T.

К каждому оборудованию телемеханики заводом-изготовителем прилагается программное обеспечение с возможностью диагностики, конфигурирования и анализа состояния. Но для выявления неисправности и качества сигнала в канале связи непосредственно на месте установки оборудования необходим мобильный комплекс, который совмещает в себе эти программы диагностики, сервер ОИК и устройство для организации различных соединений с оборудованием телемеханики и цифровыми датчиками.

Благодаря установленной серверной части ПО ОИК «Диспетчер» появляется возможность наблюдения за каждым принятым байтом информации с КП. А совместно с клиентской частью программы появляется возможность наблюдения за реальной картиной происходящих событий на подстанции непосредственно в месте установки оборудования. С помощью конфигураторов, используя модуль опроса синком IP как виртуальный СОМ – порт возможна диагностика и программирование цифровых датчиков непосредственно с места установки КП.

До создания мобильного комплекса уже существовал прибор для диагностики КП Компас 1.1 – адаптер технологический ТА-3М1. С помощью которого, есть возможность отображения информации каналов ТС, ТИТ, ТИИ, управления выбранным объектом ТУ и т.д. Но данный адаптер работает лишь с КП Компас 1.1, и нет возможности диагностики канала связи со стороны пункта управления.

Внедрение мобильного комплекса телемеханики позволит решать такие задачи, как:

- проведение анализа обмена данными с устройствами ТМ;
- местное подключение к устройствам КП и наблюдение за реальной картиной происходящих событий на подстанции;
- конфигурирование различных цифровых датчиков;

– тестирование и проверка всех рабочих режимов оборудования ТМ.

Это позволит сократить время на поиск и устранение неисправностей в работе оборудования ТМ.

В настоящее время данный комплекс испытан и активно применяется.

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НА БАЗЕ ПК «RASTRWIN»

Р.Ф. ШАРАФЕЕВ, Т.С. ИСМАГИЛОВ

Одной из главных задач оперативно-диспетчерского управления режимами является обеспечение устойчивого и надежного функционирования энергосистемы, при этом одним из основных условий обеспечения надежности является качественное планирование электрических режимов. В свою очередь, качество планирования подразумевает выполнение большого количества расчетов с целью выявления потенциальных нарушений в режиме работы энергосистемы, что осуществляется путем моделирования различных нормативных возмущений. Очевидно, чем выше количество выполняемых расчетов, тем больше времени требуется для их выполнения, а также повышается вероятность ошибок, обусловленных человеческим фактором. Таким образом, автоматизация процесса анализа электрических режимов энергосистем является актуальной задачей.

Постановка задачи

В настоящее время основным средством расчета установившихся режимов и статической устойчивости в диспетчерских центрах, а также в большинстве проектных организаций является программный комплекс «RastrWin» (далее – ПК «RastrWin»). В целях обеспечения взаимодействия с другими Windows-приложениями ПК «RastrWin» организован в виде набора СОМ-компонентов (Component Object Model [1]), что предоставляет возможность автоматизации процесса выполнения расчетов сторонними программами, используя при этом расчетные модули ПК «RastrWin». Таким образом, непосредственной задачей автоматизации является разработка программного обеспечения, обладающего собственным пользовательским интерфейсом для ввода исходных данных и вывода результатов и взаимодействующего с ПК «RastrWin» (рис. 1).

Исходными данными для программного обеспечения являются:

- сходный режим;
- сценарий проверки режима;
- допустимые токовые нагрузки линий;

– граничные условия по току и напряжению.



Рис. 1. Входные и выходные данные задачи

Исходным режимом является файл формата «*.rg2» ПК «RastrWin». Сценарий проверки режима формируется в текстовом формате (например, «*.csv») и содержит перечень моделируемых нормативных возмущений для заданного режима.

Формат файла-сценария следующий:

```
// <Имя нормативного возмущения А>
<ip_1>; <iq_1>; <np_1>; <sta_1>;
```

...

```
<ip_n>; <iq_n>; <np_n>; <sta_n>;
```

```
// <Имя нормативного возмущения В>
```

...

```
// <Имя нормативного возмущения С>
```

...

где *ip* – номер начала отключаемой ветви; *iq* – номер конца отключаемой ветви; *np* – номер параллельной отключаемой ветви; *sta* – состояние ветви, которое необходимо установить (0 – отключение; 1 – включение).

Файл с допустимыми токовыми нагрузками также формируется в текстовом формате и содержит значения допустимых токов элементов электрической сети при заданной температуре:

```
<ip_1>; <iq_1>; <np_1>; <i_max_1>;
```

...

```
<ip_n>; <iq_n>; <np_n>; <i_max_n>;
```


где ip – номер начала ветви; iq – номер конца ветви; np – номер параллельной ветви; i_{max} – максимальное значение тока ветви.

Граничные условия по току и напряжению устанавливаются пределы, выход за которые означает возникновение нарушения. Для узлов расчетной модели задаются максимальные и минимальные значения напряжений, а для ветвей задается максимальный процент загрузки линии.

Таким образом, программа выполняет две задачи: поочередное моделирование нормативных возмущений в соответствии с предложенным сценарием с фиксацией выхода за граничные условия и формирование протокола выполненных расчетов, включающего перечень потенциальных нарушений.

Реализация задачи

Для решения поставленной задачи разработано ПО «Анализ режимов». Программа реализована в виде Win32-приложения, запускаемого специалистом-технологом.

Поскольку ПК «RastrWin» имеет удобный программный интерфейс в виде СОМ-компонент, то «Анализ режимов» для взаимодействия использует соответствующую технологию Component Object Model.

Интерфейс программы приведен на рис. 2. В левой части окна расположены поля для ввода пользователем исходных данных: пути к файлам режима, выбора сценария проверки и допустимых токовых нагрузок линий, а также граничных условий по току и напряжению. В правой части окна отображается ход выполнения проверки режима – текущее смоделированное отключение и результат проверки послеаварийного режима соблюдения граничных условий.

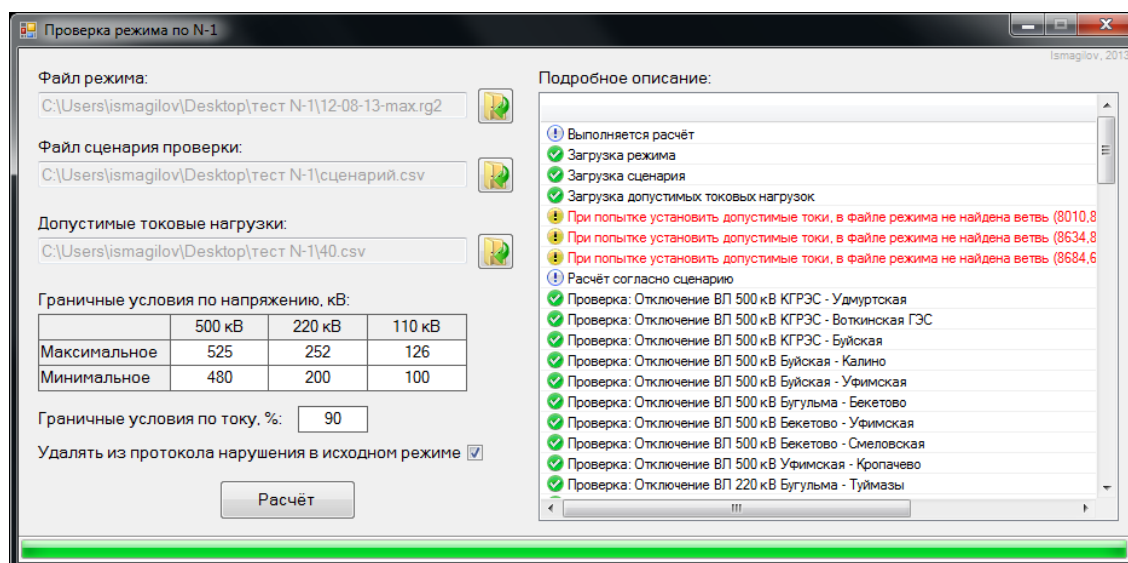


Рис. 2. Интерфейс программы «Анализ режимов»

Алгоритм выполнения проверки представлен на блок-схеме (рис. 3).

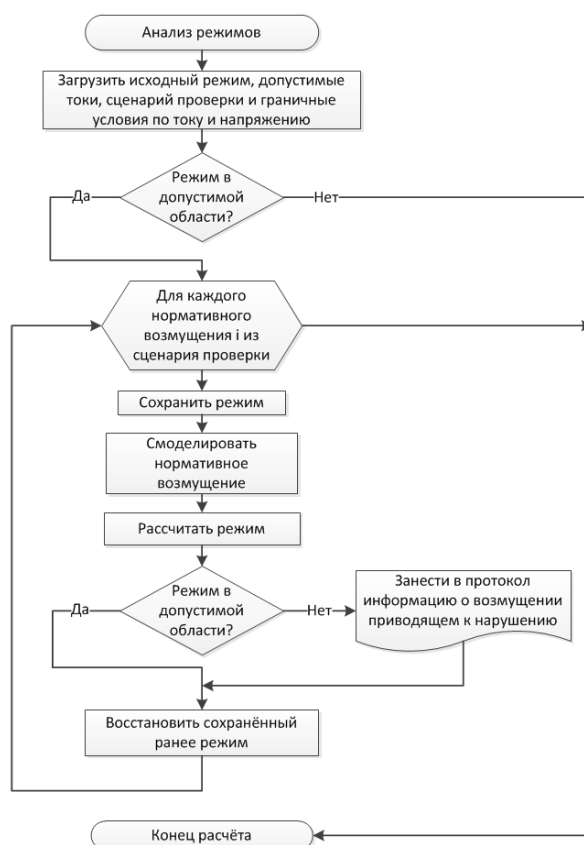


Рис. 3. Блок-схема

После окончания расчетов выводится протокол в формате документа MS Excel, который содержит нормативные возмущения, приводящие в послеаварийном режиме к нарушениям граничных условий (рис. 4).

Протокол проверки режима						
Возмущение	Вид нарушения	Узел	U _{расч.} , кВ	U _{доп. min.} , кВ	U _{доп. max.} , кВ	
Отключение 1 СШ 110 кВ ТЭЦ-3	Недопустимое превышение напряжения	8001: ПГЭС 1СШ-110	128	100	126	
Возмущение	Вид нарушения	Ветвь	I _{расч.} , А	I _{доп.} , А	Загрузка, %	
Отключение 1 СШ 110 кВ ПУТЭЦ	Перегруз по току	НПЗ-1сек220 - НПЗ-2сек	638	608	105	
Отключение 4 сек.ш. 110 кВ ПС НПЗ	Перегруз по току	ПУТЭЦ 1СШ-110 - Калвиняки	431	468	92	
Отключение ВЛ 220 кВ Смеловская - Иремель 1	Перегруз по току	Ирем220 -Иремель2СШ-110	556	596	93	

Рис. 4. Протокол проверки режима

Длительность расчета напрямую зависит от количества моделируемых возмущений, описанных в сценарии, и от производительности персонального компьютера. Для оценки скорости работы программы проведен эксперимент на основе режима операционной зоны Башкирского РДУ на расчетной модели, содержащей 1612 узлов и 2445 ветвей, по тестовому сценарию из 30 нормативных возмущений, содержащих 86 отключений. Время расчета на офисном компьютере средней производительности (Intel Core2 Duo E8500@3.16GHz, 2Gb RAM, Windows 7) составило 95 секунд.

Выводы

Разработанная надстройка для ПК «RastrWin» существенно ускоряет процесс выполнения анализа электрических режимов энергосистем, поскольку пользователь освобождается от механической работы по ручному выполнению серий однотипных расчетов. При этом исключается вероятность ошибок, обусловленных человеческим фактором.

Список литературы

1. Component object model (COM) [Электронный ресурс] // MSDN Library. – URL: <http://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms680573.aspx>.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем (утв. Приказом Минэнерго России № 277 от 30.05.2003).

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КОРПОРАТИВНОЙ СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ НИЖНЕКАМСКОЙ ТЭЦ (ПТК-1)

И.И. ГУБАЙДУЛЛИН

Нижекамская ТЭЦ – динамично развивающаяся станция. И я горжусь тем, что работаю на предприятии, которое ставит перед собой сложные задачи, для решения которых требуются не только материальные, но и высокоинтеллектуальные человеческие ресурсы.

Ни для кого не секрет, что современное предприятие в наступившем цифровом веке не может существовать без компьютеров, серверов и локальных вычислительных сетей (ЛВС), которые используются как для решения офисных задач, так и для непосредственного участия в управлении производством.

Приятно осознавать, что на Нижекамской ТЭЦ понимают, что без информационных технологий невозможен дальнейший прогресс в области эффективного использования как трудовых ресурсов, я имею в виду работу

с офисными программами, так и технологического оборудования, где информационные технологии используются для достижения более эффективной загрузки оборудования, улучшения технико-экономических показателей работы станции.

Современная экономика предъявляет высокие требования к надежности, энергопотреблению, а также срокам окупаемости вновь вводимого основного и вспомогательного оборудования.

В 2011 г. благодаря проекту дооборудование ЛВС мы получили высокопроизводительную, отказоустойчивую ЛВС в главном производственном корпусе, с широкими возможностями мониторинга сетевого оборудования, что существенно снизило отказы автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) по причине неисправности ЛВС. Принципиальная схема ЛВС после модернизации представлена на рис. 1.

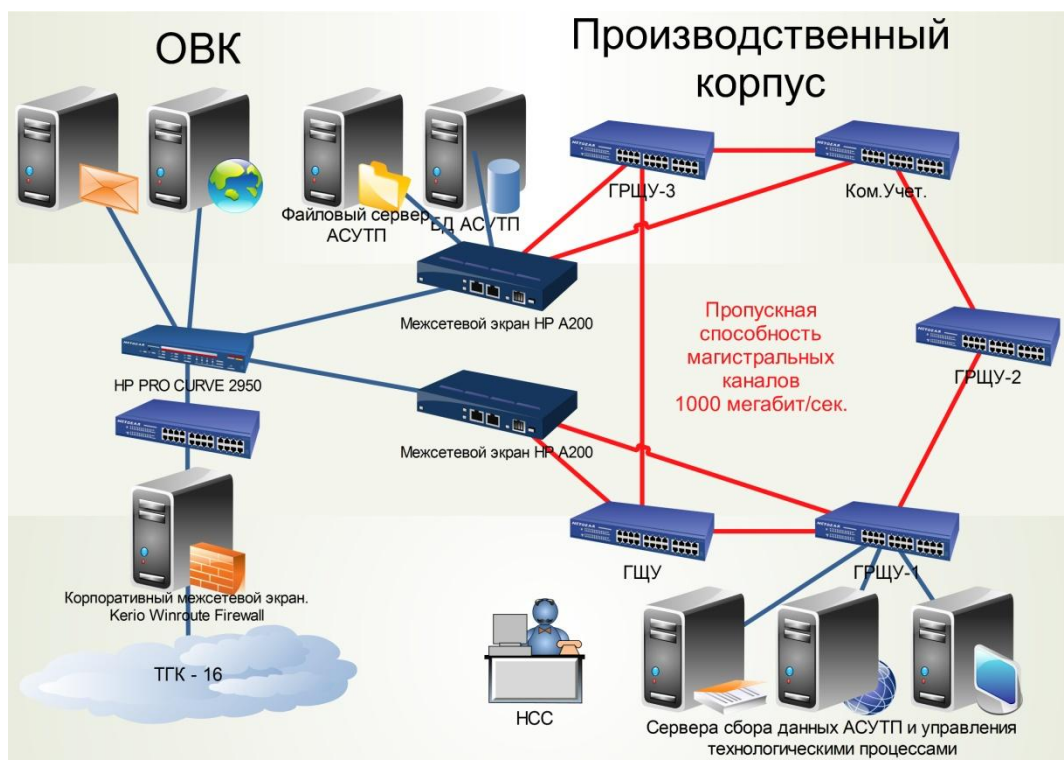


Рис. 1. Модернизация ЛВС главного корпуса принципиальная схема

В 2012 г. в рамках проекта «Корпоративной сети передачи данных (КСПД) ТГК-16» мы произвели «виртуализацию» серверов. Основные плюсы от виртуализации это: высокая энергоэффективность и отказоустойчивость кластера, возможность гибко настраивать производительность виртуальных машин. Данный проект позволил существенно повысить надежность функционирования парка серверов на Нижнекамской ТЭЦ (рис. 2).



Рис. 2. Парк серверов после «виртуализации»

В 2013 г. логичным продолжением курса повышения надежности, отказоустойчивости и производительности в работе ЛВС Нижнекамской ТЭЦ считаю модернизацию межсетевой экрана.

Что такое межсетевой экран – это анализатор информационных потоков, проходящих через него, позволяющий отбрасывать или пропускать информацию согласно установленным правилам. До недавнего времени на Нижнекамской ТЭЦ в качестве межсетевой экрана использовался обычный персональный компьютер, который морально и физически устарел. Разве техника не стоит на месте, и каждый день внедряются новые информационные проекты, это, в свою очередь, ведет к увеличению потоков информации, проходящих через межсетевой экран.

Существующий межсетевой экран на базе обычного персонального компьютера не справляется с возрастающей нагрузкой и не отвечает требованиям надежности по следующим причинам:

- 1) низкая по современным меркам производительность процессора;
- 2) так как в качестве аппаратной платформы для данного сервера используется обычный персональный компьютер, возможности повышения его производительности и надежности сильно ограничены.

Перед нами стоит задача повысить надежность и производительность межсетевой экрана. Для этого предлагается:

- 1) развернуть межсетевой экран на базе профессионального сервера HP DL 380 G5;

2) применить резервирование каналов связи от межсетевого экрана до коммутаторов.

Какие преимущества мы получим:

1) профессиональный сервер намного производительнее обычного персонального компьютера, значит, пропускная способность каналов связи не будет упираться в производительность межсетевого экрана, не создавая тем самым эффекта «бутылочного горлышка» при расширении каналов связи и увеличения информационных потоков;

2) применение профессионального оборудования позволяет использовать на одном сервере два блока питания, с возможностью «горячей» замены вышедшего из строя блока питания;

3) жесткие диски сервера, на которых хранится вся информация, – это высокоскоростные serial attached SCSI (SAS) диски, объединенные в redundant array of independent disks (RAID) массив, что позволяет существенно повысить «живучесть» всей системы. Информация дублируется в режиме реального времени на двух и более жестких дисках. Так же поддерживается «горячая» замена вышедшего из строя жесткого диска;

4) применение сетевых карт с возможностью направлять потоки информации по двум каналам, используя при этом один internet protocol (IP) адрес, позволяет в случае выхода из строя основного коммутатора автоматически переключиться на резервный коммутатор;

5) существующий межсетевой экран на базе персонального компьютера после ревизии и замены износившихся деталей предлагается использовать в качестве «холодного» резерва. В случае нештатной ситуации или при останове основного межсетевого экрана на профилактику, можно будет минимизировать время простоя ЛВС, запустив в работу резервный межсетевой экран.

Внедрение данного сервера на Нижнекамской ТЭЦ позволило существенно повысить надежность организации взаимодействия по каналам корпоративной сети передачи данных. Возможно, кто-то скажет, что такое повышение отказоустойчивости и производительности межсетевого экрана излишне, но я хочу в заключение своего доклада процитировать одного математика, мне кажется, его слова как никогда актуальны в наступившем цифровом веке: «Нужно бежать со всех ног, чтобы только оставаться на месте, а чтобы куда-то попасть, надо бежать как минимум вдвое быстрее!» (Льюис Кэрролл, «Алиса в стране чудес»).

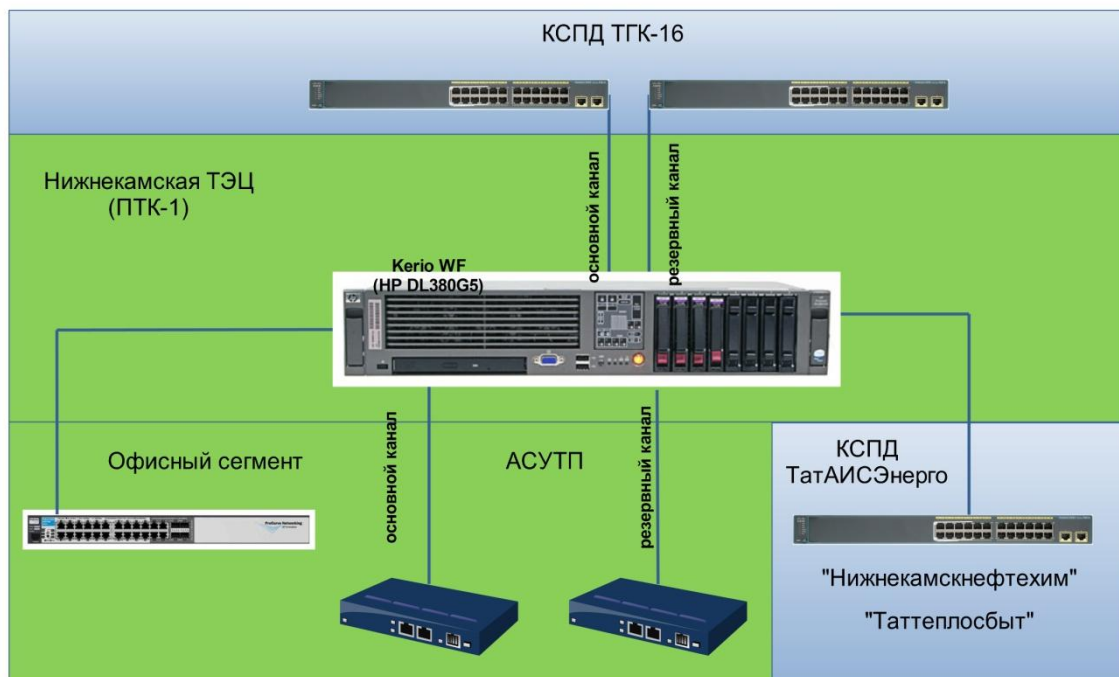


Рис. 3. Принципиальная схема организации каналов после замены межсетевых экранов

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВЛ 110 КВ

Н.Н. АЛЕШИНА

Согласно приказу Минэнерго России № 466 от 29 октября 2009 г. «О разработке Концепции повышения надежности в электроэнергетике» и постановлению Правительства Российской Федерации № 117 от 3 марта 2010 г. «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности» проблема повышения надежности признана актуальной в сфере оперативного управления.

В настоящее время диспетчерский персонал может оценивать состояние энергосистемы по предварительным прогнозам потребления, режимным ситуациям и расчетам, но не имеет средств оценки режимов работы по степени их надежности, так как система оперативного управления не оснащена соответствующим программным продуктом, который позволял бы производить оперативную оценку режима по показателям надежности [3]. Таким образом, можно констатировать факт необходимости разработ-

ки нового программно-аппаратного комплекса (ПАК), который позволит оценить схемную надежность в существующей топологии сети и режимную надежность и тем самым повысить эффективность оперативного управления.

Для получения высококачественных результатов расчета необходимо на предварительном этапе провести анализ статистической информации по отказам оборудования в конкретной операционной зоне. Это обстоятельство вызвано тем, что в процессе эксплуатации в различных климатических зонах оборудование электрических сетей работает в различных температурных диапазонах, несет разные ветровые и гололедные нагрузки, что неизбежно приводит к несоответствию технических показателей оборудования из разных операционных зон. Следовательно, показатели надежности режима, рассчитанные с использованием усредненных характеристик оборудования, как, например, параметр потока отказов, несут в себе определенную погрешность.

В связи с этим проведен анализ статистической информации о работе воздушных линий напряжением 110 кВ Пензенской энергосистемы. Анализу подверглись аварийные отключения ВЛ 110 кВ за период 1998–2009 гг. Количество анализируемых объектов составило 98 шт.

Объекты ВЛ 110 кВ выбраны для анализа, так как ВЛ считаются наиболее ненадежным элементом электроэнергетической системы, являются частью распределительных сетей в Пензенской энергосистеме, от режима их работы напрямую зависит эффективность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

В процессе исследования выделены устойчивые и неустойчивые отключения, а также отдельные группы отключений в зависимости от видов вызвавших их причин. За указанный период времени зафиксировано 1870 аварийных отключений ВЛ 110 кВ. Из них 435 (23,26 % от общего числа) по причинам, оставшимся неустановленными; 8 отключений (0,43 %), вызванных ошибочными действиями персонала; 757 отключений (40,48 %) было связано с неблагоприятными погодными условиями – сильный ветер, гроза, гололедные отложения на проводах; 155 (8,29 %) были вызваны падением крупных веток и сухих деревьев на провода в условиях тихой безветренной погоды; 137 отключений (7,33 %) возникли в связи с гнездованием птиц на опорах ВЛ и перекрытием птицами проводов; 102 отключения (5,45 %) произошли по причине повреждения элементов самой ВЛ; 184 (9,84 %) – из-за повреждений или отказов соответствующего оборудования подстанции; также были зафиксированы отключения из-за преднамеренных набросов предметов на провода ВЛ – 72

(3,85 %) и связанных с пожарами в зоне прохождения трассы ВЛ – 20 (1,07 %). Наглядное представление о вкладе каждого из перечисленных факторов в общее число аварийных отключений дает диаграмма (рис. 1).

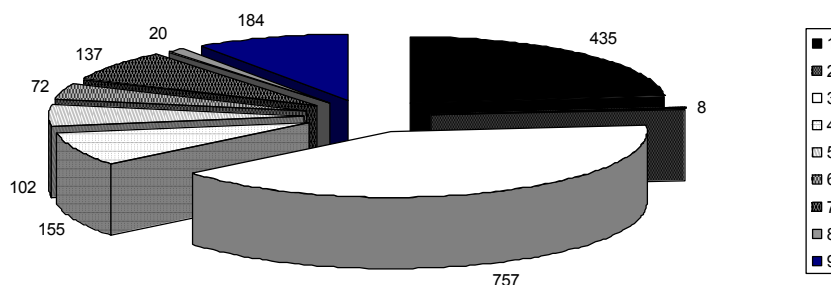


Рис. 1. Распределение общего числа аварийных отключений в зависимости от вызвавших их причин: 1 – причина не установлена; 2 – ошибка персонала; 3 – неблагоприятные погодные условия; 4 – перекрытие деревьями; 5 – повреждение элементов ЛЭП; 6 – набросы посторонних предметов; 7 – птицы; 8 – пожар; 9 – отказы оборудования подстанции

Как следует из данных диаграммы рис. 1, основными факторами, приводящими к аварийным отключениям ВЛ 110 кВ, являются неблагоприятные погодные условия, следует также отметить большое значение отказов из-за гнездования птиц.

Разбивка аварийных отключений ВЛ 110 кВ по месяцам анализируемого периода представлена на графике (рис. 2).

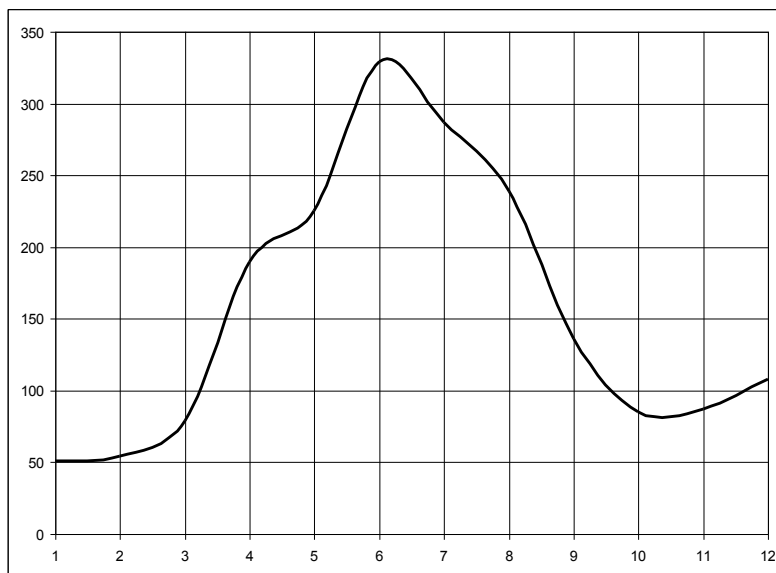


Рис. 2. Распределение отключений по месяцам

Внешний вид полученного распределения отражает явно выраженную сезонность наступления аварийных отключений ВЛ 110 кВ, пик которой приходится на июнь. В [1] приводится аналогичное распределение

числа повреждений на ЛЭП 220 кВ с грозозащитным тросом. Также утверждается, что оно может быть до некоторой точности представлено с помощью нормального закона распределения. В этом случае функция распределения аварийных отключений записывается следующим образом:

$$F(X_0) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x_0} e^{-\frac{(x-m_x)^2}{2\sigma^2}} dx,$$

где σ – среднеквадратичное отклонение случайной величины x ; m_x – математическое ожидание.

На основании функции распределения могут быть рассчитаны показатели надежности, необходимые для составления математической модели отказов ВЛ 110 кВ. В дальнейшем при работе программно-аппаратного комплекса оценки надежности будут использованы математические модели отказов, составленные для ВЛ, коммутационных аппаратов, сборных шин, силовых трансформаторов. Необходимость учета указанных элементов в расчетах надежности уже отмечалась ранее [2].

Математическая модель отказов оборудования будет учитывать как его обобщенные характеристики, так и индивидуальные особенности, например, трассу прохождения ВЛ, срок эксплуатации оборудования и др. На основе математических моделей отказов ПАК будет производить расчеты схемной надежности. Для расчетов режимной надежности необходимо привязать ПАК к показаниям телеметрии, что также позволит проводить расчеты текущего режима в реальном времени и значительно упростит задачу выбора оптимального режима для диспетчерского персонала, а следовательно, увеличит эффективность оперативного управления.

В процессе оперативного управления энергосистемой регулярно возникают задачи выбора наиболее эффективного режима, в том числе и по критерию надежности электроснабжения. Для повышения надежности работы энергосистем, и в конечном счете, увеличения эффективности их работы, необходим индивидуальный подход к каждому элементу энергосистемы с учетом особенностей его расположения, длительности эксплуатации, показателей загрузки и других параметров. Описанный в данной статье ПАК позволяет учитывать особенности работы оборудования в форме статистически определенных показателей надежности, и кроме того, обеспечивает возможность сравнения различных режимов по критерию надежности.

Предлагаемый ПАК может быть использован как в процессе текущей эксплуатации при управлении режимом работы энергосистемы, так и в процессе проектирования объектов электроэнергетики.

Список литературы

1. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосеенко. – М.: Энергия, 1970. – 176 с.
2. Коммутационные узлы энергосистем / Ю.Н. Балаков и др.; под ред. А.В. Шунтова. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.
3. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / под ред. Н.А. Манова. – Сыктывкар, 2010. – 292 с.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМЫ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ ОАО «СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» НА БАЗЕ «IBM COGNOS TM1»

Л.Ф. САЕТГАРАЕВА

Одним из важнейших инструментов управления компанией является бюджетирование, но существующая система перестала удовлетворять запросам руководства компании.

Бюджетирование – это технология управления бизнесом на всех уровнях компании, обеспечивающая достижение ее стратегических целей.

На сегодняшний день бюджетирование в компании реализовано посредством набора файлов в MS Excel. Такое решение имеет ряд недостатков:

- отсутствие возможности совместной работы;
- необходимость импорта, экспорта и сбора данных;
- отсутствие автоматизации консолидации данных;
- большие трудозатраты на ручной расчет сводных бюджетных форм
- отсутствие четкой автоматизированной взаимосвязи между БДР и БДДС.

Поэтому в марте 2013 г. в нашей компании стартовал проект по автоматизации бюджетирования. Платформой для этой задачи была выбрана система **IBM Cognos TM1**.

Основные преимущества платформы:

- В основе системы лежит технология обработки данных, обеспечивающая высокую скорость обработки **больших и сложных наборов данных**, которые могут составлять десятки и сотни миллионов записей.
- За счет технологии обработки многомерных данных в оперативной памяти программный продукт позволяет выполнять расчеты в **реальном времени** с высокой скоростью.

- Предоставляет **широкий спектр возможностей** для моделирования.
- В IBM Cognos TM1 можно настроить и определить **рабочую область для каждого пользователя системы**.
- **Позволяет в процессе планирования участвовать всем бизнес-единицам компании**, автоматически и согласованно собирая входные данные из систем и от персонала во всех подразделениях и филиалах.

Для организации процесса разработки была выбрана технология разработки – **MICROSOFT SOLUTIONS FRAMEWORK** с элементами гибкой методологии.

В соответствии с этой технологией, процесс разработки осуществлялся в 5 этапов:

- 1) анализ, выработка концепции;
- 2) планирование, проектирование;
- 3) разработка;
- 4) стабилизация;
- 5) внедрение.

Все работы по данному проекту выполнялись рабочей группой по автоматизации бюджетирования.

Каждый член рабочей группы в той или иной степени участвовал в каждом этапе жизненного цикла проекта. Все работали в одной единой сплоченной команде.

В состав рабочей группы входили сотрудники отделов: БО, ПЭО, ОЭА и ОИТ, в частности я. То есть мой личный вклад в проект можно увидеть в результатах каждого этапа реализации системы.

Кратко остановлюсь на особенностях формирования бюджетов ОАО «Сетевая компания», реализованных в системе IBM Cognos TM1.

Пользователями системы являются кураторы статей филиалов и Управления, а также экономические службы всей компании. Таким образом, система охватывает практически все бизнес-единицы процесса бюджетирования. Все пользователи компании и на филиалах и в управлении работают в одной базе, а это значит, что нет необходимости тратить время на обмен «экселевыми» формами между управлением и филиалами, на экспорт и импорт данных.

Одним из новшеств внедряемой системы является то, что планирование по статьям бюджета будет осуществляться в разрезе договоров. Таким образом, для кураторов статей отпадает необходимость сложных расчетов средних значений по ставкам НДС и коэффициентам инкассации по

статьям планирования. Это, во-первых, сокращает время планирования а во-вторых, увеличивает точность значений.

Кроме этого, для удобства пользователей, в форме ввода куратора отражаются показатели и БДР и БДДС. Например, раньше были риски, отредактировав БДР, забыть или не учесть необходимость корректировки значений в БДДС. Теперь риски такого рода сведены к минимуму.

Хочу также отметить, что ББДС рассчитывается автоматически исходя из значений БДРа, посредством умножения его на соответствующие коэффициенты инкассации. То есть так часто встречающаяся корректировка, когда смещаются сроки поставки, потребует корректировки лишь срока отгрузки, расчет графика финансирования произойдет автоматически.

Наличие predetermined срезом, т.е. аналитика предусмотренных в бюджетных формах каждого подразделения, позволяет исключить разночтения в методиках и схемах бюджетирования. То есть система позволит определить единые правила бюджетирования для всей компании.

Это особенно актуально для такого сложного процесса, как калькулирование себестоимости услуг. Как всем известно, согласно приказу Минэнерго о раздельном учете доходов и расходов субъектов естественных монополий, в Сетевой компании все доходы и расходы распределяются по видам деятельности компании.

В системе реализованы все основные бюджетные формы компании.

Настроенный механизм автоматизирует бизнес-процесс согласования всех бюджетных форм. Причем в процессе согласования участвуют как кураторы, так и экономические службы управления и филиалов. Таким образом, каждый участник бизнес-процесса ответственен за те или иные данные, сформированные в системе.

В системе настроены различные представления одной бюджетной формы, например, одно из представлений – для удобства ввода данных, другое – для анализа этих данных. Кроме этого, каждый пользователь легким движением может сам настроить свою форму в удобном для себя виде. Раньше изменение бюджетных форм приводило к многократному увеличению времени на консолидацию данных.

Основные преимущества, приобретаемые компанией после внедрения системы:

- единая база данных для всей компании;
- возможность совместный доступ к бюджетным формам;
- разграничение прав доступа;
- автоматическая консолидация данных;
- прозрачность данных;

- расчет всех показателей автоматически и в реальном времени;
- автоматизация процесса согласования бюджетных форм;
- параллельное формирование всех бюджетных формы;
- единые правила бюджетирования для всей компании.

Таким образом, система автоматизации бюджетирования позволит больше времени уделять анализу данных и принятию управляющих решений, подкрепленных данными, а не сбору, сверке и консолидации этих данных.

На сегодняшний день система прошла опытную проверку, все пользователи системы прошли курс обучения, и система запускается в промышленную эксплуатацию.

Но мы не планируем останавливаться на достигнутых результатах. В ближайших планах – реализация механизма корректировок в системе и автоматизации формирования фактических данных в бюджетных формах путем интеграции с учетными системами.

В перспективе – внедрение и интеграция EAM системы (IBM Maximo) для автоматизации планирования по ремонтам и внедрение IBM Cognos BI, что предоставляет широкие возможности для анализа данных, получения отчетов и др.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ЭМПИРИЧЕСКОЙ МОДОВОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ

О.В. МАЛОЛЕТКИНА, А.В. МИРОНОВА

Для настоящего этапа развития энергетики характерно наличие крупных концентрированных энергосистем, связанных между собой относительно слабыми межсистемными связями. Внедрение в энергосистемах нового оборудования и создание крупных энергообъединений на уровне национальных и транснациональных энергосистем приводит к тому, что система приобретает новые проблемы, которые, в частности, проявляются в возникновении низкочастотных общесистемных колебаний ее режимных параметров, все это бросает вызов системам оперативно-диспетчерского управления энергосистем. Нарушение устойчивости энергосистемы связано с незатухающими колебаниями. Однако следует рассматривать и слабозатухающие колебания, поскольку они могут быть опасны из технологических соображений, а разработка мер по их демпфированию может позволить расширить область устойчивости энергосистемы.

Для анализа таких регистрируемых процессов в энергосистемах нужны методы, способные обеспечить хорошую (уверенную) идентификацию и по частоте, и по времени, и по амплитуде. Это требуется для локализации низкочастотных составляющих, разрешения компонент высокой частоты, идентификации нелинейных процессов.

В настоящее время разработано и активно используется большое количество различных методов спектрально-временного анализа. Все применяемые в настоящее время методы частотно-временного анализа условно могут быть разбиты на три группы, в зависимости от области их применения. Это методы, предназначенные для исследования:

- I линейных и стационарных процессов;
- II линейных и нестационарных процессов;
- III нелинейных и нестационарных процессов.

Поскольку анализируемые данные, получаемые от энергосистем, наиболее вероятно будут нелинейными и нестационарными, то для идентификации низкочастотных колебаний (НЧК) авторам представляется целесообразным применять метод Empirical Mode Decomposition (EMD).

Метод эмпирической модовой декомпозиции (EMD) представляет собой итерационную вычислительную процедуру разложения исходных данных на эмпирические моды или внутренние колебания – IMF (Intrinsic Mode Functions) [1]. В результате получается разложение исходного сигнала $x(t)$ в виде суммы модовых функций c_j и конечного остатка r_n :

$$x(t) = \sum_{j=1}^n c_j(t) + r_n(t). \quad (1)$$

Обобщенный алгоритм EMD включает следующие процедуры:

- 1) идентификацию экстремумов u_{\max} и u_{\min} сигнала $x(t)$;
- 2) построение огибающих $u_{\max}(t)$ и $u_{\min}(t)$;
- 3) определение среднего $m(t) = \frac{u_{\max}(t) + u_{\min}(t)}{2}$;
- 4) извлечение мод $c(t) = x(t) - m(t)$;
- 5) повтор процедур 1–4 к $r(t) = x(t) - c(t)$.

Первая процедура алгоритма EMD заключается в локализации экстремумов исходного сигнала, т.е. осуществлении одномерной оптимизации.

В работе локализацию экстремумов предложено осуществить с помощью алгоритма, основанного на методе парабол и названного авторами «аппроксимацией скользящими функциями».

Сущность предлагаемого метода заключается в том, что исходный временной ряд рассматривается как совокупность n одномерных рядов, по каждому из которых с фиксированным (заданным шагом r) перемещается интервал аппроксимации, размером Ta . На каждом интервале n -го одномерного ряда исходный временной ряд аппроксимируется полиномом второй степени. Положение экстремума определяется равенством нулю первой производной аппроксимирующей функции.

Если в качестве аппроксимирующей функции использовать полином второй степени:

$$y(t) = a_2 t^2 + a_1 t + a_0, \quad (2)$$

то на первом шаге необходимо определить коэффициенты аппроксимирующей параболы. Они определяются с помощью системы линейных уравнений:

$$\begin{aligned} b_{00} + b_{01}a_1 + b_{02}a_2 &= c_0 \\ b_{10} + b_{11}a_1 + b_{12}a_2 &= c_1, \\ b_{20}a_0 + b_{21}a_1 + b_{22}a_2 &= c_2 \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{где } b_{ki} = \sum_{i=-T_a/2}^{i=T_a/2} t_i^{k+l}; \quad c_k = \sum_{i=-T_a/2}^{i=T_a/2} t_i^k \cdot y_i; \quad k, l = 0, 1, 2;$$

Если за относительный нуль принять середину симметричного интервала аппроксимации Ta , то часть элементов выражения (3) примет нулевые значения, а коэффициенты будут определяться по прямым выражениям:

$$a_1 = \frac{c_1}{b_{11}}; \quad a_2 = \frac{b_{00}c_2 - b_{20}c_0}{b_{22}b_{00} - b_{20}b_{02}}; \quad a_0 = \frac{c_0 - b_{02}a_2}{b_{00}}. \quad (4)$$

Положение экстремума аппроксимирующей параболы от относительного нуля определяется из выражения:

$$y'(t) = a_1 + 2a_2 T_{ext} = 0. \quad (5)$$

Величина экстремума аппроксимирующей параболы определяется выражением:

$$A_{max} = y(T_{ext}) = a_2 T_{ext}^2 + a_1 T_{ext} + a_0. \quad (6)$$

В соответствии с приведенным алгоритмом «аппроксимации скользящими функциями» на тестовом сигнале осуществлена локализация экстремумов, результаты которой представлены на рис. 1.

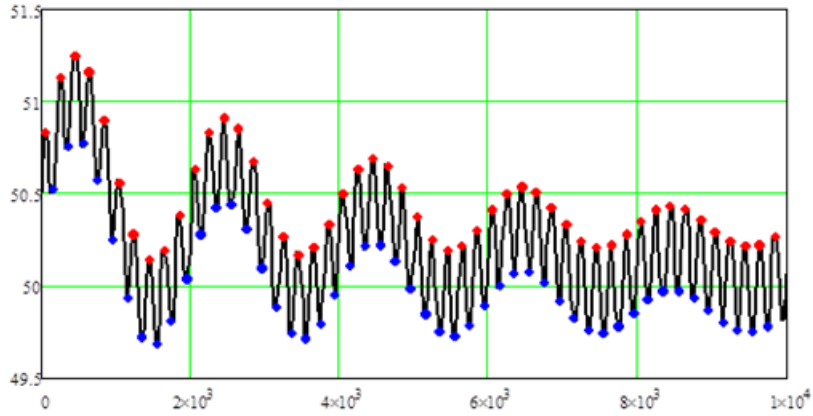


Рис. 1. Локализация экстремумов на тестовом сигнале:
интервал аппроксимации $Ta = 7$, шаг сдвига $r = 5$

Вторая процедура – построение огибающих. Наиболее часто используется интерполяция сплайнами третьей степени, где экспериментальные точки попарно соединяются отрезками кубических полиномов.

Для построения кубического сплайна используется выражение:

$$S_i(x) = a_i + b_i(x - x_i) + \frac{c_i}{2}(x - x_i)^2 + \frac{d_i}{6}(x - x_i)^3, \quad (7)$$

где a , b , c , d – коэффициенты аппроксимации, определяемые согласно [2].

В случаях неравномерного распределения данных вдоль оси абсцисс на кривой кубического сплайна появляются острые экстремумы. В таких случаях для построения целесообразно применять аппроксимацию В-сплайнами.

$$R(t) = PMT, \quad 0 \leq t \leq 1, \quad (8)$$

$$\text{где } R(t) = \begin{pmatrix} x(t) \\ y(t) \end{pmatrix}, \quad M = \frac{1}{6} \begin{pmatrix} 1 & -3 & 3 & -1 \\ 4 & 0 & -6 & 3 \\ 1 & 3 & 3 & -3 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad T = \begin{pmatrix} t^0 \\ t^1 \\ t^2 \\ t^3 \end{pmatrix};$$

$$P = (P_0 \quad P_1 \quad P_2 \quad P_3) = \begin{pmatrix} x_0 & x_1 & x_2 & x_3 \\ y_0 & y_1 & y_2 & y_3 \end{pmatrix} \text{ – координаты точек.}$$

Результаты аппроксимации выделенных ранее экстремумов двумя типами сплайнов представлены на рис. 2.

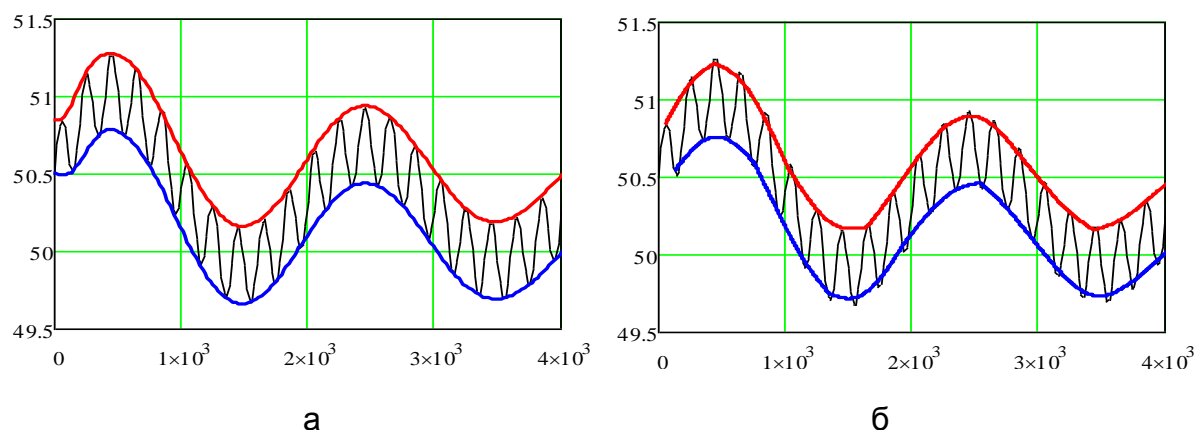


Рис. 2. Аппроксимация сплайнами: а) кубическим сплайном; б) В-сплайном

Анализ графического построения огибающих, полученных аппроксимацией выделенных экстремумов кубическим и В-сплайнами (рис. 2) показывает, что результаты получаются идентичными.

Дальнейшее применение метода EMD для идентификации НЧК авторам представляется согласно обобщенному алгоритму, хотя не исключены и корректировки. Направление исследований – эмпирическая модовая декомпозиция сигналов.

Список литературы

1. The Hilbert-Huang transform and its applications / S.P. Shen. – World Scientific Publishing Co. Pt. Ltd., 2005. – 309 p.
2. Шикин Е.В. Кривые и поверхности на экране компьютера. Руководство по сплайнам для пользователей / Е.В. Шикин, Л.И. Плис. – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 1996. – 240 с.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

А.В. КАЛИНИН

Целью построения системы мониторинга инженерной инфраструктуры является снижение рисков возникновения сбоев или повреждений микропроцессорной техники различного назначения, связанных с нарушением работы элементов инженерной инфраструктуры.

Инженерная инфраструктура обеспечения работы средств микропроцессорной техники (СМПТ) представляет собой набор обособленных сис-

тем бесперебойного электропитания, кондиционирования и вентиляции, мониторинга температурного режима.

Внедрение данной системы мониторинга позволит:

- 1) оперативно реагировать и принимать решения в условиях аварийных ситуаций;
- 2) производить круглосуточный контроль работы систем;
- 3) организовать архивацию параметров работы систем в целях последующего анализа.

Система мониторинга инженерной инфраструктуры (далее СМИИ) позволяет контролировать, в частности, такие важные для работы техники параметры, как:

- 1) наличие и качество основного и резервного питания;
- 2) состояние источников бесперебойного питания (ИБП);
- 3) температурное состояние мест установки средств микропроцессорной техники (серверные помещения, телекоммуникационные шкафы, стойки на БЦУ и ЦЦУ и т.д.);
- 4) состояние систем кондиционирования и вентиляции.

СМИИ построена по классической клиент-серверной архитектуре. На центральном компьютере (сервере) ведется опрос различных датчиков и местных систем управления (например, ИБП), а также производится обработка информации и передача ее на хранение в базу данных. На рабочих местах (клиенты) производится отображение информации в виде удобного человеко-машинного интерфейса.

Систему условно можно разбить на 3 подсистемы.

I. Подсистема контроля состояния ИБП.

II. Подсистема контроля температурного режима в местах установки средств микропроцессорной техники.

III. Подсистема контроля наличия напряжения на основном и резервном вводах серверного помещения.

Описание работы каждой из подсистем приведено ниже.

Подсистема контроля за состоянием ИБП

1) ИБП, используемые на Заинской ГРЭС, находятся на удаленном расстоянии друг от друга, в связи с этим контроль их состояния занимает продолжительное время. Находящиеся в эксплуатации ИБП имеют только стандартный COM-порт RS-232, что влечет за собой необходимость использования специального оборудования – преобразователей интерфейсов RS-232/Ethernet, в частности были применены преобразователи компании MOXA (DE-311, NPort-5150). Преобразователь устанавливается в непо-

средственной близости от контролируемого оборудования и присоединяется к нему посредством интерфейса RS-232. Этот же преобразователь другим своим выходом подключается в локальную вычислительную сеть (ЛВС) станции, работающую с использованием технологии Ethernet. На сервере СМИИ устанавливается специализированное системное ПО, позволяющее передавать через ЛВС на преобразователь команды обмена данными с портом RS-232, а обратно получать ответы. Таким образом, сервер СМИИ как будто напрямую обменивается информацией с контролируемым ИБП, при этом на сервере появляется «виртуальный» СОМ-порт.

2) В общем случае стандартное ПО, поставляемое с оборудованием ИБП, не обладает функциональностью по передаче информации на «верхний» уровень (в нашем случае в СМИИ) – в частности, через стандартный OPC-интерфейс.

Для обеспечения передачи информации был изучен протокол обмена данными с ИБП компании APC (основной ИБП, используемый на станции), и разработано ПО OPC-сервер «OPC IBP APC DA 2.0 Server» (рис. 1), с возможностью подключения множества ИБП через СОМ-порт (в том числе «виртуальный») и предоставлением необходимой информации по запросам ПО верхнего уровня через OPC-интерфейс.

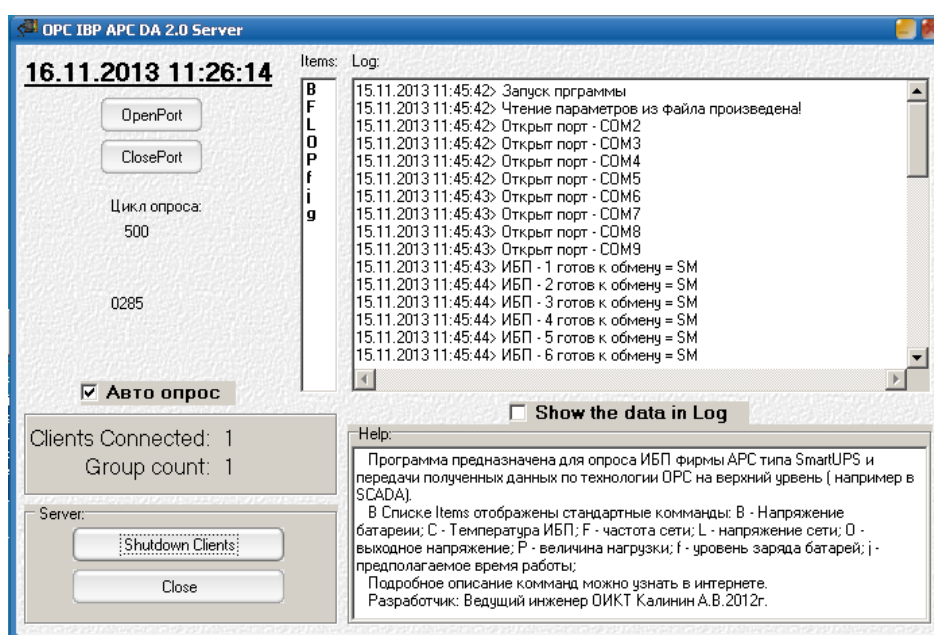


Рис. 1. OPC-server для ИБП фирмы APC

Подсистема контроля температурного режима в местах установки средств микропроцессорной техники

1) Ряд нормативных документов (например, СН 512-78) требуют обеспечения определенного температурного режима в местах установки СМПТ (в серверных, телекоммуникационных шкафах и т.д.). Соблюдение температурных режимов позволяет существенно продлить сроки службы СМПТ и снизить риск выхода из строя.



Рис. 2. а) контроллер УКТ-38; б) модуль ICPDAS I-7018; в) модуль ICPDAS I-7044

2) Для мониторинга температурного режима серверного помещения установлены контроллеры УКТ-38 фирмы ОВЕН (рис. 2, а), сопряженные с 8-ю термометрами сопротивления ТСМ-50М, установленными в шкафах серверного помещения.

3) В комплекте с контроллерами мониторинга температуры поставляется ПО обмена данными с системами «верхнего» уровня посредством OPC – «OWEN.RS485 – OPC DA server».

4) Для мониторинга температурного режима оборудования ПТК «Станция», ПТК «Монитор», шкафа видеонаблюдения, был выбран модуль ICPDAS I-7018 (рис. 2, б).

Подсистема контроля наличия напряжения на основном и резервном вводах серверного помещения

Система электроснабжения должна обеспечивать непрерывную работу СМПТ. Это важный элемент инфраструктуры серверного помещения и других мест установки СМПТ. Поэтому система электроснабжения сер-

верных строится с двумя независимыми вводами – основным и резервным, за исправностью которых необходимо обеспечить непрерывный контроль.

Для обеспечения мониторинга состояния основного и резервного питания было выбрано оборудование компании ICPDAS i-7044 (рис. 2, в) – модуль дискретного ввода/вывода, имеющий промышленный интерфейс обмена данными RS-485. С помощью ПО (прилагается к модулю ввода-вывода) «NAPORC_ST DA server» организована передача сигнализации состояния фаз основного и резервного вводов электропитания на «верхний» уровень через стандартный OPC-интерфейс.

Разработка системы мониторинга инженерной инфраструктуры

Информация от систем ИБП, от датчиков и контроллеров поступает на единый сервер обработки информации СМИИ, где проходит обработку и направляется на рабочие места пользователей.

Разработка системы мониторинга проведена с применением SCADA-системы Trace Mode 6.09 компании Adastra (г. Москва).

В системе предусмотрено не только отображение параметров ИБП, температуры и состояния электроснабжения, но и реализована автоматическая сигнализация (цветовая, рассылка сообщений по электронной почте) в случае выхода значений за пределы уставок.

Основные экраны системы мониторинга инженерной инфраструктуры приведены на рис. 3 и 4.



Рис. 3. Основной графический экран

ИБП ПТК Станция 2	ИБП ОПЗ ЭЦ Вх.с# №1	ИБП ОПЗ ЭЦ Вх.с# №5	ИБП Комната Сетев №1
Напряжение батареи	27,6	27,74	27,67
Линейная частота	50	50	50
Входное напряжение	232,7	232,7	241,9
Выходное напряжение	232,7	232,7	241,9
Мощность нагрузки %	31,7	63,9	0
Уровень заряда батарей %	100	100	100
Номинальное напряжение батарей	48	24	24
Расчетное время работы от батарей, мин.	45		

ИБП ВТ БИУ 2-1	ИБП ВТ БИУ 5-1	ИБП ПТК МИНИО	ИБП ПТК Станция 1
Напряжение батареи	54,27		54,01
Линейная частота	50,01		50
Входное напряжение	233,2		233,2
Выходное напряжение	228,1		233,2
Мощность нагрузки %	0		0
Уровень заряда батарей %	100		100
Номинальное напряжение батарей	48		48
Расчетное время работы от батарей, мин.	173		295

Рис. 4. Всплывающие экраны параметров опрашиваемых ИБП

Выводы

Разработанная система представляет собой важный инструмент контроля за состоянием инженерной инфраструктуры СМПП, во многом с помощью нее на практике возможно реализовать принцип непрерывности бизнес-процессов предприятия, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

В настоящее время планируется существенное расширение функциональности СМПИ, подключение мониторинга состояния инфраструктуры ряда критичных узлов, контроль за состоянием которых ранее производился периодически (системы бесперебойного питания САРЧМ энергоблоков на основе ИБП Liebert, промышленные системы кондиционирования и вентиляции).

СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ГОЛОЛЕДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–220 КВ

Ю.В. ПИСКОВАЦКИЙ

Теоретическим и практическим исследованиям, направленным на своевременное обнаружение гололедно-изморозевых отложений (ГИО) на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий (ВЛ) электропередачи, посвящено значительное количество работ. Перспективным является направление исследований, решающее задачу обнаружения гололеда на ранней стадии возникновения.

Одним из известных способов обнаружения ГИО на ранней стадии является локационный, который заключается в подаче импульсного сигнала

в контролируемую линию и определении суммарного времени, затраченного на его распространение вдоль провода в прямом и обратном направлении после отражения от конца линии либо высокочастотного (ВЧ) заградителя [1]. Этот способ позволяет определить наличие гололедных отложений на проводах ВЛ путем сравнения времени распространения сигналов при наличии и при отсутствии ГИО, так как ГИО на проводах представляют собой неоднородный диэлектрик, который уменьшает скорость распространения сигнала вдоль линии. Наряду с преимуществами указанного способа, имеется существенный недостаток – отсутствует возможность определения участка провода ВЛ, на котором произошло образование ГИО.

Для преодоления указанного недостатка предлагается способ обнаружения участка ВЛ, на котором произошло образование ГИО. Данный способ реализуется путем передачи по ВЧ тракту ВЛ высокочастотного сигнала с контролем параметров, связанных с изменением условий распространения этого сигнала по участку провода при появлении гололеда. Для измерения параметров ВЧ сигнала предлагается использовать специальные датчики уровня ВЧ сигнала, устанавливаемые на опорах ВЛ. При расположении датчиков вдоль линии электропередачи необходимо учитывать вероятность появления гололеда на различных участках ВЛ. Таким образом, ВЛ разбивается на участки. Для каждого участка линии между двумя датчиками, ограничивающими этот участок, определяем увеличение затухания высокочастотного сигнала, вызванного появлением гололеда. Благодаря этому можно определить участок провода воздушной линии электропередачи, на котором произошло образование гололеда.

При передаче по проводам ВЛ высокочастотного сигнала, несмотря на присоединение генератора сигнала к одному проводу (схема провод-земля), в передаче сигнала от одного конца линии к другому в той или иной мере участвуют все ее провода. При этом отношение модулей напряжения ВЧ сигнала в начале участка и в конце участка, при отсутствии ГИО на воздушной линии, является неизменной величиной и показывает величину коэффициента затухания ВЧ сигнала на данном участке. Появление на проводах воздушной линии ГИО вызывает существенное увеличение коэффициента затухания высокочастотного сигнала на данном участке. Это объясняется, главным образом, потерями электромагнитной энергии в слое гололеда. При прочих равных условиях, увеличение коэффициентов затухания зависит от толщины ГИО, диаметра провода линии и от того, расщеплена или нет фаза линии. Это изменение тем больше, чем больше толщина ГИО, чем меньше диаметр провода линии и максимально для ли-

нии без расщепления фаз [2]. По факту увеличения затухания на данном участке линии судят о наличии ГИО.

Предлагаемый способ иллюстрирует рис. 1, на котором показана воздушная линия электропередачи с расположенными на ней датчиками уровня ВЧ сигнала, которые делят линию на четыре участка А-В, В-С, С-Д и Д-Е.

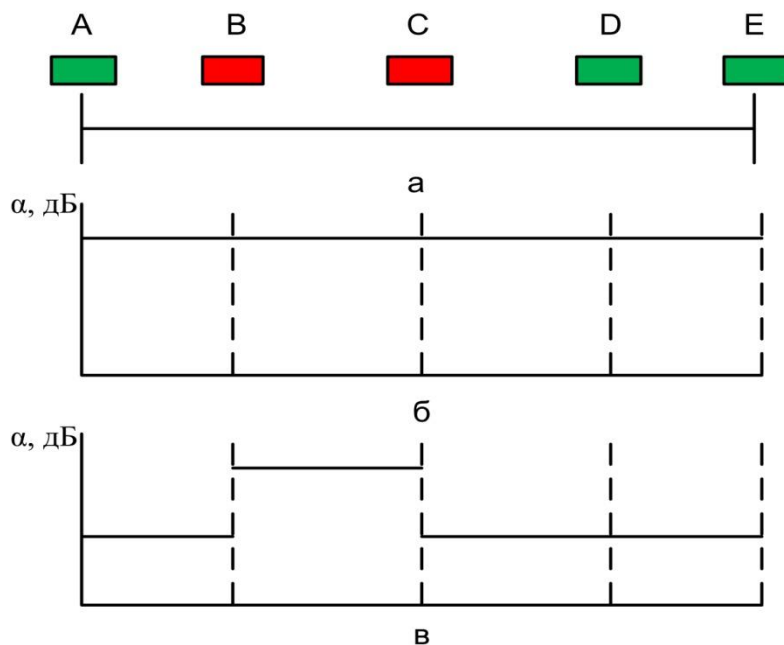


Рис. 1. Расположение датчиков уровня ВЧ сигнала вдоль трассы ВЛ

Данные датчики позволяют измерить амплитуду высокочастотного сигнала и передать измеренное значение посредством GSM-связи на приемный пункт, где производится расчет затухания α высокочастотного сигнала на каждом из участков, который равен отношению модулей амплитуды высокочастотного сигнала в начале $U_{\text{нач}}$ участка и в конце участка $U_{\text{кон}}$:

$$\alpha = 20 \cdot \lg(U_{\text{нач}} / U_{\text{кон}}).$$

При отсутствии ГИО коэффициент затухания α на участках А-В, В-С, С-Д и Д-Е неизменен (рис. 1, б). Коэффициент затухания при отсутствии ГИО обозначим как α_0 .

Образование ГИО на участке провода В-С и отсутствие ГИО на других участках не изменяют величины затухания на участках А-В, С-Д и Д-Е, но приведут к увеличению затухания на участке В-С (рис. 1, в). Коэффициент затухания при наличии ГИО обозначим как α_1 .

По разности $\Delta\alpha$ величин затухания без ГИО α_0 и с ГИО α_1 $\Delta\alpha = (\alpha_1 - \alpha_0)$ определяем, что образование ГИО произошло на участке В-С.

Измерение амплитуды высокочастотного сигнала U не представляет технической трудности и производится с помощью высокочастотного емкостного датчика уровня ВЧ сигнала, в качестве первичной обкладки которого служит провод линии электропередачи. При этом частоты промышленной частоты 50 Гц и частоты высокочастотных сигналов, лежащие в интервале 50–1000 кГц, отличаются в тысячу и более раз, что позволяет легко измерять высокочастотные сигналы на фоне токов промышленной частоты. На рис. 2 представлена структурная схема предлагаемого датчика.

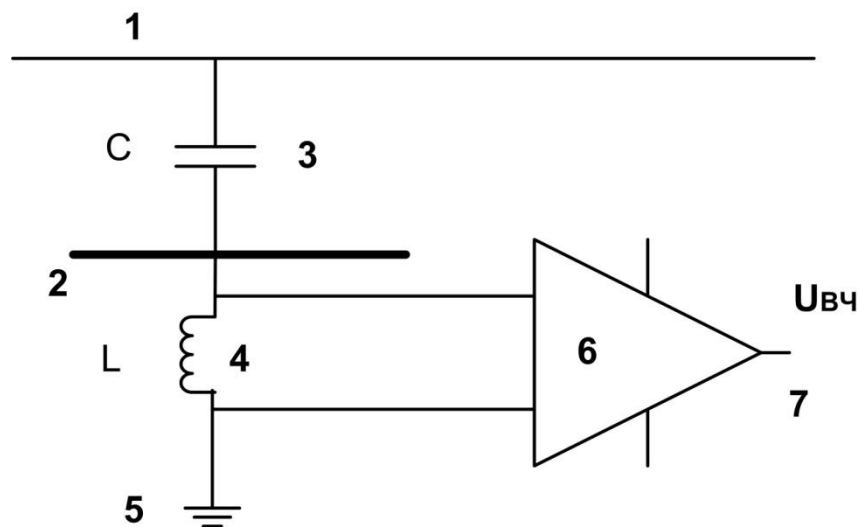


Рис. 2. Структурная схема датчика уровня ВЧ-сигнала

Провода линии 1 и антенна датчика 2 образуют конденсатор 3 C . Антенна 2 через индуктивность 4 L заземлена 5 на опору. Падение напряжения на индуктивности 4 усиливается усилителем 6, на входе которого получаем напряжение 7, пропорциональное высокочастотному напряжению проводов 1 относительно земли. При этом конденсатор 3 и индуктивность 4 образуют фильтр верхних частот, эффективно пропускающий высокие частоты, на которых работает предлагаемый метод, и не пропускает частоты промышленной частоты 50 Гц.

Сигнализаторы гололеда могут выдавать информацию следующих типов:

I – о возможности появления гололеда (по характерному сочетанию температуры воздуха, скорости ветра и влажности);

II – о наличии гололеда без указания его размеров и веса;

III – о весе гололеда на проводах и интенсивности его нарастания.

Использование различных типов сигнализаторов гололеда зависит от принятой системы организации борьбы с гололедом. Если методом борьбы является плавка, то желательно иметь информацию III типа. Если на линии

предусмотрен предупредительный подогрев проводов, то достаточно информации II или I типа, подтвержденной прогнозом Гидрометслужбы о развитии процесса гололедообразования [3].

Реализация предложенного способа обнаружения участка ВЛ, на котором произошло образование ГИО, соответственно позволит получать информацию II типа о наличии гололеда без указания его размеров и веса. Совместное использование датчиков, контролирующих уровень ВЧ сигнала вдоль трассы ВЛ, и устройства обнаружения гололедных отложений локаторным методом позволит получать информацию III типа с указанием участка ВЛ, на котором произошло образование ГИО.

Список литературы

1. Патент на изобретение «Способ обнаружения гололедных образований на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи», № 2479084, приоритет от 10.04.2013.

2. Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи / Ю.П. Шкарин. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001.

3. Методические указания по применению сигнализаторов гололеда и прогнозированию гололедоопасной обстановки. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.113. – 2012.

АНАЛИЗ ИЗЛИШНЕГО СРАБАТЫВАНИЯ ПРОДОЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ВНЕШНИХ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ И СПОСОБ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ

Р.Н. БАРСКОВА, В. КУРАКИН

Целью настоящего доклада является анализ применяемой в проектировании схемы продольной дифференциальной защиты генератора на примере газотурбинной установки 25 МВт номинальным напряжением 10,5 кВ, питающей шины 6,3 кВ, со шкафом микропроцессорной защиты, а также способ исключения излишнего срабатывания продольной дифференциальной защиты при внешних однофазных замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью.

В связи с тем, что номинальное напряжение генератора и номинальное напряжение шин главного распределительного устройства (ГРУ) различно, возникает необходимость соединения обмоток статора генератора по схеме «треугольник». В таком случае, для выравнивания токов в плечах продольной дифференциальной защиты, проектной организацией было

принято решение соединения трансформаторов тока (ТТ) защиты со стороны нулевых выводов генератора в «треугольник».

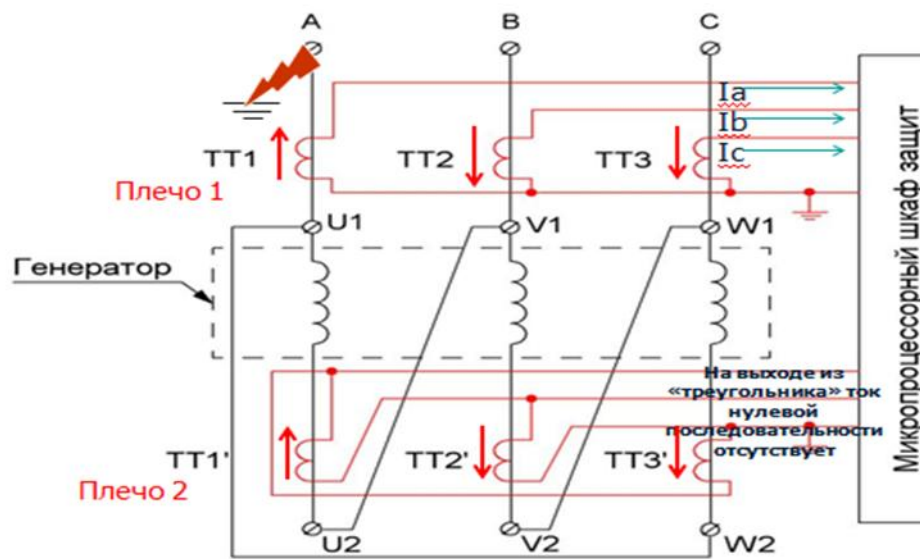


Рис. 1. Проектное решение соединения ТТ продольной дифференциальной защиты

В таком случае, при внешнем однофазном замыкании на землю в цепях выводов генератора и нейтрали появляется составляющая тока нулевой последовательности от замыканий на землю. Значение токов плеча 1 продольной дифференциальной защиты, содержащие токи нулевой последовательности, поступают в терминал микропроцессорной защиты. Так как вторичный «треугольник» является фильтром для токов нулевой последовательности, в плече 2 продольной дифференциальной защиты ток уменьшается из-за отсутствия составляющей тока нулевой последовательности, в результате возникает небаланс в исполнительном органе продольной дифференциальной защиты, и она действует на отключение. Для исключения излишнего срабатывания продольной дифференциальной защиты можно отстроиться от токов небаланса, появляющихся при внешних замыканиях на землю, но это снизит чувствительность защиты к витковым замыканиям в обмотке статора генератора.

Предлагаемый способ решения данной проблемы представлен на рис. 2. Вторичные обмотки ТТ плеча 2 собираются по схеме «звезда»; изменено программного обеспечения терминала таким образом, чтобы разность токов для плеча 2 защиты вычислялась программно.

Так, при замыкании фазы «А» на землю по обмоткам трансформаторов тока, установленных со стороны нулевых выводов генератора, протекают фазные токи I_a , I_b , I_c . А в трансформаторах тока, установленных со

стороны выводов генератора, эти токи равны разнице фазных токов $I_a - I_b$, $I_b - I_c$, $I_c - I_a$.

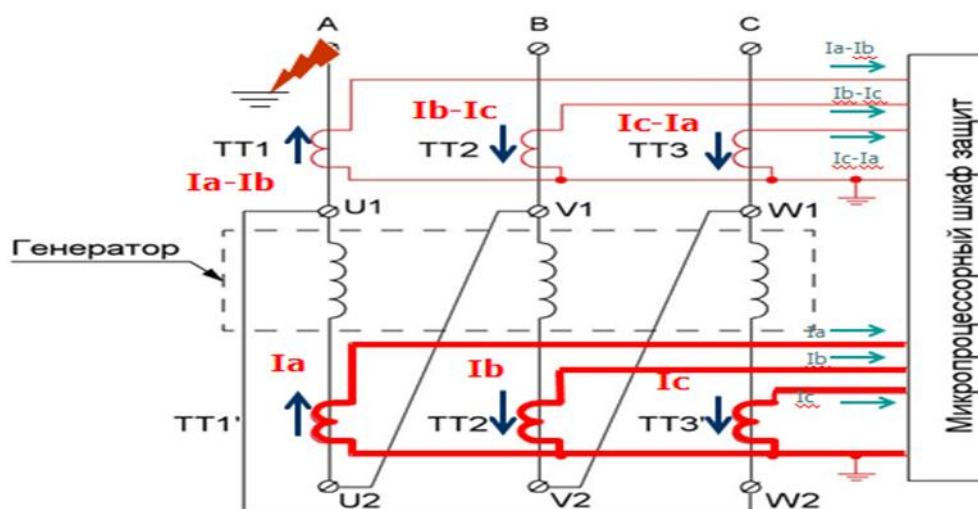


Рис. 2. Предлагаемое соединение ТТ продольной дифференциальной защиты

В результате, к датчикам тока, установленным в терминале защит, поступают токи нулевой последовательности, протекающие в трансформаторах тока плеч защиты.

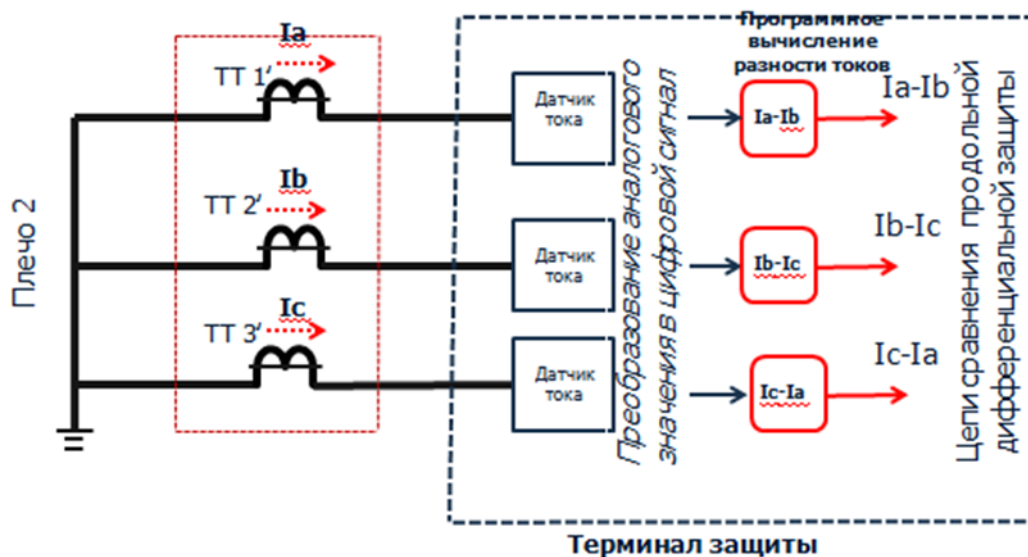


Рис. 3. Программное преобразование значения токов фаз

После преобразования входного аналогового сигнала в цифровой код происходит программное вычисление разности токов фаз. В данном случае в исполнительный орган продольной дифференциальной защиты поступают равные по значению токи плеч 1 и 2, и в измерительном органе про-

дольной дифференциальной защиты при внешних коротких замыканиях и замыканиях на землю дифференциальный ток равен нулю.

Соединение вторичных обмоток трансформаторов тока со стороны нулевых выводов генератора в «звезду», а также обновление программного обеспечения терминала позволяет:

- дополнительно повысить чувствительность к витковым замыканиям в обмотке статора генератора;
- исключить излишнее срабатывание продольной дифференциальной защиты при внешних однофазных замыканиях на землю;
- не отстраиваться от токов небаланса, появляющихся в цепях при внешних однофазных замыканиях на землю.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

И.А. ИСАЕВ

Цифровые устройства релейной защиты (ЦУРЗ) по конструктивному исполнению существенно отличаются от их предшественников (электро-механических и микроэлектронных). В защитах нового поколения невозможно физически выделить отдельные функционально законченные блоки, например такие, как реле тока, сопротивления и т.д., так как назначение и работа измерительных органов (ИО) в ЦУРЗ определяется программой соответствующего алгоритма преобразования входных сигналов. Соответственно, в отличие от защит предыдущего поколения, в ЦУРЗ настройка уставок заменятся параметрированием, а точность выставленных уставок зависит от двух факторов: заводской настройки аналоговых входов и аналого-цифрового преобразователя (АЦП), а также внутреннего программного обеспечения терминала. Очевидно, что все это накладывает свой «отпечаток» и на проведение работ по техническому обслуживанию, в частности наиболее актуальным при этом является не проверка характеристик измерительных органов, а проверка логики защиты.

Находясь на новой или реконструируемой подстанции в окружении десятков шкафов с микропроцессорными терминалами, зачастую от разных производителей, имеющих сотни программируемых параметров, генерирующих тысячи сообщений, содержащих сложные программируемые логическо-функциональные связи, понимаешь тяжесть положения немногочисленного эксплуатационного персонала, который должен «освоить», в традиционном понимании, всю эту технику. К этому следует добавить, что

не всегда имеется достаточная и удобоваримая документация, в том числе и проектная, позволяющая понять и проследить взаимодействие многочисленных функций как внутри терминалов, так и во всем защитном комплексе объекта в целом.

Согласно статистике, большая часть технологических нарушений на объектах ЕНЭС связана с ЦУРЗ, основная причина которых – низкое качество выполнения проектных, монтажно-наладочных работ и приемки оборудования. Очевидно, что такая ситуация совершенно не допустима, и необходимо принимать специальные меры для повышения качества работ и исключения ошибок при их проведении.

В сложившихся условиях усложнения техники и технологии существующая философия тестирования предъявляет повышенные требования к квалификации персонала и вызывает существенные затраты времени, что в ситуации сокращения эксплуатирующих служб, отсутствия удобной и понятной документации, как заводской, так и проектной, приводит к значительному увеличению потока отказов ЦУРЗ (ложная, избыточная работа, отказы, срывы АПВ и т.п.) [1]. Предложенные некоторыми производителями цифровых РЗА методы проверки, основанные на применении специальных режимов тестирования с использованием тестовых (контрольных) выходов, значительно упрощают процесс тестирования, но такой синтетический метод слишком абстрактен и не дает представления о работе защиты в реальных условиях, особенно в случаях свободно конфигурируемой логики терминала.

Эффективным средством контроля правильности реализации работ является проведение автоматизированной комплексной проверки (АКП), под которой понимается совокупность проверок функций защиты и автоматики, по своему характеру наиболее приближенная к реальным условиям эксплуатации, состав которых необходим и достаточен для оценки общей работоспособности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Данный подход основан на концепции «черного ящика» – на входах цифровых устройств релейной защиты (ЦУРЗ) создаются сигналы, соответствующие различным повреждениям в энергосистеме и контролируется правильность генерируемых комплексом команд и сообщений.

Основные принципы этого подхода

В связи с тем, что в современных устройствах ЦУРЗА существует множество параметров, так называемых электронных ключей, которые влияют одновременно на ряд функций защиты, т.е. вывод одной влияет на действие другой, для адекватной оценки работоспособности необходимо обязательное проведение всех проверок на рабочих уставках, без загроу-

ния каких-либо или вывода отдельных защитных функций, которые могли бы мешать проведению проверок традиционными методами.

Имитируемые аварийные воздействия должны быть наиболее приближены к реальным режимам (скачкообразное изменение входных величин при переходе от нагрузочного к аварийному режиму, что, в основном соответствует соотношениям между входными величинами устройств РЗА, возникающими при КЗ).

Реакция устройств РЗА определяется путем подачи граничных условий (обычно 0,95 и 1,05 для ЦРЗА) от той или иной уставки, что для ЦРЗА с учетом его конструктивных особенностей и принципа действия, это является также и достаточным условием не только для проверки логики, но и параметров измерительных органов.

Возможность быстрого повторения проверки или отдельных тестов для последующего технического обслуживания местным эксплуатирующим персоналом.

Исследование проводилось на терминалах релейной защиты и автоматики производства ЗАО «ЧЭАЗ» БЭМП РУ. Применение программного комплекса позволяет упростить процесс проверки, повысить качество и снизить затраты на ППР, что, в свою очередь, способствует повышению надежности и эффективности функционирования районных распределительных сетей 6–35 кВ.

Список литературы

1. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М: Энергоатомиздат, 2007.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕПЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

С.Б. ЗДОРЕНКО, А.А. ИОНОВ

Важным элементом в системе управления режимами работы энергетического комплекса являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие работу устройств релейной защиты и автоматики, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме.

Традиционными считаются электромагнитные измерительные трансформаторы, которые давно используются в электроэнергетике и на данный момент обладают достаточно высокими техническими характери-

стиками. При этом они обладают недостатками, вытекающими из самой физической природы электромагнитных трансформаторов, такими как: явления резонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания. Альтернативным вариантом являются цифровые измерительные трансформаторы, передающие мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи. Оптические измерительные трансформаторы используют электрооптический эффект Керра и Погкельса (для измерения напряжения) и магнитооптический эффект Фарадея (для измерения тока). По сравнению с электромагнитными измерительными трансформаторами оптические измерительные трансформаторы обладают следующими преимуществами:

- повышенная безопасность вследствие отсутствия масла или элегаза;
- нет опасности размыкания вторичных цепей;
- малые габариты и вес;
- высокая точность контроля и учета электроэнергии;
- возможность работы как с существующими вторичными цепями, так и с перспективными информационными системами на базе стандарта МЭК 61850-9-2.

Но существуют и недостатки:

- сложность конструкции и, следовательно, меньшая надежность по сравнению с электромагнитными измерительными трансформаторами;
- необходимость в источнике питания для блока обработки сигналов;
- высокая стоимость;
- сложность обслуживания;
- отсутствие опыта эксплуатации.

С появлением цифровых измерительных трансформаторов появились и новые подходы к организации цепей тока и напряжения. Одним из таких подходов является установка автономных устройств преобразования токов и напряжений в цифровую форму (SAMU – «stand alone merging unit»). Они обеспечивают включение электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения в инфраструктуру передачи данных с использованием стандарта МЭК 61850-9-2LE. Данный подход позволяет реализовать все необходимые устройства релейной защиты для цифровой подстанции. Добавление в схему цепей тока и напряжения автономного устройства преобразования негативно влияет на надежность, что позволяет

использовать этот подход только в качестве апробации решений на базе стандарта МЭК 61850.

Следующий подход – установка оптических измерительных трансформаторов с цифро-аналоговыми преобразователями. Это позволит избавиться от погрешностей измерений из-за перегрузки измерительных трансформаторов, из-за потерь во вторичных цепях (так как кабели, проложенные по территории распределительного устройства, меняются на волоконно-оптические линии связи – ВОЛС), из-за малого коэффициента мощности, из-за смещения рабочей точки трансформатора тока в область малых токов. Также исчезнет проблема замыканий на землю и поиска места замыкания, так как передача информации о мгновенных значениях токов и напряжений осуществляется по ВОЛС, а в электронно-оптических блоках обработки, как правило, имеется функция самоконтроля каналов связи. Огромное количество кабелей меняется на небольшое количество ВОЛС. Наличие аналоговых и цифровых выходов позволяет работать не только с существующими вторичными цепями, но и с перспективными информационными системами на базе стандарта МЭК 61850-9-2. Недостатками являются дороговизна, сложность обслуживания, отсутствие опыта эксплуатации, сложная архитектура обработки и преобразования цифровой информации в аналоговую и усиления аналоговых значений тока и напряжения, где неисправность одного элемента приравнивается к неисправности трансформатора тока или напряжения. Такой подход рационален в случае постепенной реконструкции подстанции, целью которой является полный переход на цифровые технологии в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Последний подход – установка оптических измерительных трансформаторов и организация шины процесса в соответствии со стандартом МЭК 61850-9-2. В дополнение к предыдущему подходу можно отметить: полное отсутствие кабелей, передача информации о действующих величинах токов и напряжений осуществляется полностью в цифровом виде. Переход к шине процесса согласно МЭК 61850 сопровождается следующими трудностями: организация шины процесса осуществляется с помощью промышленных коммутаторов, требующих определенного программирования, соответственно остро встает вопрос об информационной безопасности. Возможно возникновение трудностей с недостаточной пропускной способностью шины процесса. Возникает необходимость в точной синхронизации времени, резервировании коммутаторов, серьезной подготовке специалистов разных областей – эксплуатации, наладки, проектирования, разработки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Все эти аспекты, связанные с реализацией шины процесса, требуют серьезной технической проработки и тестирования.

Таким образом, на основании проведенного анализа можно сказать, что на данный момент с учетом большого числа как технических, так и экономических трудностей и наличия проработанных и опробованных решений по организации цепей тока и напряжения на базе стандартного подхода, переход к шине процесса согласно МЭК 61850 – решение неоправданное. Применение оптических измерительных трансформаторов тока экономически выгодно в области сверхвысоких напряжений, когда стоимость изоляции традиционных измерительных трансформаторов получается очень высокой. Вместе с тем традиционные измерительные трансформаторы – это одни из самых простых, самых надежных и самых проблемных элементов в электроэнергетике, поэтому оптические измерительные трансформаторы должны применяться в некоторых специальных случаях.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С АМОРФНЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В.А. ВОДОПЬЯНОВ

Вашему вниманию представлено мероприятие по энергосбережению и повышению энергетической эффективности станции. Мероприятие основано на замене распределительных трансформаторов с магнитопроводом из электротехнической стали на энергоэффективные трансформаторы, в конструкции которых применяются магнитопроводы из аморфной стали.

Аморфная сталь – это сплав, имеющий случайную (некристаллическую) структуру. Типичный пример аморфного состояния вещества – стекло.

Структура металлов – кристаллическая решетка, которая состоит из, связанных между собой атомов. Металлы, расплавленные при высоких температурах, сохраняют структуру жидкости во время перехода в твердое состояние, если охлаждение происходит очень резко. Получающийся в результате сплав не обладает кристаллической решеткой, так как кристаллы расположены в произвольном порядке, и называется аморфным. Он имеет великолепные электрические и прочностные характеристики, но для производства таких сплавов требуются самые передовые технологии.

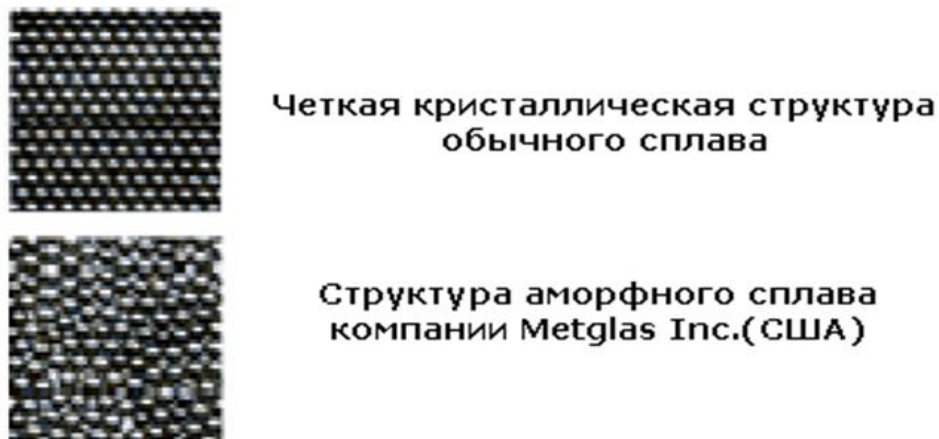


Рис. 1. Кристаллическая решетка сплавов

Аморфная сталь имеет ряд преимуществ

Использование силовых трансформаторов с аморфным магнитопроводом значительно снижает вред, наносимый окружающей среде, предотвращая выброс углекислого газа в объеме, который может переработать 500 кедровых деревьев за год. Каждый аморфный трансформатор может снизить ежегодные выбросы CO_2 примерно на 5,7 тонн (1 кедр перерабатывает до 14 кг CO_2). Высокий уровень сохранения энергии способствует снижению выделения CO_2 . Трансформатор работает 24 часа в сутки, 7 дней в неделю, на протяжении 20–30 лет, весь период его работы происходят потери электроэнергии. Эти потери делятся на две категории: 1) нагрузочные потери, вызванные нагрузками на трансформатор во время конвертации электричества; 2) потери холостого хода. Нагрузочные потери зависят от вариативных нагрузок, когда потери холостого хода постоянны независимо от нагрузки на трансформаторе. Для примера, у стандартного трансформатора марки ТМГ (трансформатор масляный герметичный) мощностью 1000 кВА потери холостого хода составляют 1600 Вт/ч. В то время как у трансформатора с аморфным магнитопроводом марки АТМГ той же мощности потери составляют всего 450 Вт/ч, т.е. «аморфный» трансформатор потребляет на 1,15 кВт меньше, чем стандартный ТМГ и на 80 % эффективнее. Соответственно за год будет сохранено порядка 10074 кВт. При тарифе 3 рубля за киловатт экономия в денежном эквиваленте составит более 30000 рублей.

Кроме снижения потерь в магнитопроводе из аморфных сплавов также уменьшается значение тока намагничивания. В результате, при снижении потерь холостого хода и снижении тока намагничивания в трансформаторах: снижается температура и увеличивается срок службы трансформатора, в несколько раз снижаются затраты при передаче электроэнер-

гии потребителю, и как результат, существенное снижение объема сжигания органического топлива для выработки электроэнергии и вредных выбросов в атмосферу.

Сравнительная таблица разности потерь холостого хода

Мощность тр-ра, кВА	P_{xx} в обычном тр-ре, Вт/ч	P_{xx} в аморфном тр-ре, Вт/ч	Разность, %
100	260	66	75
250	520	150	71
630	1000	280	77
1000	1600	450	80
1600	2100	490	77

В сравнении с обычными трансформаторами с ферромагнитными магнитопроводами, трансформатор с аморфным магнитопроводом стоит на 20-30 % больше обычного той же мощности, но исходя из тенденции постоянного удорожания электроэнергии, стоимости затрат на обслуживание и из значительного снижения потерь в трансформаторе, его окупаемость составит 3–5 лет.

Силовые трансформаторы с сердечником из аморфных сплавов в нашей стране долгое время считались оборудованием будущего. Теперь они стали реальностью. В июле 2012 г. группа «Трансформер» приступила к производству опытных образцов распределительных силовых трансформаторов с сердечником из аморфной стали.

Аморфный ТМГ был представлен на выставке в Ханты-Мансийске директорам и главным инженерам городских сетей со всей страны в рамках заседания Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО».

В настоящее время ряд аморфных ТМГ марки «Трансформер» уже эксплуатируется в сетях холдинга МРСК (межрегиональные распределительные сетевые компании). Новинка вызвала большой интерес специалистов, ведь энергосбережение становится острым вопросом как для крупных, так и для малых городов.

Группа «Трансформер» выпускает серию аморфных ТМГ мощностью от 32 до 1000 кВА. Первые образцы уже прошли опытную эксплуатацию в «ОАО Российские сети». Там нарабаталась практика монтажа, запуска и обслуживания данного оборудования.

В мае 2013 г. группа «Трансформер» представила энергетикам центральной России Аморфный ТМГ, приняв участие в выставке «Энергетика.

Электротехника. Энерго- и ресурсосбережение» в Нижнем Новгороде. Там были представлены передовые образцы оборудования для энергосбережения и оздоровления окружающей среды. Аморфный ТМГ стал примечательным экспонатом выставки, так как он один из самых энергоэффективных трансформаторов.

3-5 сентября группа «Трансформер» представила Аморфный ТМГ на специализированной выставке «IDES 2013 г.». Развитие инфраструктуры юга России» в Краснодаре, где он стал одним из самых интересных экспонатов. Производственная группа «Трансформер» принимает заказы на трансформаторы ТМГ мощностью 32–1000 кВА с сердечником из аморфной стали.

В то же время продолжают опытные разработки более мощных трансформаторов той же марки.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПОСРЕДСТВОМ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

А.А. КАРТАШОВА, В.Ф. НОВИКОВ

Надежность и безопасность работы энергетической системы являются одними из самых важных ее характеристик. При этом стабильное функционирование системы невозможно без постоянной диагностики работы энергетического оборудования.

При длительной эксплуатации масло в трансформаторе изменяет свои физико-химические и эксплуатационные свойства. Старение масла происходит не только вследствие окисления составляющих его углеводородов, кислородом, воздуха, под воздействием повышенной температуры и в присутствии металлов, но и под влиянием электрического поля, разложения в электрической дуге, обводнения, загрязнения механическими примесями и т.п.

Качество изоляционных масел во многом определяет надежность работы маслонеполненного электрооборудования, при этом изменения эксплуатационных характеристик масел являются отражением, как дефектов оборудования, так и состоянием самого масла.

При старении масла в результате окисления, преобладающего при эксплуатации в трансформаторе, а также под воздействием других факторов повышается кислотность, ухудшаются электроизоляционные свойства,

а образующиеся осадки, осаждаются на обмотках трансформатора, затрудняют отвод тепла от активных частей трансформатора.

Опыт эксплуатации силовых трансформаторов энергетическими предприятиями показывает, что на сегодняшний день наблюдается тенденция роста количества оборудования, отработавшего установленный нормативный срок службы. Известно, что ранняя диагностика трансформаторов и автотрансформаторов снижает расходы на ремонт на 75 %, потери от недоотпуска электроэнергии на 63 %, а ежегодная экономия составляет 2 % от стоимости нового трансформатора.

В настоящее время в практике оценки состояния силовых трансформаторов в эксплуатации применяется значительное количество физико-химических показателей состояния трансформаторного масла. При этом наряду с показателями, имеющими многолетний опыт применения и практически повсеместно используемыми, в последнее время получили развитие новые физико-химические показатели, позволяющие в различной мере оценивать состояние изоляции трансформаторов в процессе эксплуатации.

В соответствии с требованиями стандарта «Объем и нормы испытаний электрооборудования» в процессе эксплуатации силовых трансформаторов предусмотрено измерение следующих показателей масла: пробивное напряжение, содержание механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь масла, температура вспышки в закрытом тигле, кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, влагосодержание, содержание антиокислительной присадки «ионол», газосодержание масла, хроматографический анализ газов, растворенных в масле, содержание фурановых производных.

Определение указанных характеристик проводится разными методами, среди которых можно выделить спектральные, хроматографические, кулонометрические, ультразвуковые, электрические диагностические методы и ряд других физико-химических методов.

Перспективным является направление по использованию и совершенствованию спектральных методов анализа. Из различных спектральных методов следует выделить методы оптической спектроскопии, обладающие такими достоинствами как простота и высокая скорость проведения исследований. Для экспресс-диагностики трансформаторных масел наиболее просто реализовать исследования в диапазоне 35–1000 нм. Кроме этого, применение волоконно-оптических зондов позволяет реализовать непрерывный online-мониторинг на действующем оборудовании.

Преимуществом хроматографических методов анализа является возможность комплексного определения различных параметров, что отражено

в рабочих документах по проведению анализа, например, трансформаторных масел.

В настоящее время установлены связи между выделяемыми в масло газами и причинами их появления. Так, выделение водорода (H_2) свидетельствует о наличии в трансформаторе искровых и дуговых частичных разрядов, ацетилена (C_2H_2) – о наличии электрической дуги и искрения, этилена (C_2H_4) – о местных нагревах масла и бумажно-масляной изоляции выше 873 К, метана (CH_4) – о местных нагревах изоляции в диапазоне 673 ...873 К или о сопровождающих нагрев частичных разрядах, этана (C_2H_6) – о местных нагревах масла и изоляции в диапазоне 573 ...673 К, оксида и диоксида углерода (CO , CO_2) – о старении и увлажнении масла и твердой изоляции, диоксида углерода – о нагреве твердой изоляции.

Наиболее распространенным вариантом планарной хроматографии, применяемой в диагностике, является тонкослойная хроматография. Основные особенности метода – простота оборудования и аналитического эксперимента, возможность быстрого и удобного изменения условий эксперимента, высокая производительность метода, экономичность и низкая стоимость одного анализа.

Основные ограничения этого метода – скорость хроматографического процесса, невысокая воспроизводимость, сложность в автоматизации процесса.

Газохроматографический анализ трансформаторного масла является наиболее изученным и широко применяемым методом диагностики состояния маслonaполненного электрооборудования. Однако у существующих методик, широко применяемых на предприятиях энергосистемы Российской Федерации, есть ряд существенных недостатков, в том числе длительность пробоподготовки, трудности в определении микроконцентраций ряда соединений, а также сложности в аппаратном обеспечении (наличие двух аналитических систем, работающих параллельно).

Для разрешения указанных ограничений на базе Казанского энергетического университета проводятся исследования по совершенствованию хроматографических методов анализа в диагностике маслonaполненного электрооборудования, в том числе:

- создание новых уникальных композиций сорбентов для газовой хроматографии, позволяющих повысить селективность и избирательность анализа;

- разработка и совершенствование конструкций капиллярных и поликапиллярных колонок для газовой хроматографии на основе фосфор- и

мышьякорганических соединений, проявляющих повышенную селективность к исследуемым компонентам масла;

– применение цеолитсодержащих композиций для очистки, регенерации и пробоподготовки;

– исследования возможности создания микроаналитических систем экспресс-диагностики состояния маслonaполненного электрооборудования.

Кроме того, на базе Казанского государственного энергетического университета организованы курсы повышения квалификации по хроматографическим методам анализа в энергетике для специалистов энергетических предприятий Республики Татарстан и России. Актуальность решаемых нами задач подтверждается интересом со стороны специалистов аналитических лабораторий предприятий энергетической и ряда других областей.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЩИТЫ ОТ ОЗЗ В РЭС НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ

Л.И. АБДУЛЛИН

Устойчивое функционирование единого сетевого электроэнергетического комплекса невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей (РЭС), которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электроэнергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем. В современных условиях непрерывно возрастают требования к надежности и бесперебойности электроснабжения предприятий, учреждений, жилищных массивов и других объектов народного хозяйства. Поэтому предотвращение или быстрее ликвидация повреждений электрических сетей является важнейшей задачей.

Замыкания на землю в РЭС, работающих в режиме с изолированной нейтралью, являются одним из преимущественных видом повреждений, что подтверждается как многочисленными исследованиями, так и статистическими данными РЭС.

Существует большое количество как технических решений проблемы обнаружения замыканий, так и предложенных вариантов исполнения релейной защиты. Однако, несмотря на обилие достоинств у предлагаемых технических решений, присутствуют и недостатки, среди которых можно выделить отсутствие универсальности, т.е. возможности применения предлагаемых решений в РЭС любой конфигурации.

Автором был произведен анализ режимов работы РЭС различной конфигурации – от простейших радиальных схем до более сложных разветвленных и предпринята попытка использования наличия высших гармоник (ВГ) как одного из универсальных критериев для определения появления и оценки параметров замыканий. При этом определение расстояния до места повреждения весьма проблематично, так как на уровень ВГ влияет неизвестное переходное сопротивление в месте замыкания.

Между тем, есть вполне устойчивый признак замыкания, который менее чувствителен к величине переходного сопротивления и в то же время принципиально зависит от удаленности замыкания – это «резонансная» частота электропередачи. Учитывая, что за счет волновых свойств воздушных линий электропередачи в килогерцовом диапазоне частот возможно усиление напряжений ВГ, когда от источника до конца электропередачи укладывается четверть длины волны, это свойство длинных линий можно использовать как для индикации наличия повреждения, так и для расчета расстояния до места однофазных замыканий на землю.

Для проведения практического исследования использовался фидер на напряжение 10 кВ с древовидной структурой одного из РЭС ОАО «Сетевая компания». При проведении практического исследования ОЗЗ осуществлялось через разрядник. Технология проведения экспериментального исследования представлена на рис. 1. Результаты представлены на рис. 2, а именно одно из диалоговых окон с осциллограммой напряжения и одновременным быстрым Фурье-преобразованием. Последнее позволяет выделять ВГ из зашумленного спектра.



Рис. 1. Технология проведения экспериментального исследования

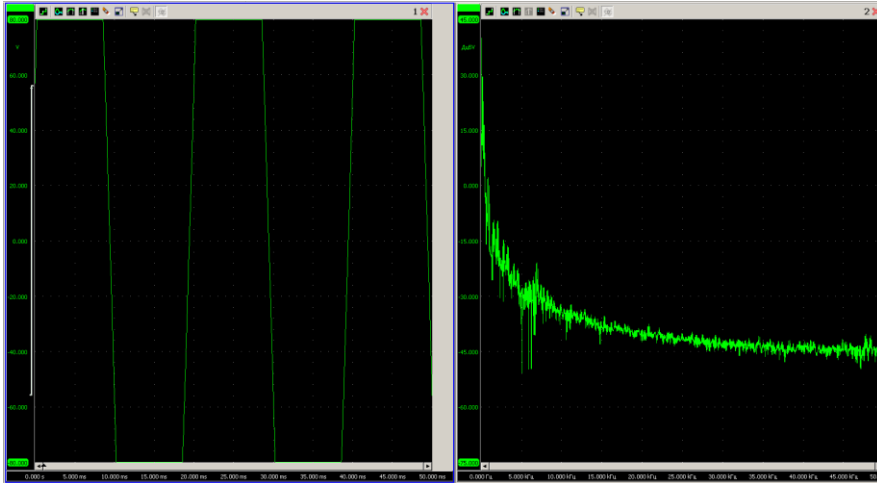


Рис. 2. Визуализация осциллограммы и быстрое Фурье-преобразование при ОЗЗ

Вывод

Воздушные линии электропередачи на напряжении 6–10 кВ обладают явно выраженными максимумами в частотных характеристиках в области нескольких десятков килогерц, что делает перспективным их использование для обнаружения факта однофазных замыканий на землю, сопровождающихся перемежающейся дугой. Для определения поврежденного участка необходимо иметь информацию о спектральном составе высших гармоник по каждой из потребительских подстанций, которая определяется на стороне 0,4 кВ этих подстанций.

ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО МОНИТОРИНГА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

И.Н. ОКОННИКОВ, И.В. МИНАЛИЕВ

Рабочая температура фазных проводов воздушных линий (ВЛ) под нагрузкой определяет ее способность передавать необходимый объем электрической энергии потребителям. На величину реальной температуры проводов линии оказывают сильное влияние метеоусловия и температура воздуха. Контроль в реальном времени этих условий позволит диспетчеру оперативно повышать нагрузку линии, дает возможность изменения режима нагрузки линии электропередачи (ЛЭП) и его оперативного планирования.

Для предотвращения повышения температуры проводов воздушных линий сверх критического значения, возникающего при перегрузке по мощности, используют специальную автоматику, ограничивающую перегрузку путем автоматической разгрузки ВЛ. Мероприятиями по ликвида-

ции перегрузки ВЛ являются: отключение нагрузки, перераспределение нагрузки, отключение перегруженной ВЛ.

Согласно стандарту ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008, настройка устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) должна производиться с контролем температуры воздуха, рекомендуется настройка устройств АОПО для зимних и летних температур воздуха. Поэтому данная автоматика имеет два набора уставок по току: для зимних и летних температур.

В рамках данной работы предлагается контролировать температуру провода с помощью датчиков, распределенных по ВЛ. Показатели температуры с таких датчиков передаются посредством беспроводной связи на диспетчерский пункт, после чего, в зависимости от температуры провода и режима работы линии, может быть подана команда на загрузку или разгрузку ВЛ.

Сама система мониторинга состоит из датчика температуры, питающего элемента, приемника и передатчика информации (рис. 1).

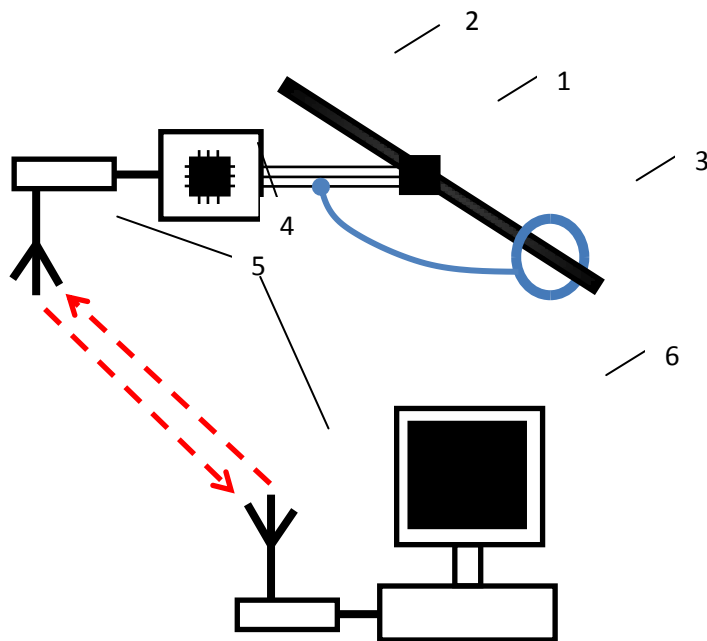


Рис. 1. Система температурного мониторинга ВЛ: 1 – цифровой датчик температуры (DS18B20); 2 – провод; 3 – трансформатор тока; 4 – микроконтроллер; 5 – приемопередатчик; 6 – персональный компьютер

Температурный сенсорный датчик представляет собой микросхему DS18B20 производства фирмы «Maxim» (табл. 1). Он измеряет температуру в диапазоне от -55 до $+125$ градусов Цельсия, имеет программируемое температурное разрешение от 9 до 12 бит и позволяет задавать верхний и нижний температурные пороги, в случае превышения которых устанавли-

вается флаг аварии. Внутри датчика – сложная схема с сенсором, АЦП, ПЗУ, регистрами хранения и системой последовательного вывода. DS18B20 обменивается данными по 1-Wire шине и при этом может быть как единственным устройством, так и работать в группе с другими устройствами (до 256 датчиков на одной шине). Это позволяет без особых усилий организовать температурный мониторинг провода и температуры окружающей среды в нескольких местах ЛЭП одновременно. Датчик обеспечивает возможность работы без внешнего источника питания, только за счет паразитного питания однопроводной линии, но в таком режиме диапазон измерения температуры существенно сужается.

Таблица 1

Изделие	DS18B20
Маркировка	DS18B20
Корпус	ТО-92
Разрядность	9-12 бит
Время преобразования	750 мс(max)
Область измерения температур	-55 ...+125 °С
Напряжение питания для точности измерения $\pm 0,5$ %	3,0-5,5 V

Все процессы на 1-Wire шине управляются центральным микропроцессором, который опрашивает цифровые термометры и отправляет полученные данные в передатчик. Приемник, получающий данные с модема, подключается к персональному компьютеру через стандартные интерфейсы RS-232, RS-485 или USB. В качестве приемопередатчика планируется использовать устройства, поддерживающие стандарт IEEE 802.15.4. Основная задача, решаемая при помощи IEEE 802.15, – передача небольших объемов данных на средние расстояния. Специфика предназначения IEEE 802.15 состоит в том, что приемо-передающие устройства этого стандарта должны иметь минимальное энергопотребление. С IEEE 802.15 нельзя передавать качественное потоковое аудио или видео высокой четкости, зато можно реализовать сложные схемы мониторинга и управления практически в любой сфере.

Зная максимальную рабочую температуру алюминиевого провода в нормальном режиме (90–100 °С), можно оперативно контролировать текущее состояние воздушных линий (ВЛ) и оптимизировать использование их реальной пропускной способности. Внедрение новой системы с использованием температурного мониторинга ЛЭП позволит практически в режиме

онлайн отслеживать состояние каждой ЛЭП, в том числе ее реальную пропускную способность. Кроме того, данную систему мониторинга можно использовать совместно с АОПО, т.е. добавить к автоматике дополнительную адаптивную уставку по температуре. Это позволит более гибко использовать потенциал ВЛ, так как уставки по току рассчитываются со множеством условностей и только для двух времен года.

Однако и в том и в другом случае необходима установка датчиков температурного мониторинга в нескольких местах ВЛ, так как температура проводов на протяжении всей ВЛ, в отличие от кабельной линии, разная.

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА RTDS

Р.Г. ИСАКОВ, Ф.А. ИВАНОВ

Усложнение схем электрических сетей, использование распределенной генерации, разнообразие режимов работы сетей и сложные переходные процессы в них вызывают существенные затруднения при математическом описании модели влияния электромагнитных и электромеханических процессов в энергосистеме на релейную защиту и автоматику (РЗА). Кроме этого перечисленные факторы требуют совершенствования существующих и создание новых алгоритмов функционирования РЗА с целью повышения быстродействия, селективности, чувствительности и надежности. В то же время, испытания и верификация разрабатываемых алгоритмов действий РЗА на реальном объекте являются сложными и затратными процессами. Наиболее оптимальным и эффективным выходом из сложившейся ситуации является цифровое моделирование энергосистемы в реальном времени с физическим подключением модели к устройствам РЗА. Моделирование энергосистем эффективно используется при разработке, тестировании и совершенствовании устройств РЗА, а также обучении молодых специалистов и повышении квалификации работников энергетической промышленности.

Программно-аппаратный комплекс цифрового моделирования в режиме реального времени (RealTimeDigitalSimulator, далее RTDS) производства канадской компании RTDS Technologies обеспечивает моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в режиме жесткого реального времени на основе созданной оператором модели энергосистемы. Указанный комплекс применяется во многих странах

мира, а с 2009 г. и в России. На данный момент 7 российских предприятий приобрели комплексы RTDS, в том числе и КНИТУ-КАИ г. Казань.

Научно-производственное предприятие «ЭКРА» г. Чебоксары активно использует комплекс RTDS, например, при разработке и испытаниях устройства противоаварийной автоматики (ПА) типа автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Согласно стандарту [1], «Аттестационные испытания устройства ПА должны проводиться на испытательной установке (стенде). Испытательный стенд должен обеспечивать моделирование переходных электромеханических процессов с точностью не более 1 %». Программа аттестационных испытаний устройств АЛАР содержит тестовую схему, разработанную в НТЦ ЕЭС, г. Санкт-Петербург и представлена на рис. 1. При проведении испытаний в НПП «ЭКРА», данная схема была смоделирована на RTDS [2].

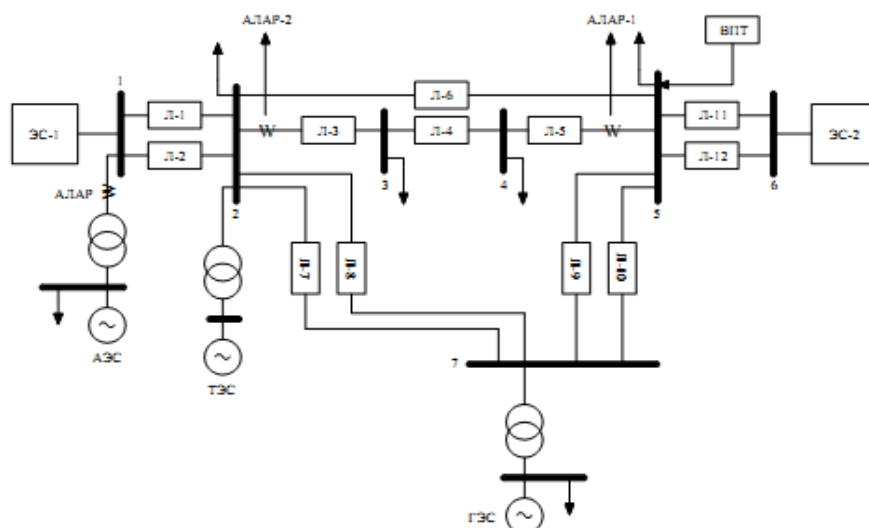


Рис. 1. Тестовая схема для испытаний алгоритма АЛАР

Мировой опыт применения RTDS берет начало с 1993 г. и включает множество примеров успешного и эффективного моделирования, некоторые из которых приведены ниже.

Согласно [3], на модели, построенной в RTDS, были проведены исследования работы алгоритмов защиты синхронного генератора (рис. 2).

Данная модель используется для анализа работы устройств дифференциальной защиты синхронных генераторов, а также для исследования работы защиты при сбоях в системе возбуждения.

Результаты моделирования работы защиты генератора от потери возбуждения при КЗ в системе возбуждения приведены на рис. 3. В режиме реального времени модель воссоздает КЗ между одним выводом системы возбуждения генератора и землей. При возникновении КЗ в системе

возбуждения напряжение генератора начинает снижаться, а ток статора возрастать, как показано на рис. 3 (b) и (c) соответственно.

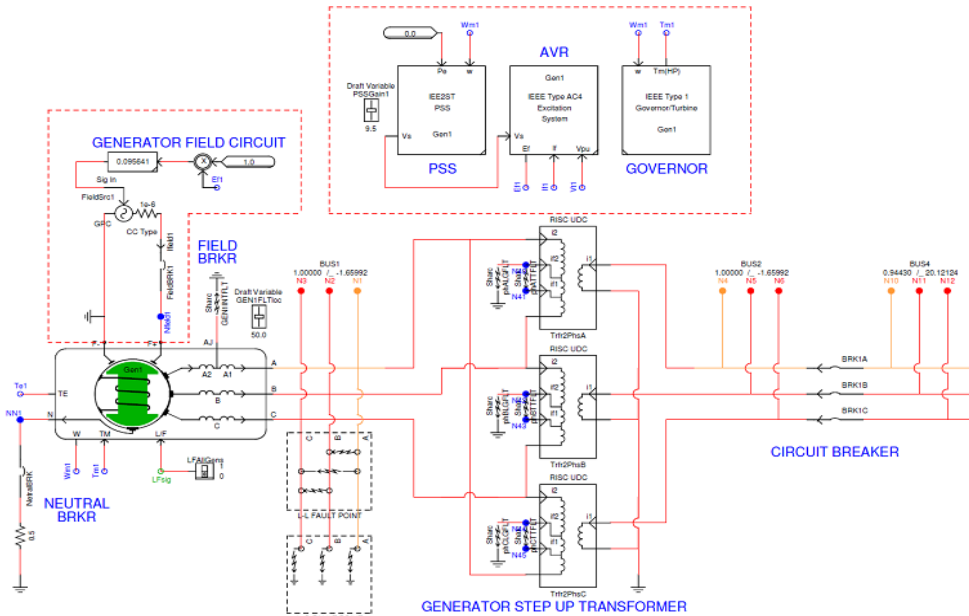


Рис. 2. Моделирование синхронного генератора с низкоомным заземлением для исследования работы защиты генератора

Вследствие потери поля магнитная связь между генератором и системой ослаблена, и если бы не было предпринято никаких действий, то произошло бы проскальзывание полюсов генератора (асинхронный ход). Однако, как показано на рис. 3, а, защита генератора выдала сигнал отключения через 3,5 с после КЗ [3].

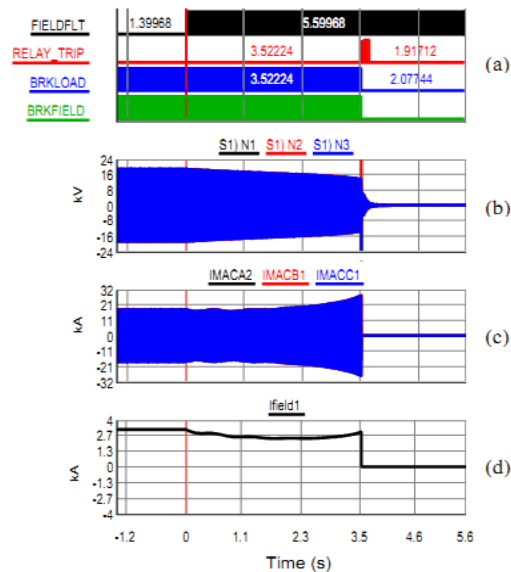


Рис. 3. Результаты моделирования КЗ в системе возбуждения генератора

Еще одно интересное применением RTDS описано в [4], где приводится исследование работы дистанционной защиты на линиях электропередач с поперечной компенсацией при помощи управляемого шунтирующего реактора – так называемой системы FACTS (Flexible AC Transmission system – гибкие системы передачи переменного тока) и приведено на рис. 4.

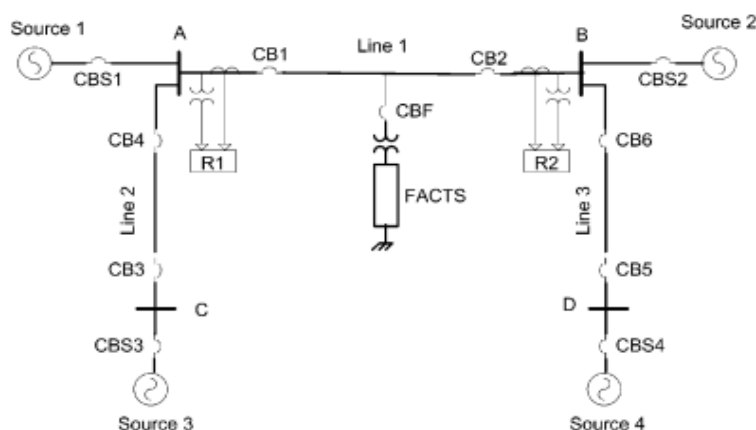


Рис. 4. Однолинейная схема исследования FACTS

Применение моделирования в реальном времени на программно-аппаратном комплексе RTDS позволит вести обширную программу научно-исследовательских работ в области релейной защиты, противоаварийной автоматики, систем автоматического регулирования и АСУТП, что позволит повысить техническое совершенство РЗА и, в конечном итоге, качество энергоснабжения потребителей.

Применение RTDS в учебном процессе делает занятия более наглядными, усиливает в них эмоциональную составляющую. За счет универсальности решений комплекс RTDS позволяет заменить целый ряд специализированных тренажеров. В итоге, комплекс позволит повысить качество образовательного процесса для студентов и специалистов электроэнергетической промышленности.

Список литературы

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА). СТО 56947007-33.040.20.123-2012. Дата введения: 24.05.2012.
2. Комплексные испытания функций противоаварийной автоматики на программно-аппаратном комплексе RTDS / В.А. Наумов и др. // Сборник тезисов докладов. Релавэкспо – 2013. – С. 68–69.

3. Using a New Faulted Synchronous Machine Model for Hardware-In-Loop Testing of a Generator Protection Relay. Presented at Southern African Power Systems Protection Conference, Johannesburg, South Africa, 14–16 November 2012.

4. Performance Comparison of Distance Protection Schemes for Shunt-FACTS Compensated Transmission Lines. IEEE Transactions on Power Delivery, Issue Date: Oct. 2007, Volume: 22, Issue: 4. (s): 2116–2125.

5. Комплексы моделирования в реальном времени для современных энергосистем / Д.О. Мочалов, Я.В. Законьшек, М.А. Шамис // Релейная защита и автоматизация. – № 1 (10). – 2013. – С. 70–74.

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА С ТЕМПЕРАТУРНОЙ КОРРЕКЦИЕЙ

А.С. РАДИОНОВ

Допустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования энергосистем зависит от температуры наружного воздуха. От недопустимых перегрузок, с высокой вероятностью вызывающих его разрушение, оборудование защищают устройства противоаварийной автоматики. В связи с технической невозможностью эксплуатируемых устройств противоаварийной автоматики уставки меняются сезонно – два раза в год.

Настройка противоаварийной автоматики определяется допустимыми токами для $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ для «зимнего» периода и $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ для «летнего» периода. Допустимые токи изменяются с дискретностью $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, внутрисуточные изменения температуры наружного воздуха могут превышать $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Существует необходимость в разработке и установке противоаварийной автоматики с температурной коррекцией, так как это поможет более эффективно использовать электросетевое оборудование.

В данной работе будут разобраны технические нюансы данной противоаварийной автоматики:

- 1) количество ступеней АОПО (с учетом ступени, действующей на сигнал);
- 2) количество датчиков температуры окружающего воздуха и действие АОПО при отсутствии сигналов от них;
- 3) действие АОПО при расхождении сигналов с датчиков температуры окружающего воздуха.

Применение АОПО с возможностью изменения уставок по току срабатывания в зависимости от фактической температуры окружающей среды

позволит наиболее эффективно использовать пропускную способность сетевых элементов, исключить риск возникновения перегруза оборудования при температурах окружающей среды выше расчетных значений, увеличить надежность электроснабжения потребителей. На рис. 1 представлена зависимость токовой загрузки электросетевого оборудования (например, автотрансформатор). Красной полосой на ней обозначена зависимость токовой загрузки от температуры окружающего воздуха при уставках, которые меняются сезонно два раза в год. Данная зависимость представлена схематически, для иллюстрационного представления загрузки того или иного электросетевого оборудования. Черной полосой на ней обозначена токовая загрузка электросетевого оборудования, уставки которого меняются в зависимости от температуры наружного воздуха.

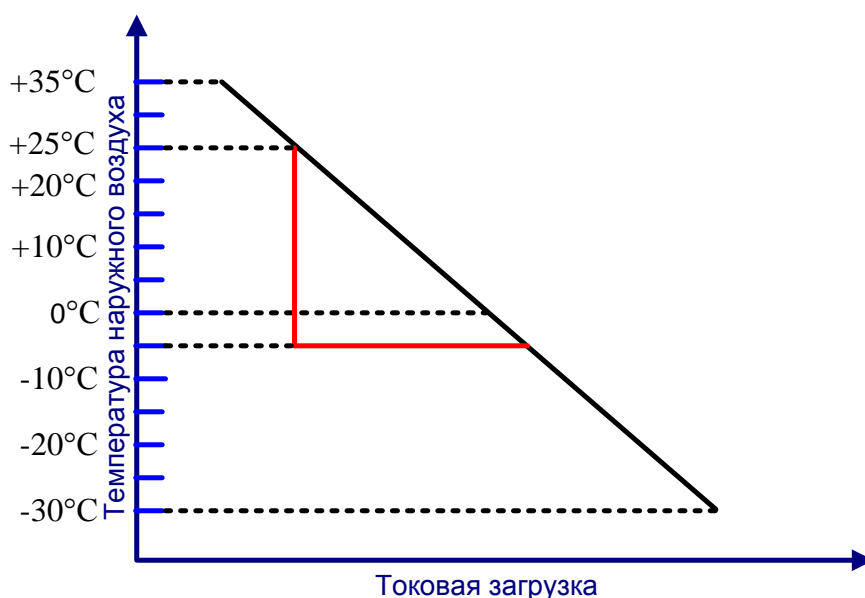


Рис. 1. Зависимость токовой загрузки от ТНВ

При сравнении данных зависимостей наблюдается изменение диапазона значений токовой загрузки. Если рассматривать автоматику, где уставки меняются сезонно два раза в год, характеристика имеет два значения, которые соответствуют времени года. При уставке, соответствующей летнему времени года, возможна перегрузка электросетевого оборудования, так как температура наружного воздуха может превышать 25 °С. При уставке, соответствующей зимнему времени года, возможна большая токовая загрузка, так как температура зимой достигает значений меньше, чем -5 °С. При рассмотрении автоматики с температурной коррекцией, диапазон изменения уставок имеет большее значение. Это дает возможность исполь-

зовать пропускную способность электросетевого оборудования более эффективно, а также снизить риск его перегрузки.

Настройку АОПО с возможностью изменения уставок по току срабатывания целесообразно выполнить для диапазона температуры окружающей среды, соответствующего фактической климатической обстановке в рассматриваемом регионе. В операционной зоне РДУ Татарстана диапазон изменения температуры окружающей среды необходимо ограничить от -30 до +35 °С. При этом выполнение настройки АОПО с дискретностью изменения температуры окружающей среды 5 °С потребует задания 14 групп уставок.

Для правильной работы данная противоаварийная автоматика должна анализировать температуру окружающего воздуха в месте установки электросетевого оборудования, защиту которого она обеспечивает. Для этого необходима установка не менее двух датчиков температуры. Датчики температуры должны территориально располагаться в разных местах электросетевого оборудования. Этот факт увеличит надежность противоаварийной автоматики с температурной коррекцией и снизит риск ложного ее срабатывания.

Следует проанализировать возможность установки этих датчиков, где на них будет влиять меньше факторов, а следовательно, их показания будут более точны. Также стоит вопрос установки датчиков температуры на линии. Существуют такие линии, что температура окружающего воздуха по концам этих линий различна и может достигать разности в 5-7 °С, так что применение данной автоматики будет некорректным. Также необходимо применить возможность перехода в ручной режим задания уставок.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Р.Р. САФИН

Все большее внимание в последнее время уделяется развитию малой энергетики, в том числе созданию на промышленных предприятиях собственных источников энергоснабжения. Расчеты и опыт развития передовых в экономическом отношении зарубежных стран показывают, что при определенных условиях наличие собственного, относительно небольшого по мощности, источника энергоснабжения на предприятии оказывается выгодным. Но при этом следует учитывать, что наличие рабочего объекта

малой генерации в системе электроснабжения оказывает существенное влияние на построение системы релейной защиты и автоматики, а в ряде случаев, и на формирование самих схем электроснабжения.

Достоинством параллельного режима работы является то, что при повреждении какого-либо элемента сети, например, линии, ее можно отключить быстродействующими защитами, при этом связь между источниками питания и потребителями, а также устойчивость работы генераторов не нарушается. В отличие от этого, при раздельном режиме работы отключение питающей линии для потребителей обычно связано с перерывом питания на время действия автоматического повторного включения (АПВ) поврежденной или автоматического ввода резерва (АВР) резервирующих линий. Таким образом, в сетях среднего и низкого напряжений АПВ и АВР являются непременным условием для обеспечения надежности электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий.

Однако при появлении собственных генераторов у потребителей традиционно применяемые схемы АПВ и АВР оказываются непригодными. Причина в том, что бесконтрольная работа АВР и АПВ при наличии генераторов в сети опасна, так как их несинхронное включение может привести к аварии. В этих случаях устройства АПВ и АВР должны, как минимум, оснащаться средствами контроля встречного напряжения, а в некоторых случаях дополняться контролем синхронизма. На практике это означает необходимость установки на линиях связи измерительных трансформаторов или устройств отбора напряжения и соответствующей релейной аппаратуры. В настоящее время линии и подстанции в сетях среднего, а тем более низкого напряжения, таких устройств не имеют.

Средства контроля встречного напряжения, могут быть использованы по-разному:

- либо для запрета АВР и АПВ до того момента, пока не исчезнет или не снизится до безопасного значения встречное напряжение,
- либо для осуществления быстродействующего синхронного АПВ или АВР.

В первом случае запрет АВР и АПВ практически будет действовать до отключения генераторов, при этом время действия устройств автоматики затягивается и становится неопределенным. Такие отключения генераторов, их последующий повторный пуск, синхронизация с энергосистемой снижают надежность электроснабжения потребителей и усложняют эксплуатацию. Поэтому необходимо обратить внимание на весьма полезную роль, которую могут сыграть устройства БАВР и САВР.

Быстродействующий и синхронный АВР

В настоящее время устройства, подобные БАВР, разработаны и эксплуатируются как у нас, так и за рубежом. Характерной особенностью

процессов, происходящих в сетях среднего и низкого напряжения при потере питания от энергосистемы, является быстрое снижение частоты. Как известно, ПУЭ допускает выполнение синхронного АПВ при разнице частот, не превышающей $S = 4\%$ (п. 3.3.13 ПУЭ). Это также совпадает с мнением разработчиков БАВР, которые считают, что он может быть успешным при скольжениях, не превышающих $S \leq 5-7\%$. При условии, что мощность генераторов мини-ТЭЦ не превышает 50 % всей нагрузки, т.е. дефицит мощности составляет $\Delta P = 0,5$ о.е., указанная величина скольжения будет достигнута уже за время:

$$\frac{S T_{\Sigma}^{\text{мех}}}{\Delta P} \leq \frac{0,04 \times 5}{0,5} \leq 0,4 \text{ с},$$

где S – скольжение, о.е.; $T_{\Sigma}^{\text{мех}}$ – приведенная механическая постоянная, с.

Поэтому осуществление синхронного АВР или АПВ в этих сетях возможно лишь на весьма ограниченном отрезке времени. Тем не менее за это короткое время микропроцессорные контроллеры успевают решать следующие задачи:

- определить возможность выполнения «быстрого» АВР, т.е. такого АВР, при котором подача напряжения от резервного источника к потребителю выполняется при расхождении угла между векторами их напряжений на величину не более $d < 60^{\circ}-90^{\circ}$;

- при невозможности выполнения «быстрого» АВР из-за больших скоростей снижения частоты отключенного узла предусматривается выполнение «синфазного» АВР в первом цикле скольжения. Для этого рассчитывается время подачи команды на включение резервного питания, которое соответствует углу между векторами напряжений, равному 360° .

Кроме того, в качестве резервного варианта предусматривается выполнение обычного АВР по величине остаточного напряжения. Однако в этом случае восстановление питания отключившегося узла нагрузки от энергосистемы будет возможно:

- 1) либо после предварительного отключения генераторов миниТЭЦ, так как только после отключения генераторов блокировка по встречному напряжению сетевых устройств АПВ и АВР будет снята;

- 2) либо после уравнивания частоты отключившегося узла и энергосистемы до скольжения порядка $S \leq 4\%$.

При авариях в энергосистеме, сопровождающихся падением напряжения и частоты, специально предусматриваемые делительные защиты должны отключать генераторы частью сбалансированной по мощности нагрузки. При восстановлении нормального режима источника энергосисте-

мы возникает задача синхронизации отключившегося узла нагрузки вместе с мини-ТЭЦ. Решать эту задачу средствами одной автоматики без предварительной оценки ситуации в системе электроснабжения технически сложно. Поэтому к решению этой задачи необходимо привлечь диспетчера или оперативный персонал.

Требования к устройствам релейной защиты

Другим важным моментом, требующим внимания, является обеспечение чувствительности и селективности защит в системе электроснабжения. Если потребитель, имеющий миниТЭЦ, рассчитывает на нее как на независимый источник питания, способный при системных авариях обеспечить функционирование наиболее важных объектов, то он должен подумать об обеспечении надежной работы защит как в параллельном, так и в автономном режимах работы. Сложность решения этой задачи заключается в том, что уровни токов КЗ в этих режимах отличаются на порядок. При таких условиях максимально токовые защиты и отсечки, отстроенные от максимальных значений токов при параллельном режиме работы, оказываются нечувствительными в автономном режиме работы. В этом нетрудно убедиться на примере, приведенном на рис. 2.

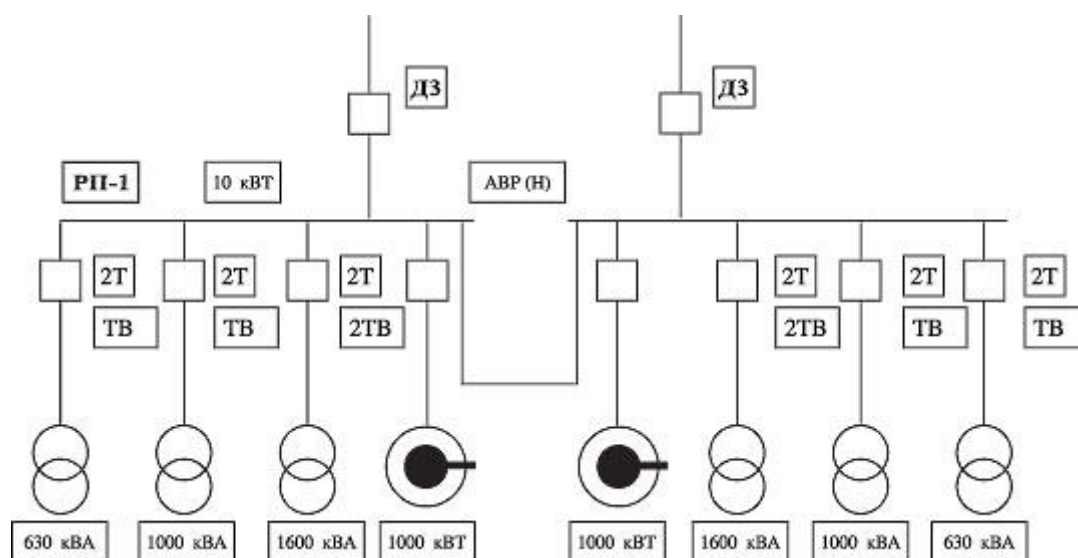


Рис. 2. АВР(Н) – АВР с контролем встречного напряжения; ДЗ – делительная защита; 2Т – токовая отсечка с изменяющимися характеристиками; ТВ – максимально-токовая защита с выдержкой времени; 2ТВ – максимально-токовая защита с изменяющимися характеристиками

Максимальное значение тока 3-фазного КЗ на шинах 10 кВ при параллельном режиме работы составляет: $I''_{\text{макс}} = 17 \text{ кА}$, а минимальное $I''_{\text{мин}} = 0,35 \text{ кА}$. При этом в минимальном режиме оказываются нечувстви-

тельными токовые отсечки трансформаторов мощностью 630, 1000 и 1600 кВА и даже максимальная токовая защита трансформатора 1600 кВА.

Для повышения чувствительности защит можно применить способ введения дополнительных блокировок МТЗ по напряжению. Однако современная аппаратура защиты и автоматики, основанная на применении микропроцессорной вычислительной техники, обладает несравненно большими возможностями. При необходимости, в данном случае при резком изменении уровня токов КЗ, эта аппаратура позволяет автоматически или дистанционно изменять не только уставки защит, но и их характеристики, т.е. зависимость времени срабатывания от тока КЗ.

Также необходимо обратить внимание на широко применяемую в настоящее время на подстанциях систему выпрямленного оперативного тока с использованием блоков питания тока и напряжения. В автономных режимах работы генераторов миниТЭЦ, в частности в вышеприведенном примере, такая система оказывается неспособной обеспечить нормальное функционирование системы РЗА из-за резкого снижения уровня тока КЗ и требует ее замены современными компактными источниками постоянного оперативного тока с применением аккумуляторных батарей.

Выводы

– Увеличение количества собственных, независимых источников электроэнергии у потребителей в распределительных сетях 6 (10) и 0,4 кВ потребует повышения интеллектуального уровня релейных защит и автоматики в системе электроснабжения.

– Для решения новых задач необходимо максимально использовать возможности современной аппаратуры защит и автоматики, основанной на базе микропроцессорной вычислительной техники, а в отдельных случаях дополнительно применять специально запрограммированные контроллеры в сочетании с быстродействующей коммутационной аппаратурой 6 (10) кВ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В РЕГИОНАХ С ВЫСОКИМ УРОВНЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

Д.В. СОКОЛОВ, И.Б. АХМЕРОВ

В современных условиях вопросы прогнозирования электропотребления играют важную роль. Особое значение прогнозирование имеет для ведения режима диспетчером энергосистемы. Прогноз потребления элек-

троэнергии влияет на экономичность работы. При ошибках в прогнозировании потребления возникает необходимость в загрузке или разгрузке электрооборудования на станциях, что приводит к увеличению стоимости электроэнергии.

В настоящее время в РДУ Татарстана для прогнозирования электропотребления используется ПАК «ИСП». Для оперативного прогнозирования электропотребления установлен ПК «Консоль прогноза потребления», который, используя прогноз «на сутки вперед» и сложившийся факт текущих суток, рассчитывает прогноз на 5 часов вперед. На практике, ПК не удовлетворяет требованиям РДУ Татарстана к точности прогноза, он используется лишь как транспортная среда.

При составлении прогноза электропотребления необходимо учитывать различные факторы.

Зависимость потребления от изменения температуры выглядит следующим образом. Изменение температуры на 1 градус приводит к изменению потребления: на 0,21 % при температуре от -35 до -15 °С; на 0,26 % при температурах от -25 до +20 °С; на 0,09 % при температурах от +20 до +35 °С. Данные коэффициенты были рассчитаны по данным двух лет. Из-за небольшого взятого периода статистических данных коэффициенты не корректно отражают влияние температуры на электропотребление, в связи с чем предлагается выполнить пересчет коэффициентов температурного влияния.

Расчет коэффициентов температурного влияния основан на «Методических указаниях по определению влияния температурного фактора на потребление электроэнергии». Для расчета использовались данные по среднесуточной температуре и мощности на конец суток, начиная с 2009 г. Данные были получены из ПАК «АС МЕТЕО» и ПАК «ОИК». Расчеты показали, что влияние температуры на электропотребление выше ранее рассчитанных показателей. Также увеличилось количество температурных диапазонов.

Другими метеофакторами, способными повлиять на величину потребления электроэнергии, являются влажность воздуха, скорость ветра. В ОЗ РДУ Татарстана такая зависимость не выявлена.

Долгота дня и облачность – важные параметры. При сокращении светового дня использование электроэнергии для многих потребителей возрастает, так же как и при пасмурной погоде. В ОЗ РДУ Татарстана наблюдается следующая зависимость электропотребления от облачности.

РТ является регионом с развитой промышленностью, поэтому режим работы крупных потребителей значительно влияет на прогноз потребле-

ния. Например, особенностью нефтепромышленного комплекса является непрерывный процесс химического производства, и, как следствие, постоянное электропотребление в течение суток.

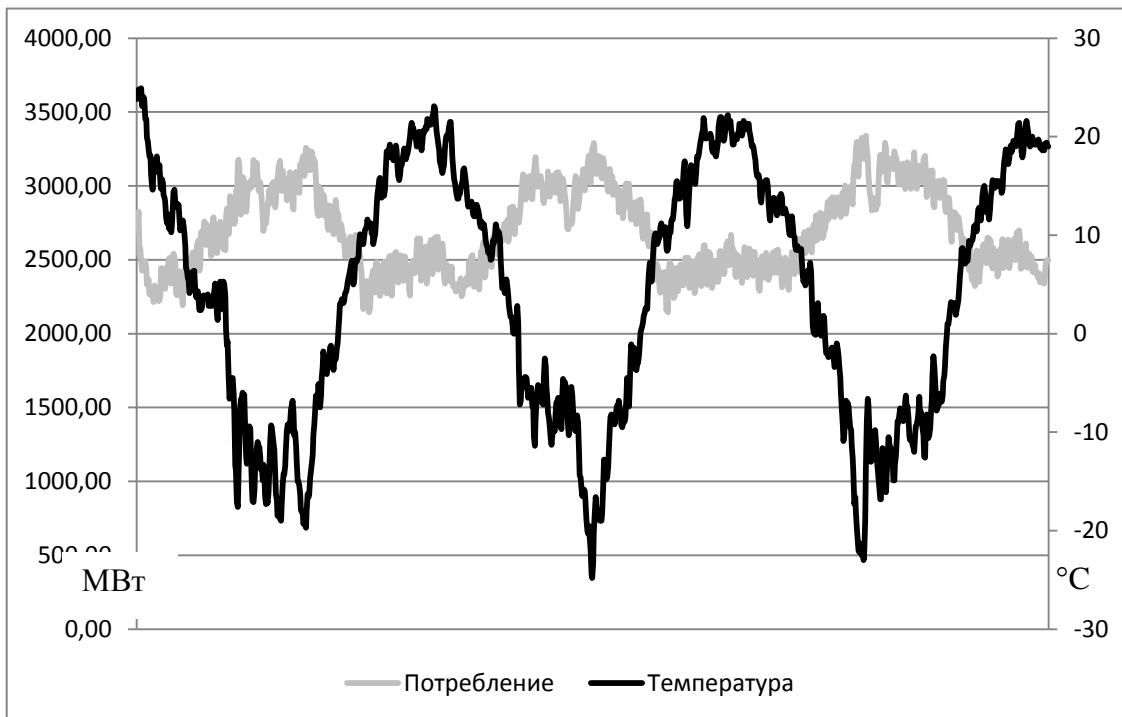


Рис. 1. Зависимость электропотребления от температуры

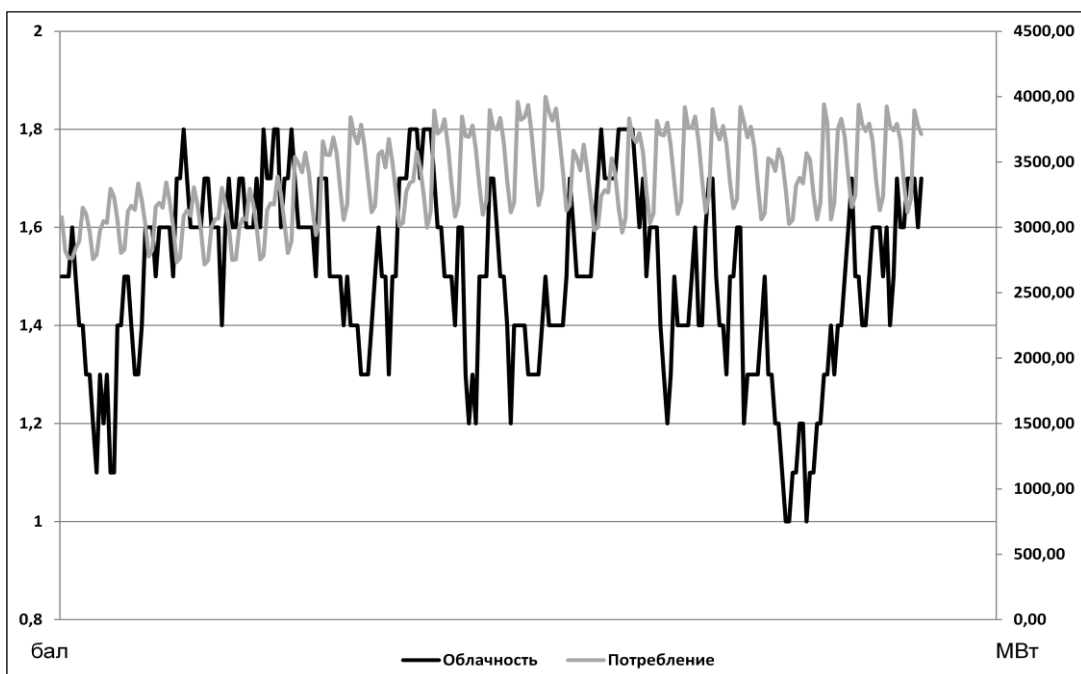


Рис. 2. Зависимость электропотребления от облачности

Таковыми предприятиями являются: ОАО «НКНХ», ОАО «НКШИНА», ОАО «ОРГСИНТЕЗ». Другим крупным промышленным объектом является завод ОАО «КАМАЗ».

Еще одним немаловажным фактором является потребление собственных нужд (СН) электростанций. Его доля составляет $\approx 9\%$ от суммарного потребления региона и изменяется в зависимости от нагрузки станции. Зависимость потребления СН от загрузки ЭС в ОЗ РДУ Татарстана выглядит следующим образом.

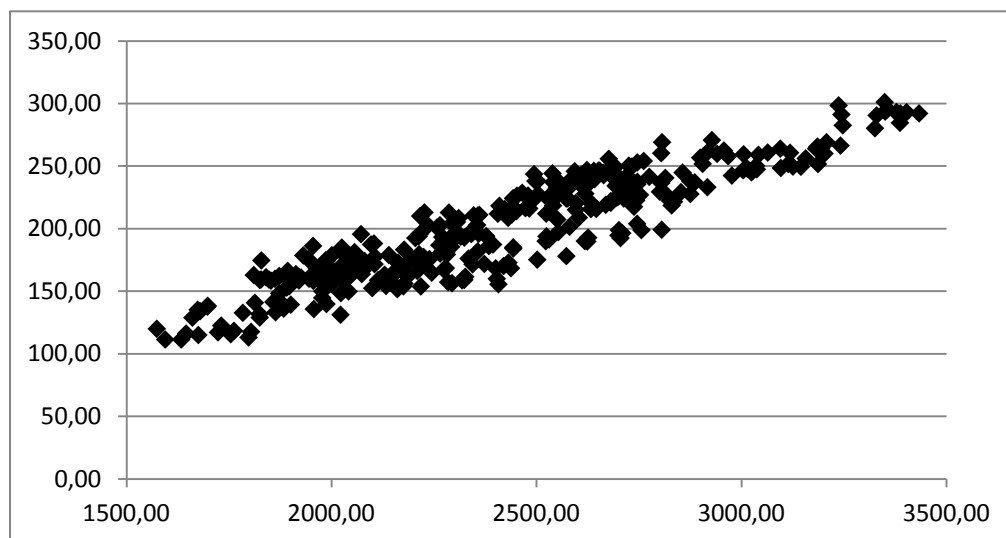


Рис. 3. Зависимость потребления СН от загрузки ЭС

На период долгосрочного планирования электропотребления влияет социальный фактор. При росте количества населения увеличивается электропотребление. Также к социальному фактору относятся количество рабочих и выходных дней, праздничные и сокращенные дни, каникулы и др.

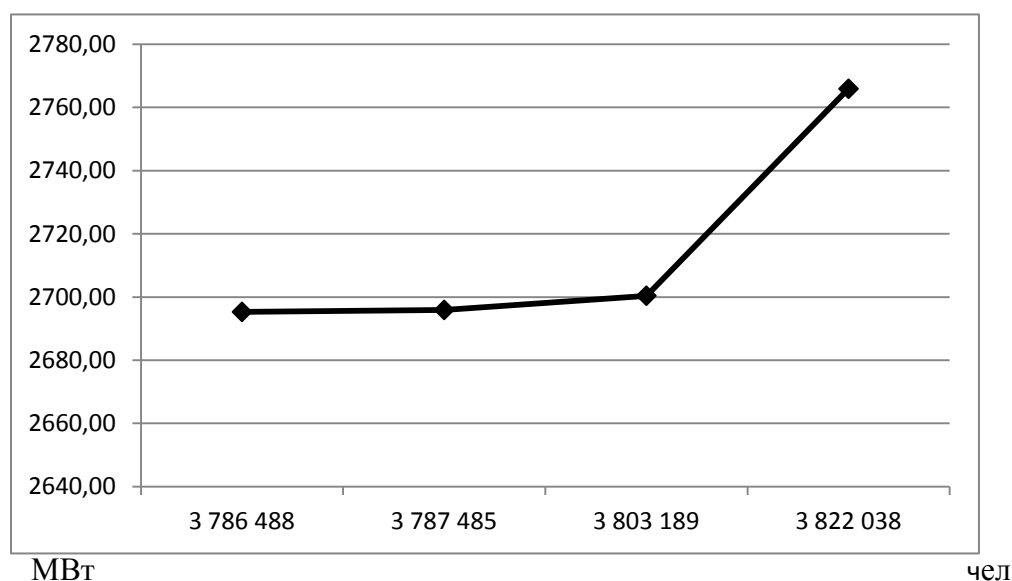


Рис. 4. Зависимость потребления от численности населения

Таким образом, наиболее значительное влияние на электропотребление оказывают такие факторы как температура, облачность, долгота дня, потребление собственных нужд ЭС, рост численности населения. Заново рассчитанные коэффициенты температурного влияния позволили увеличить точность прогнозирования электропотребления за счет большей выборки статистических данных.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОГО ВРЕМЕНИ РАБОТЫ АВР ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ САМОЗАПУСКА АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

С.В. КУКСОВ, Р.Г. ИСАКОВ

Кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ) опасны, прежде всего, для предприятий со сложными технологическими процессами, широко использующих средства автоматизации для решения своих задач: нефтегазодобывающих и перерабатывающих, металлургических и химических, предприятий водоснабжения, водоотведения и других. На работу высоковольтных двигателей, низковольтных двигателей приводов насосов, устройств управления элементами электротехнических систем и технологических процессов этих предприятий оказывают влияние краткие по продолжительности провалы питающего напряжения.

КНЭ происходят десятки раз в год и приводят к значительному экономическому ущербу, даже если их длительность составляет десятки миллисекунд. В такой ситуации решение проблемы надежности электроснабжения все чаще возлагается на потребителей электроэнергии.

Во второй половине 1990-х гг. в США и Канаде были проведены общенациональные энергетические обследования промышленных предприятий. Результаты энергоаудита имели большое значение для разработки новых концепций защиты промышленного электрооборудования от провалов напряжения. Ущерб от плохого качества электроэнергии в американской экономике оценивается более чем в \$150 млрд в год.

В нашей стране не проводились объемные исследования качества электроэнергии на промышленных предприятиях, вследствие чего нет статистически достоверных сведений по таким важным характеристикам провалов напряжения, как глубина, длительность и частота их повторения, что затрудняет оценку реального ущерба от КНЭ.

Для примера, можно привести убытки на Оскольском электрометаллургическом комбинате: ежегодный ущерб от воздействия КНЭ – более 20 млн рублей [1].

Традиционно в электрических сетях для борьбы с перерывами в электроснабжении применяются устройства автоматического включения резервного источника питания (АВР). Несмотря на то, что потребителям нужно как можно быстрее получить электропитание, необходимо замедлять срабатывание пускового органа АВР для предотвращения его излишнего действия при КЗ на смежных участках сети и при действии устройств АПВ питающих линий. В результате выдержка времени на действие устройства АВР может достигать нескольких секунд. Такая выдержка времени действия АВР недопустима, если поставлена задача сохранить непрерывность сложных технологических процессов на промышленных предприятиях, так как в результате происходит выпадение из синхронизма синхронных двигателей, опрокидывание асинхронных двигателей, отключение контакторов и пускателей напряжением 380 В, отключение частотно-регулируемых приводов и установок электроцентробежных насосов, сбой в работе другой ответственной нагрузки и систем управления [1].

После отключения питания (или недопустимого снижения напряжения) ЭД под действием момента сопротивления приводимых ими в движение механизмов начинают тормозиться, а затем после восстановления питания вновь разворачиваются.

Самозапуск будет успешным, если начальное напряжение на шинах распределительной подстанции (РП) при самозапуске обеспечивает разворот ЭД за такое время, при котором не происходит недопустимого перегрева электродвигателей и не нарушается технологический процесс предприятия.

При расчете самозапуска ЭД возможны две постановки задачи.

1) определение начального напряжения на секции и токов самозапуска после кратковременного перерыва питания и решение вопроса о возможности и допустимости самозапуска ЭД на основании полученных данных и требований директивных материалов;

2) определение наряду с указанными в п. 1 величинами времени разворота отдельных механизмов и времени окончания самозапуска ЭД, т.е. рассмотрение динамики самозапуска [2].

Методы, применяемые на сегодняшний день по расчету возможности самозапуска, позволяют решить только первую задачу. В их основе лежит приближенное определение остаточного напряжения на секции шин с группой ЭД. После чего определяется электромагнитный момент ЭД и сравнивается с моментом сопротивления механизма. При положительном избыточном моменте самозапуск двигателя считается удачным.

Как видно из изложенного метода, характер протекания процесса самозапуска абсолютно не учитывается, хотя это и подтверждается достаточно большим количеством опытных данных, однако данный расчет не дает полной картины процесса в динамике. Это, в свою очередь, может привести к тому, что самозапуск АД будет происходить достаточно медленно, в результате чего сработает защита ЭД по перегрузке.

Существует более точный метод определения характера выбега и самозапуска АД. Его суть сводится к решению уравнения движения ротора АД [3]:

$$T_J \frac{ds}{dt} = M_D - M_{\text{МЕХ}} \quad T_J \frac{ds}{dt} = M_D - M_{\text{мех}}, \quad (1)$$

где M_D – электромагнитный момент двигателя; $M_{\text{МЕХ}}$ – момент сопротивления рабочего механизма; T_J – механическая постоянная времени или постоянная инерции вращающихся частей; ds/dt – производная скольжения по времени.

В свою очередь, электромагнитный момент двигателя и момент сопротивления рабочего механизма имеют сложную нелинейную зависимость от скольжения, что значительно усложняет процесс нахождения критического времени отсутствия питания, а также времени самозапуска АД. Для его точного решения необходимо воспользоваться возможностями современной вычислительной техники [4].

Преимуществом этого метода над предыдущим будет то, что он позволяет построить статическую характеристику электромеханического переходного процесса (ПП), в результате чего появляется частичная возможность решения второй задачи. Но большим недостатком метода будет то, что при его решении не учитываются электромагнитные ПП, вносящие существенный вклад в характер самозапуска во время кратковременной пропажи питания.

Общую характеристику процессов, происходящих при самозапуске ЭД, можно разделить на два этапа:

Первый этап – это процесс от момента отключения до момента восстановления питания ЭД.

В течение этого этапа происходит выбег агрегатов, т.е. их торможение под действием момента сопротивления механизма. При перерыве питания ряда ЭД происходит групповой выбег. Особенностью группового выбега является то, что некоторое время все агрегаты, подключенные к шинам питания, выбегают во взаимной связи друг с другом, а затем каждый – в соответствии со своей характеристикой, определяемой моментом инерции агрегата и его нагрузкой.

Взаимосвязанный выбег агрегатов в течение некоторого времени объясняется тем, что часть ЭД с большим запасом кинетической энергии переходят в генераторный режим, и подпитывают другую часть ЭД, поддерживая их вращение. Вследствие этого время выбега агрегатов, перешедших в генераторный режим, уменьшается по сравнению со временем при индивидуальном выбеге, а остальных – увеличивается.

Результирующая ЭДС асинхронных двигателей затухает до нуля в течение 1–1,2 с. В дальнейшем идет индивидуальный выбег каждого агрегата.

Второй этап – это собственно самозапуск агрегатов, он начинается от момента восстановления питания, включает разгон механизмов и заканчивается с восстановлением нормального режима работы.

Протекание этого главного этапа зависит от начального напряжения на выводах ЭД при самозапуске, или, как часто говорят, остаточного напряжения на шинах секций, и от степени заторможенности ЭД к моменту подачи напряжения, т.е. от их скольжения.

Скольжение ЭД, очевидно, будет больше после большего времени перерыва питания, следовательно, условия самозапуска ухудшаются [2]. Исходя из этого, можно определить критическое время отсутствия питания.

Для рассмотрения динамики самозапуска ЭД необходимо составить систему дифференциальных уравнений, описывающих характер протекания электромагнитных и электромеханических переходных процессов, возникающих при выбеге и самозапуске ЭД.

Режим асинхронного двигателя (АД), подключенного к электрической сети с напряжением U , можно характеризовать частотой вращения ротора ω и сверхпереходной ЭДС E'' . Через основные параметры режима по соотношениям, являющимся алгебраическими выражениями, могут быть определены все остальные параметры режима АД.

Векторно-дифференциальное уравнение электромагнитного переходного процесса в его обмотках:

$$T_2' \left(\frac{dE''}{dt} + jsE'' \right) + E'' = \frac{x_1 + x''}{x_1} U \quad (2)$$

где E'' – сверхпереходная ЭДС АД; T_2' – постоянная времени обмотки ротора; U – напряжение подведенное к двигателю, $(x_1 + x'')/x_1$ – выражение, определяемое параметрами схемы замещения.

Основные параметры режима АД определяются дифференциальными уравнениями (1) и (2).

Начальными условиями для решения системы уравнений (1) и (2) будут значение скольжения и сверхпереходной ЭДС до возникновения ПП. Система дифференциальных уравнений (1), (2) совместно с начальными условиями и соотношениями, выражающими через основные параметры остальные параметры режима, полностью определяет режим АД [5].

Для учета взаимовлияния АД во время выбега и самозапуска необходимо их связать через общее для всех АД остаточное напряжение на шинах РП. Вычисление критического времени отсутствия питания сводится к построению множества динамических характеристик ПП, нахождению времени самозапуска и минимального скольжения отдельных АД и сравнении этих параметров с уставками защит по перегрузке и возможностью безребойного протекания технологического процесса.

Предложенный метод позволяет построить динамическую характеристику зависимости механического момента от скольжения, что существенно повышает точность расчета в первый момент возникновения возмущения.

При сравнении метода расчета продолжительности самозапуска с учетом ПП с общепринятым методом, был получен результат, согласно которому расчетное время самозапуска АД может быть определено с погрешностью до 50 %. Следовательно, критическое время отсутствия питания будет определено с соответствующей погрешностью, что, в свою очередь, может привести к нарушению технологического процесса предприятия. Вывод: хотя предложенный метод более трудоемкий в вычислениях и требует применения ЭВМ, но он дает большую точность в расчетах при расчете уставок БАПР.

Список литературы

1. Пупин В.М. Комплекс БАПР. Быстродействие повышает надежность электроснабжения / В.М. Пупин, В.А. Жуков // Новости электротехник. – 2012. – № 4 (76).
2. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций / У.К. Курбангалиев. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 64 с.
3. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – М.: Высш. школа, 1978. – 416 с.
4. Бугров В.Г. Электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения / В.Г. Бугров. – М.: Тверь: Изд-во ТГТУ, 2005. – 116 с.

5. Гамазин С.И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой / С.И. Гамазин, В.А. Ставцев, С.А. Цырук. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 424 с.

6. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / И.А. Сыромятников. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.

7. Самозапуск асинхронных электродвигателей: учеб. пособие / А.Д. Эрнст. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. – 46 с.

МЕТОДИКА И СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ (ДЗШ) ПРОИЗВОДСТВА НПП «ЭКРА» ПРИ ОПРОБОВАНИИ ШИН

М.С. ЧУГУНОВА, С.А. СОКОЛОВ

Сборные шины являются ответственными звеньями электрической сети. В качестве основной быстродействующей защиты при всех видах повреждений в распределительных устройствах напряжением 110 кВ и выше, с наличием сборных шин, используется дифференциальная защита шин (ДЗШ). Принцип действия дифференциальной защиты шин основан на сравнении направления и величины токов присоединений, подключенных к системе шин. Поскольку к шинам подключено значительное количество присоединений, связанных с источниками питания, токи КЗ на шинах достигают значений 20–30 кА и более, поэтому в целях снижения объема повреждений, при протекании по оборудованию столь значительных токов, к защите шин предъявляются жесткие требования по чувствительности и быстродействию.

Чувствительность по току должна обеспечиваться при нормальных, ремонтных и аварийных режимах, и в соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности ДЗШ должен быть не менее двух.

Если чувствительность в ремонтных режимах получается меньше необходимой, то должны быть рассмотрены следующие меры для ее повышения:

1) ограничение перечня ремонтных режимов и, в первую очередь, недопущение одновременного вывода в ремонт двух и более питающих источников или размыкания транзитов;

2) недопущение раздельной работы систем шин (при выводе ШСВ в ремонт) и резкое снижением при этом уровня токов КЗ. При необходимости отключения ШСВ при двух системах шин с фиксированным распределением элементов обе системы шин объединяются включением обоих

шинных разъединителей на двух-трех присоединениях с обязательным нарушением фиксации схемы ДЗШ;

3) замена дифференциальной защиты шин с реле РНТ на защиту шин с торможением типа ДЗШТ, обладающей значительно более высокой чувствительностью;

Защита шин должна быть чувствительна в режимах опробования системы шин после ремонта, и в режиме автоматического повторного включения после ликвидации повреждения на шинах или ручного опробования шин для восстановления нормальной схемы после ликвидации повреждения с неуспешным АПВ шин.

Для обеспечения надежного отключения КЗ на шинах и пуска УРОВ при срабатывании дифференциальной защиты в таких режимах, в том числе в цикле последующего АПВ, предусмотрено автоматическое повышение чувствительности (очувствление) дифференциальной защиты, так называемый чувствительный токовый орган (ЧТО).

Чувствительный токовый орган состоит из реле тока, включенного на дифференциальный ток пускового органа, и блокирующего реле, включенного по логической схеме «И». Реле тока ЧТО задает уставку по току срабатывания, а блокирующее реле обеспечивает отстройку от токов небаланса при бросках тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов, подключенных к шинам.

Схемой ДЗШ предусмотрено выполнение различных видов опробования шин от различных присоединений. Различают два вида опробования:

- опробование системы шин напряжением от одного из присоединений путем включения выключателя ключом управления (ручной режим);
- опробование системы шин напряжением при АПВ шин; (автоматический режим).

Опробование системы шин напряжением производится от следующих присоединений:

– Шиносоединительный выключатель (ШСВ). Опробование от ШСВ производится при вводе в работу одной из систем шин, которая была в ремонте. При этом ДЗШ должна сработать и отключить ШСВ при наличии КЗ на вводимой из ремонта системе шин, например оставленный неотключенным заземляющий нож на одном из присоединений;

– Одна из линий электропередач или автотрансформатор (как исключение) при ручном опробовании шин после неуспешного АПВ шин. При этом чувствительность пускового органа ДЗШ должна обеспечивать срабатывание ДЗШ и отключение присоединения в случае его включения на короткое замыкание;

– Обходной выключатель (при его наличии) при опробовании обходной системы шин. При этом ДЗШ должна действовать на отключение ОВ или всей системы шин, от которой производилось опробование.

Опробование системы шин напряжением при АПВ шин осуществляется одним заранее выбранным присоединением, например линией электропередач, включение которой обеспечивает необходимую чувствительность ДЗШ.

Логика очувствления схемы ДЗШ вводится в действие следующим образом:

1. В цикле АПВ шин.

После отключения системы шин от ДЗШ реализуется логика повторного включения. При этом существует вероятность включения на КЗ (если за время бестоковой паузы замыкание на шинах не устранилось). При срабатывании ДЗШ его выходные реле вводят в действие чувствительный токовый орган (ЧТО), которое помогает сохранить чувствительность защиты в цикле отключения присоединений и затем обеспечить чувствительность защиты в цикле АПВ шин. В противном случае ДЗШ со своими рабочими уставками может оказаться нечувствительной и отключение будет происходить от резервных защит с противоположных концов объекта (а это значительная выдержка времени).

2. В цикле ручного опробования системы шин.

Очувствление ДЗШ (ввод в работу ЧТО) производится от ключа управления выключателя присоединения, от которого опробуется система шин. Для этого в схеме ДЗШ разработана специальная логика. Особенность заключается в том, что выполнение ручного опробования и логика очувствления может быть только для заранее выбранных присоединений.

3. При недостаточной чувствительности ЧТО в режиме ручного опробования в современных шкафах предусматриваются специальные реле тока, с диапазоном срабатывания от $0,1 I_{ном}$. Но эти реле предусматриваются только для двух присоединений.

Очувствление осуществляется путем уменьшения тока срабатывания и увеличения длины начального участка тормозной характеристики. Ток срабатывания реле ЧТО регулируется в пределах от $0,2$ до $1,0 I_{баз}$.

В настоящее время разработаны шкафы защиты сборных шин фирмы НПП ЭКРА напряжением 110–220 кВ типа:

– ШЭ2607 061 – ДЗШ с торможением, с числом защищаемых присоединений не более восемнадцати;

– ШЭ2607 062 – ДЗШ без торможения, с числом защищаемых присоединений не более тринадцати.

Шкаф содержит реле ДЗШ, состоящее из пускового органа (ПО) и избирательных органов (ИО) первой и второй систем шин, реле чувствительного токового органа (ЧТО), реле максимального напряжения, реле контроля исправности токовых цепей, три комплекта УРОВ для ШСВ и двух секционных выключателей, логику «очувствления» ДЗШ, логику опробования, логику запрета АПВ. Шкафы обладают высоким быстродействием – собственное время срабатывания защит 5 мс.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КЛАСТЕР ТАТАРСТАНА

А.Н. МИФТАХОВА

В настоящее время вопрос о формировании энергокластера в Республике Татарстан является очень актуальным. Созданию и развитию в нашей республике энергетического кластера руководством республики уделяется большое внимание. В своем ежегодном послании бывший Президент Республики Татарстан М.Ш. Шаймиев отметил, что «в энергетике наряду с техническим перевооружением и модернизацией существующего оборудования, строительством новых мощностей по производству (генерации) и передаче электрической и тепловой энергии основной задачей является *продолжение формирования энергетического кластера*, что позволит превратить энергетику из инфраструктурной составляющей промышленности и коммунального хозяйства в производство, экспортирующее свою продукцию за пределы Татарстана. Речь идет не только о поставках электроэнергии на энергетическую биржу, оптовый рынок электроэнергии. Это и продукция предприятий, осуществляющих услуги в области инжиниринга, энергосервиса, энергетического машино- и приборостроения, образовательные учреждения различного уровня».

Чтобы внести ясность, дадим определение понятия «кластер». Одним из первых значение кластера объяснил Майкл Портер: «*Кластер* – это группа географически соседствующих взаимосвязанных компаний (поставщики, производители и др.) и связанных с ними организаций (образовательные заведения, органы государственного управления, инфраструктурные компании), действующих в определенной сфере и взаимодополняющих друг друга».

Можно сказать, что конкурентоспособность страны следует рассматривать через призму международной конкурентоспособности не отдельных ее фирм, а кластеров – объединений фирм различных отраслей, причем принципиальное значение имеет способность этих кластеров эффективно

использовать внутренние ресурсы. В кластере ключевую роль играет география, он представляет собой группу экономических субъектов, локализованных на определенной территории. При этом цель развития кластера – нарастить создаваемую им добавленную стоимость.

Формирование энергетического кластера позволит превратить электроэнергетику из инфраструктурной составляющей промышленности и коммунального хозяйства в производство, экспортирующее свою продукцию за пределы Татарстана. Речь не только о поставках электроэнергии на оптовый энергорынок, энергобиржу. Это и продукция предприятий, осуществляющих услуги в области инжиниринга, энергосервиса, энергетического машино- и приборостроения, образовательные услуги профильных учреждений.

ИНТЕРАКТИВНАЯ БАЗА ДАННЫХ ОБЪЕКТОВ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЫ ФИЛИАЛА ОАО «СО ЕЭС» РДУ ТАТАРСТАНА

К.А. МУСТАФИН, А.Н. АКМАЕВ

При возникновении аварии в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана (далее – РДУ Татарстана) затруднен первичный анализ причин возникновения самой аварии из полученной оперативной информации. Для сбора информации о поврежденном объекте необходимо обращаться к разным источникам информации, электронным, бумажным, что вызывает дополнительные временные траты.

Для оптимизации этого процесса была создана база данных, содержащая информацию об оборудовании электросетевых, генерирующих объектов, их паспортные данные, принадлежность к субъектам электроэнергетики ОЗ РДУ Татарстана. Данная база данных способствует получению необходимой информации в условиях удаленности от бумажной документации (на месте аварии).



Программа представляет собой интерактивную карту операционной зоны РДУ Татарстана с отмеченными на ней линиями электропередач, подстанциями, электрическими станциями в соответствии с Перечнем объектов диспетчеризации филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана в актуальной редакции. При клике на интересующий объект инициируется диалоговое окно со списком оборудования объекта, паспортными данными оборудования, электрическими схемами, тепловыми схемами и т.д.

Целью работы стала разработка программного продукта, позволяющего доступно получать информацию об объектах электроэнергетики, входящих в операционную зону РДУ Татарстана, в том числе с помощью ноутбука в полевых условиях при выезде на место аварии. Данное программное обеспечение направлено на повышение эффективности работы отдела технического контроллинга РДУ Татарстана при первичном анализе произошедшей аварии и при участии в составе комиссий по расследованию причин аварий. В перспективе рассматривается расширение возможностей программного продукта в виде организации базы данных, содержащей статистику аварийности выбранного объекта с определенной степенью детализации имеющегося на объекте оборудования с целью проведения анализа аварийности в операционной зоне РДУ Татарстана.

В целом, данный программный комплекс позволяет оперативно, без обращения к уполномоченному персоналу субъектов электроэнергетики, получать необходимые данные в процессе расследования причин аварий,

что способствует повышению эффективности представителей РДУ Татарстана в составе комиссий по расследованию причин аварий, а также поможет производить анализ аварийности в операционной зоне РДУ Татарстана.

МЕТОДИКИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4–10 КВ

А.И. ФЕДОТОВ, А.Р. АХМЕТШИН

На сегодняшний день одной из острых проблем является обеспечение потребителей распределительных электрических сетей (РЭС) напряжением 0,4–10 кВ качественной электроэнергией (КЭ). Важнейшими показателями КЭ являются уровень и несимметрия напряжения, отклонение которых от нормативных показателей ведет к нарушению работы и уменьшению срока службы электрооборудования. При невыполнении нормативных показателей электроэнергии (ПКЭ) потребитель вправе потребовать от электроснабжающих компаний возмещения ущерба. Еще одной из важных проблем в РЭС напряжением 0,4–10 кВ являются большие потери электроэнергии при ее передаче потребителям. Так, по данным ОАО «Сетевая компания», они составляют 62 % от общего количества потерь в электрических сетях.

Отклонение уровня напряжения от нормативных значений происходит из-за большой протяженности линий электропередач (ЛЭП) в РЭС напряжением 0,4–10 кВ. Ежегодное увеличение потребителей электроэнергии ведет к тому, что ЛЭП, спроектированные по нормам электропотребления второй половины прошлого века, уже не обладают необходимой пропускной способностью. Актуальной задачей является разработка критериев экономической оценки эффективности реконструкции ЛЭП, в частности путем замены проводов на большие сечения, применения вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ), позволяющих выбрать менее затратное мероприятие для обеспечения КЭ у потребителей.

В приказе № 49, утвержденном Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г., установлены предельные значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), по которым рассчитывается минимально необходимый уровень компенсации реактивной мощности (КРМ). В свою очередь, влияние глубокой КРМ (когда $\text{tg}\varphi$ ниже нормативных значений) на экономические и технические показатели функционирования РЭС изучено недостаточно. Так, параметры и количество ВДТ могут меняться в зависимости от

уровня КРМ, что требует комплексного подхода к выбору как устройств КРМ, так и ВДТ.

Поскольку компенсирующие устройства (КУ) являются дорогостоящим оборудованием, необходимо исследовать экономически выгодную степень компенсации.

Для этого рассмотрим ЛЭП распределительной электрической сети 0,4 кВ, где осуществляется компенсация реактивной мощности ниже нормативного значения в пределах изменения $\text{tg}\varphi$ от 0,35 до 0. Число часов использования максимальной нагрузки для сельской местности принять типовыми, равными 3200 ч.

По результатам расчетов для используемых в РЭС номенклатуры проводов построены диаграммы сроков окупаемости КУ (рис. 1), при различных степенях компенсаций и отдаленности потребителей. Расчет показывает эффективность глубокой КРМ до уровня 0,1 $\text{tg}\varphi$. Дальнейшая КРМ до 0 приводит к увеличению срока окупаемости на 10–15 %. Также показано, что эффективна глубокая КРМ на расстоянии воздушной линии (ВЛ) 200 м (рис. 1) и более для любой нагрузки.

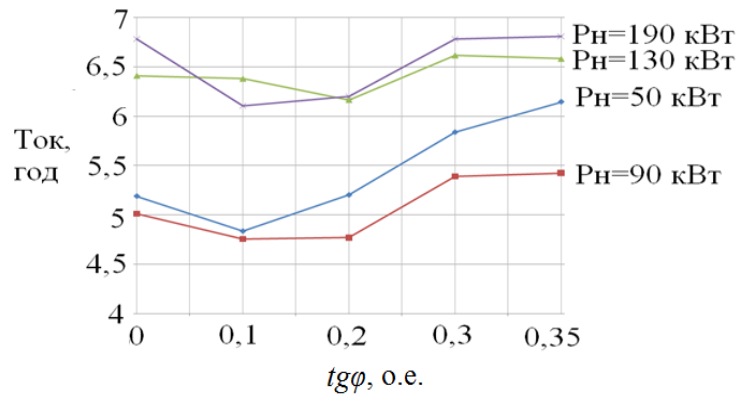


Рис. 1. Зависимости срока окупаемости от $\text{tg}\varphi$ при отдаленности 200 м

Также необходимо определить величину повышения напряжения за счет установки КУ, для этого необходимо определить значение напряжения до и после полной КРМ.

Свяжем между собой напряжение на подстанции до и после увеличения мощности батарей конденсатора:

$$U''_{0,4} = U_{\text{ЦП}} - \frac{P_{\text{H}}}{U''_{0,4}} \cdot \frac{U_{\text{ЦП}} \cdot U'_{0,4} - (U'_{0,4})^2 - P_{\text{H}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{H}} \cdot x_{\Sigma}}{P_{\text{H}}}$$

Далее зададим пробуемый уровень напряжения $U''_{0,4}$ – больший, чем напряжение $U'_{0,4}$, т.е. $U''_{0,4} = k_U \cdot U'_{0,4}$, где k_U – коэффициент характеризующий требуемый процент повышения напряжения после полной

КРМ. После чего определим условия, при которых он может быть достигнут в зависимости от таких факторов, как $U'_{0,4}$; P_H ; $\text{tg}\varphi_H$ и x_Σ .

Обозначим:

$$U_\beta^2 = P_H \cdot \text{tg}\varphi_H \cdot x_\Sigma$$

и назовем обобщенным параметром сети, размерность которого кВ^2 .

Результаты расчетов для $U_{\text{ЦП}} = 10,5 \text{ кВ}$ представлены на рис. 2.

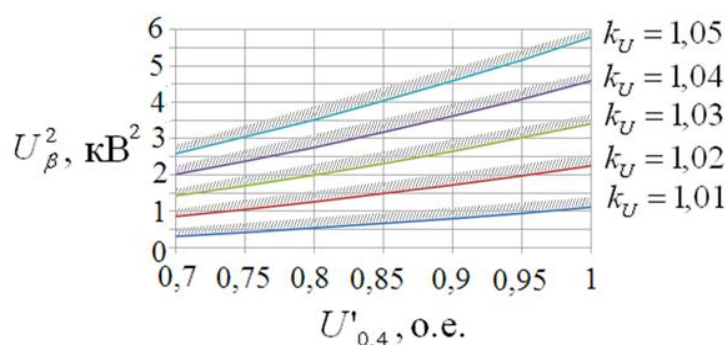


Рис. 2. Номограммы уровня напряжения на подстанции при полной КРМ

На основе номограммы (рис. 2) можно определить уровень напряжения на подстанции после полной КРМ по обобщенным параметрам сети для любых исходных условий.

Использование обобщенных параметров сети применимо не только для одиночных, но и для магистральных электропередач. Для определения падения напряжения до и после КРМ воспользуемся программой для моделирования MATLAB (рис. 3).

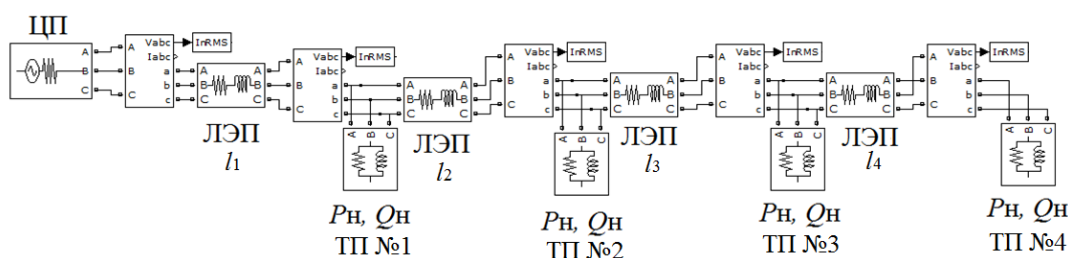


Рис. 3. Математическая модель РЭС 10 кВ, построенная в программном продукте MATLAB

Чтобы воспользоваться зависимостями рис. 2, полученными для одиночных линий, необходимо определить значение U_β^2 для каждой ЛЭП (рис. 3):

$$U_{\beta i}^2 = P_{n_i, \dots, 4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{n_i} \cdot x_0 \cdot l_i; \quad i = 1, \dots, 4;$$

$$P_{n_i, \dots, 4} = P_i + P_{i+1} + \dots + P_4.$$

Для определения уровня напряжения в магистральных РЭС предложена следующая методика:

Напряжение в ТП № 1 при полной КРМ определяется по формуле:

$$U'_{n1} = U_{n1} \cdot k_{U1},$$

где k_{U1} – коэффициент, характеризующий процент повышения напряжения после КРМ до нуля для ТП № 1 и определяющийся для U_{n1} по рис. 2. Значение напряжения для последующих ТП определяется аналогичным способом и должно учитывать коэффициент, характеризующий требуемый процент повышения напряжения после полной КРМ предыдущих ТП.

Полученные значения уровня напряжения с помощью рис. 2 и результаты моделирования при полной КРМ находятся в пределах 1 %, что говорит о достоверности расчетов уровня напряжения с помощью рис. 2. По рис. 2 можно без расчетов оценить влияние КРМ на уровень напряжения, после чего принимать решения по использованию устройств ПБВ или ВДТ. Выбор устройств повышения напряжения необходимо согласовывать с возможностью глубокой КРМ. Численный пример для ЛЭП, соответствующей схеме рис. 3 при $l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = 10$ км, представлен на рис. 4, где показано, что при выдерживании на ТП нормативного значения $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ необходимо использовать четыре комплекта трехфазных ВДТ (рис. 4, а). Если же выполнить полную КРМ, то достаточно трех комплектов ВДТ (рис. 4, б), два из которых – в двухфазном исполнении.

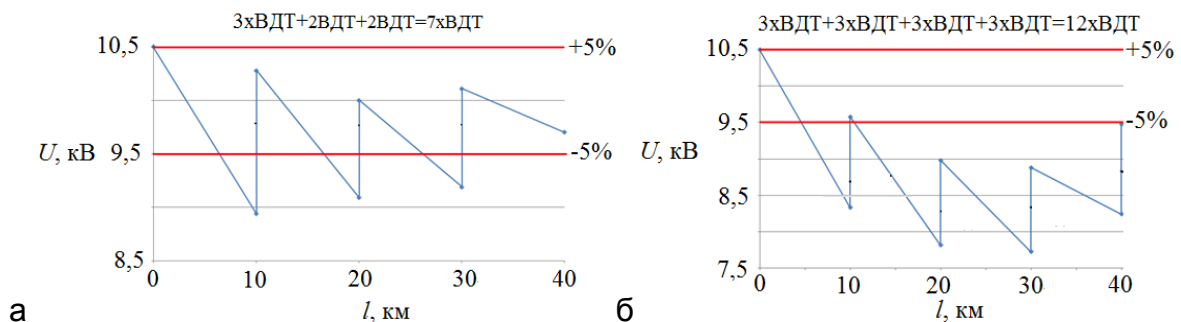


Рис. 4. Количественный состав ВДТ при $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ (а) и $\operatorname{tg} \varphi = 0$ (б)

Для повышения уровня напряжения в РЭС напряжением 0,4–10 кВ применяются ВДТ типа ТВК и ТВМГ. Выбор ВДТ состоит в определении его мощности, что определяется заданной нагрузкой и не составляет проблемы, и требуемого коэффициента трансформации. Последнее нуждается

в определенном обосновании, поскольку нельзя формально принять: если необходимо поднять напряжение, например на 5 %, то и достаточно ввести в электрическую цепь продольную ЭДС величиной 5 % от номинального напряжения. Причина состоит в том, что при повышении напряжения со стороны нагрузки увеличивается и потребляемая мощность. В результате возрастает ток в питающей ЛЭП, что вызывает увеличение падения напряжения в сравнении с режимом электрической сети при отсутствии ВДТ.

Этот эффект необходимо учитывать при определении регулированных возможностей ВДТ. Ниже предложена методика учета дополнительного снижения напряжения для правильной оценки требуемой ВД.

Для удобства расчета введен коэффициент снижения напряжения k_p , который характеризует необходимую ВД, зависящую от потребляемой мощности.

На рис. 5 представлена схема замещения электропередачи, где установлен ВДТ типа ТВК.

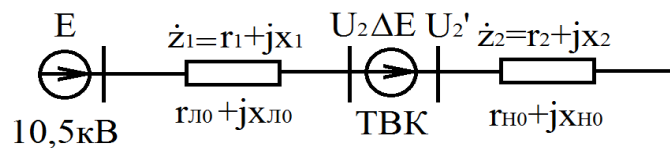


Рис. 5. Схема замещения участка РЭС

Для РЭС обычно пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения, переходя только к действительным параметрам:

$$U_2' = U_2 + \Delta E_a = U_2 + k_p \Delta E.$$

В свою очередь,

$$k_p = \left| \frac{r_{нб} \cdot (1 + j \operatorname{tg} \varphi_n)}{(r_{л0} + jx_{л0}) \cdot k_{kl} + r_{нб} \cdot (1 + j \operatorname{tg} \varphi_n)} \right|, \quad k_{kl} = k_3 \cdot l.$$

Из формулы видно, что на величину ВД оказывает влияние соотношение между сопротивлениями сети и нагрузки.

Относительно номинального напряжения U_n в процентном выражении величину ВД, обеспечивающую желаемый уровень напряжения $U_{2 \text{ жел}}$, можно представить так:

$$\Delta E / U_n = (U_{2 \text{ жел}} - U_2 / U_n) \cdot (1 / k_p) \cdot 100 \%.$$

Разработанная методика позволит выбрать параметры ВДТ продольного регулирования напряжения в сетях 0,4–10 кВ с учетом регулирующего эффекта нагрузки. Необходимо учитывать характер и изменение величины

нагрузки от уровня напряжения для выбора ПАРН и ВДТ типа ТВК и ТВМГ для обеспечения потребителей желаемым напряжением.

СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Е.В. БЕЛЯЕВ, Э.Ф. ХАКИМЗЯНОВ

Известно, что причинами появления не синусоидальности напряжений являются подключенные к электросети потребители, имеющие нелинейные входные цепи и, как вследствие этого, потребляющие импульсный ток. Нелинейный характер цепи обусловлен наличием в ней полупроводниковых нелинейных элементов (выпрямительных мостов, диодов, тиристоров и т.д.). Усиливающаяся в последние годы тенденция широкого внедрения в самые разные отрасли промышленности нужных и полезных приборов – преобразователей частоты, являющихся для электросети нелинейными потребителями, – заставляет все больше обращаться к проблемам, связанным с гармоническими искажениями, т.е. нарушениями синусоидальности сетевого напряжения питания.

Несинусоидальные токи неизбежно приводят к образованию несинусоидального напряжения в электрической сети, вследствие чего возможны нарушения в работе устройств, получающих питание от этой же сети. Эти нарушения определяются степенью несинусоидальности напряжения и в той или другой степени касаются большинства электротехнических устройств.

В электродвигателях действие высокочастотных составляющих напряжения приводит к снижению к.п.д за счет увеличения потерь в стали и обмотках двигателя. Кроме того, при большом содержании высокочастотных гармоник возможны существенные колебания вращающего момента и скольжения асинхронных машин.

В трансформаторах неизбежным следствием воздействия несинусоидального напряжения является повышение потерь в стали и обмотках, а следовательно, и повышенный нагрев трансформатора. Кроме того, возникает дополнительный шум в работе трансформатора.

Силовые кабели также подвержены дополнительному нагреву вследствие протекания емкостных токов большей величины. В кабелях, которые соединяют выход преобразователя с электродвигателем, к тому же увеличивается вероятность пробоя изоляции из-за повышения скорости нарастания напряжения в импульсах, формируемых инвертором.

Конденсаторы, применяемые в системах электроснабжения для повышения коэффициента мощности, заслуживают особого внимания. Во-первых, наличие высокочастотных составляющих питающего напряжения приводит к увеличению токов конденсаторов. Во-вторых, при определенных соотношениях емкости конденсаторов при наличии гармонических составляющих напряжения может наступить явление резонанса, следствием которого может быть значительное повышение напряжения, прикладываемого к конденсатору. Последнее может стать причиной электрического пробоя изоляции.

Устройства коммутации и релейной защиты при воздействии несинусоидальных токов могут изменять время включения или отключения, а моторные реле могут даже изменять направление вращения.

Перечисленные последствия сложно исключить, но можно уменьшить воздействие несинусоидальных токов на работу электроустановок.

Во избежание негативных последствий от гармонических искажений необходимо разрабатывать мероприятия по их уменьшению. Это достигается тремя основными способами: проектно-конструкционным, применением фильтрующих устройств подавления гармоник и использованием специальных устройств.

Проектно-конструкторский способ включает в себя следующие методы:

– *выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин* (разделение линейных и нелинейных нагрузок);

– *снижение полного сопротивления распределительной сети*. Это один из эффективных методов снижения нелинейных искажений. Кабели и сборные шины имеют полное сопротивление, имеющее в значительной степени индуктивный характер. Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Из литературы следует, что максимальное эффективное сечение жил кабелей (проводов) составляет приблизительно 95 мм^2 . С дальнейшим увеличением сечения кабелей их индуктивность остается относительно постоянной. Более эффективным является использование параллельно соединенных кабелей (проводов);

– *подключение нелинейной нагрузки к системе с большей мощностью короткого замыкания*. Практически это означает замену трансформатора питания на более мощный;

– *обеспечение симметричного режима работы трехфазной системы*. Необходимо добиться, насколько это возможно, сбалансированности нагрузок по фазам. При этом обеспечивается минимальный ток в провод-

нике нейтрали и минимальное содержание гармоник в выходном напряжении источника бесперебойного питания (в случае его применения, например, для питания компьютера).

Применение фильтрующих устройств предполагает использование линейных дросселей, дросселей постоянного тока в преобразователях частоты и применение пассивных (резонансных) фильтров.

Последовательное включение линейных дросселей переменного тока (рис. 2) является простейшим способом снижения уровня генерируемых нелинейными нагрузками высших гармоник во внешнюю сеть. Дроссель имеет малое значение индуктивного сопротивления на основной частоте 50 Гц и значительные величины сопротивлений для высших гармоник, что приводит к их ослаблению.

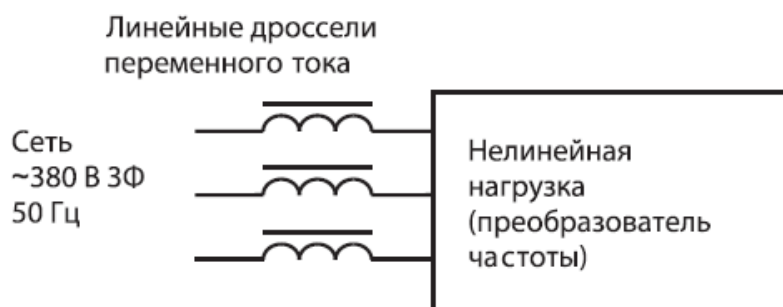


Рис. 1. Включение линейных дросселей

Линейные дроссели переменного тока позволяют уменьшить коэффициент гармоник в несколько раз, в зависимости от соотношения мощности питающего трансформатора, мощности нагрузки и параметров дросселя.

Дроссели постоянного тока в преобразователях частоты подключаются к специально выведенным клеммам в разрыв цепи постоянного тока (рис. 3). Некоторые модели преобразователей поставляются уже со встроенными дросселями постоянного тока.

Эффективность дросселей постоянного тока в части снижения гармонических искажений напряжения сети примерно такая же, как и линейных дросселей переменного тока.

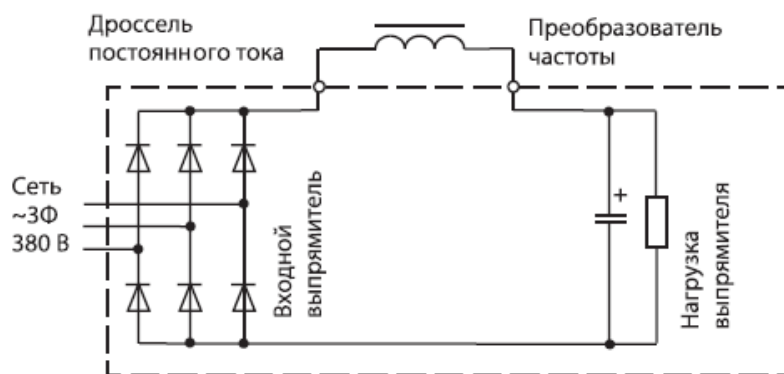


Рис. 2. Включение дросселей постоянного тока

Применение последовательно включенных линейных дросселей (или дросселей постоянного тока в преобразователях частоты) в ряде случаев не позволяет уменьшить гармонические искажения до желаемых пределов. В этом случае целесообразно применение пассивных LC-фильтров, настроенных на определенную частоту гармоник (резонансных фильтров).

Для улучшения гармонического состава потребляемого тока такие фильтры нашли широкое применение, например, в системах с источниками бесперебойного питания (ИБП).

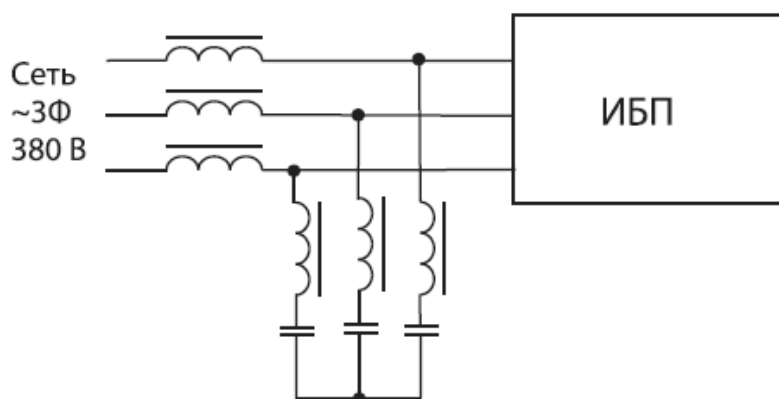


Рис. 3. Трехфазный LC-фильтр

Под использованием специальных устройств понимается применение специальных разделительных трансформаторов, магнитных синтезаторов и активных фильтров гармоник (АФГ).

Специальный разделительный трансформатор с обмотками «треугольник-звезда» позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке в трехфазной сети. Для ослабления влияния несимметрии нагрузки и уменьшения тока нейтрали дополнительно применяют «перекрестную» (зигзагообразную) систему обмоток, где вторичная обмотка каждой фазы разбита на две части и размещена на разных стержнях магнитопровода трансформатора.

Магнитный синтезатор представляет собой устройство, получающее на вход трехфазное напряжение электросети и генерирующее на выходе стабилизированное трехфазное переменное напряжение, защищенное от высших гармоник в сети, вызывающих искажение синусоидальной формы входного напряжения, а также от провалов и выбросов электропитания, импульсных и высокочастотных помех.

Другое название активных фильтров гармоник – активные кондиционеры гармоник.

В отличие от пассивных фильтров гармоник, которые требуют полного анализа электросети и производятся для подавления всего нескольких гармоник, активные фильтры гармоник электросети, напротив, подавляют весь спектр гармонических составляющих в сети и не приводят к резонансу с существующим оборудованием – силовыми трансформаторами и косинусными конденсаторами.

БЛОК ПИТАНИЯ НА ОСНОВЕ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

В.К. КОЗЛОВ, Е.Р. УКАНЕЕВА

Современные воздушные электрические сети характеризуются достаточно сложной структурой. Измерение напряжения в высоковольтной сети невозможно без создания автоматизированной системы сбора информации.

Разрабатывать и внедрять такие системы позволяет ценовая доступность аппаратных средств, использующих, в том числе нелицензируемые каналы передачи данных.

Энергопотребление беспроводных систем передачи информации потенциально ограничено дальностью действия таких систем. Поэтому энергопитание автономных датчиков, используемых при автоматизированном сборе информации, является наиболее ответственным.

Малая часть электрической энергии, передаваемой по проводам ЛЭП, может быть использована для энергопитания датчиков. Существует две основные возможности для отбора электроэнергии с высоковольтных проводов ЛЭП: с помощью трансформаторов напряжения и трансформаторов тока (ТТ). Второй вариант предпочтительнее с точки зрения надежности и электробезопасности и является предметом рассмотрения в данной работе [1].

Источник питания, имеющий вторичные цепи, выполнен в виде низковольтного ТТ, включенного в токопровод, на котором производится из-

мерение, с возможностью получения постоянного напряжения с использованием трансформации тока, протекающего по токопроводу.

Вторичные цепи ТТ (1) содержат резервный питающий конденсатор и/или аккумуляторную батарею (6), а также зарядное устройство аккумулятора [2].

Возникает вопрос, как запитать аккумулятор, напряжение которого в нормальном состоянии равно 5 вольт (В).

Рассматриваем трансформатор тока ТШЛ-0,66. Номинальный первичный ток принимаем по каталогу: $I_1 = 2000$ А, номинальный вторичный ток равен стандартному значению $I_2 = 5$ А, коэффициент трансформации находим по формуле: $n = \frac{I_2}{I_1} = \frac{2000}{5} = 400$.

Необходимо уточнить, сможет ли аккумулятор заряжаться от тока холостого хода.

Структурная схема блока питания на основе трансформатора тока представлена на рис. 1.

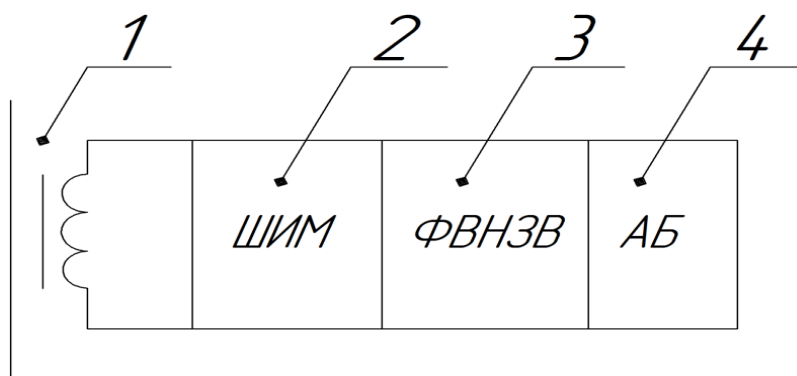


Рис. 1. Структурная схема блока питания

С помощью широтно-импульсного модулятора (ШИМ) из полученного напряжения 50 Гц преобразовываем в импульсное высокой частоты (4).

Цифрой 3 на рис. 1 обозначено формирование выпрямленного напряжения заданной величины (ФВНЗВ), который в себя включает:

- диодный мост, необходимый для преобразования из переменного в постоянное напряжение необходимое для питания аккумулятора;
- ТН, преобразующий напряжение до 5,5В;
- сглаживающий конденсатор, устанавливаемый для сглаживания пульсаций после выпрямления переменного тока диодным мостом, на схеме устанавливается параллельно нагрузке, соблюдая полярность конденсатора;
- стабилитрон, необходимый в схеме для стабилизации напряжения.

По данной схеме, показанной на рис. 1, будет заряжаться аккумуляторная батарея (4), которая будет подпитывать автономные устройства с дистанционной передачей информации.

Список литературы

1. Хузяшев Р.Г. Блок питания на основе трансформатора тока с микропроцессорным управлением / Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин // Электротехника. – 2009. – № 4. – С. 28–34.

2. Патент № 119120 полезная модель (Российская Федерация). Устройство для измерения переменного тока в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации / Авторы: В.К. Козлов, И.Н. Лизунов.

БЕНЧМАРКИНГ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

И.Г. АХМЕТОВА, Л.Р. МУХАМЕТОВА

Анализируя деятельность передовых отечественных и зарубежных сетевых и генерирующих энергокомпаний по показателям операционной эффективности, можно сделать вывод, что разрыв в большинстве случаев получается значительным и не в пользу России. А это в свою очередь повышает риски возникновения аварий и упущенная прибыль. В такой ситуации считать российскую энергетику конкурентоспособной сложно, хотя по наличию ресурсов и объемам генерации Россия сегодня находится в числе ведущих стран мира.

Для обеспечения максимальной эффективности и надежности действующих активов, внедрения новых эффективных технологий и оборудования, а значит, и поддержания конкурентоспособности многие ведущие энергетические компании используют бенчмаркинг (benchmarking). В общепринятом понимании, бенчмаркинг – процесс сравнения ключевых операционных показателей компании с показателями других игроков, занимающихся аналогичной деятельностью, с целью определения возможностей для улучшения.

Официальное признание процедура бенчмаркинга получила в 1979 г. благодаря хорошо разрекламированному проекту компании XEROX, в котором она приступила к системной процедуре оценки своих затрат и изделий по отношению к японским компаниям. В процессе бенчмаркинга проводится сравнение товара, услуги, технологии, процесса и т.д. по основным (существенным) критериям с лучшими существующими в отрасли и на рынке образцами. После оценки каждого параметра проводится ком-

плексная оценка объекта в целом, в результате чего возникает представление об относительном уровне качества, конкурентоспособности, эффективности и т.д. объекта оценки по отношению к лучшим существующим аналогам.

В результате проведенной реформы энергетической отрасли в России вопросы повышения операционной и инвестиционной эффективности стали актуальны и для отечественных энергетических компаний. Это нашло отражение в их программах развития, бюджеты которых составляют десятки и даже сотни миллиардов рублей. Однако часто данные инвестиционной программы недостаточно обоснованны и не дают ответа на ряд следующих существенных вопросов.

Насколько эффективнее может быть энергокомпания (актив) по издержкам, надежности и качеству оказываемых услуг с учетом практики мировых лидеров?

Насколько оптимальны целевые показатели энергокомпании (актива) в части операционной эффективности?

Верно ли определены основные направления для проведения улучшений и приоритеты в области повышения операционной эффективности?

Насколько адекватны инвестиционные затраты энергокомпании на проведение таких улучшений?

Проанализировав зарубежную литературу, мы выделили несколько правил эффективного бенчмаркинга в электроэнергетике, соблюдение которых позволит получить максимальную отдачу от сравнительного анализа отечественных сетевых компаний.

Для проведения эффективного анализа необходим широкий круг компаний, в том числе мировых лидеров энергетической отрасли.

В принципе, можно проводить бенчмаркинг внутри самой сетевой компании, например, анализируя эффективность филиалов. Но такой подход имеет очевидный недостаток – список лучших практик ограничен практиками, уже внедренными в компании, что не позволяет оценить ее сравнительную эффективность на внешнем рынке. В итоге, такой бенчмаркинг позволяет «подтянуть» отстающие филиалы, однако не дает хороших результатов для лидеров.

Гораздо более эффективно сравнение с другими сетевыми компаниями, работающими в энергетической отрасли. Но если их выборка для сравнения мала, то это может привести к новой проблеме – низкому уровню достоверности полученных результатов. Допустим, проводится сравнение с одной-тремя сетевыми компаниями, которые опережают по показателям эффективности. Такая маленькая выборка позволяет строить лишь

слабо аргументированные гипотезы о том, каким образом внедряемые практики влияют на операционную эффективность, – для принятия инвестиционного решения этого явно недостаточно.

Для корректных сравнений необходимо привести все показатели к удельному значению с учетом особенностей сетевых компании и аналогов.

Каждая энергокомпания в России и за рубежом уникальна с точки зрения географического положения, внедренных технологий, условий ведения бизнеса и т.д. А значит, выводы об эффективности тех или иных практик могут быть некорректными, поскольку помимо внедренных практик на показатели будут оказывать влияние так называемые неконтролируемые факторы (например, топология сети для электросетевой компании). Анализировать все показатели необходимо с учетом протяженности электрических сетей, фактическому отпуску электрической энергии и т.п.

Чтобы избежать подобной проблемы, анализируемые и сравниваемые показатели необходимо нормализовать. Процесс нормализации подразумевает учет влияния неконтролируемых факторов с целью выделения эффекта отставания/опережения только за счет внедренных практик. Проводится он с привлечением внутренних и внешних экспертов (в том числе из зарубежных компаний), которые определяют, какой поправочный коэффициент необходимо ввести для проведения корректных сравнений.

С целью повышения конкурентоспособности отечественных энергокомпаний нами был проведен выбор наиболее значимых технико-экономических показателей. Исследуемые показатели были применены для сравнения эффективности деятельности ведущих сетевых компаний РФ.

В частности, проводя анализ чистой прибыли и удельной себестоимости, нами был использован принцип географического расположения компаний-аналогов – ОАО «Сетевая компания», ООО «БашРЭС», ОАО МРСК «Волги», МРСК «Урала», МРСК «Сибири».

Сравнение сетевых компаний важно проводить не только по показателям экономической эффективности, но и с привязкой к показателям надежности (или качества обслуживания).

При формировании списка показателей для сравнения необходимо придерживаться двух правил. Во-первых, показатели обязательно должны отражать два аспекта деятельности энергокомпаний – эффективность по затратам и надежность (качество предоставляемых услуг). Компании, ставящие во главу угла исключительно сокращение затрат, могут оказаться в ситуации, когда увеличение эффективности будет происходить за счет снижения надежности и качества услуг, а это повышает риски ведения бизнеса.

В настоящее время Минэнерго России разработан проект федерального закона об установлении федеральных стандартов надежности, качества и энергетической эффективности услуг в сфере электроснабжения. Законопроект устанавливает понятие федеральных стандартов надежности, качества и энергетической эффективности услуг по передаче и сбыту электрической энергии, полномочия Правительства Российской Федерации по их утверждению, санкции за неисполнение их требований. Документ вносит изменения в Федеральные законы № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», № 184-ФЗ «О техническом регулировании» и Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях. Федеральные стандарты предполагают обязательные для применения производственные и экономические показатели деятельности сетевых и сбытовых организаций, отражающие степень качества, надежности, энергоэффективности их основной деятельности. К ним отнесены количество и продолжительность перерывов в подаче электрической энергии, а также оперативность их устранения; отношение количества поступивших заявок на технологическое присоединение к числу удовлетворенных заявок; размер резерва свободных мощностей для присоединения новых потребителей; наличие систем обратной связи с потребителями услуг по передаче электрической энергии, в том числе в онлайн режиме; наличие (отсутствие) санкций за нарушение законодательства Российской Федерации об обеспечении недискриминационного доступа к естественно-монопольным услугам; системы учета передаваемой электрической энергии, их класс точности и основные характеристики; размер нормативных и сверхнормативных потерь электрической энергии при ее передаче, динамика их снижения.

В зарубежных современных сетевых компаниях значения потерь электроэнергии считаются удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. В России относительные потери электроэнергии в 2–2,5 раза превышают уровень потерь в промышленно развитых странах. При этом в некоторых сетевых компаниях их величина достигает 20 % от отпуска электроэнергии в сеть, а в ряде регионов – 30–40 %.

Одним из главных показателей надежности сетевых компаний является показатель средней длительности технологических нарушений (аварий), связанных с перерывом электроснабжения потребителей.

В рамках проведения бенчмаркинга в электроэнергетике важно определить лучшие сетевые компании – те, которые смогли добиться высокого уровня качества услуг при относительно низких затратах, для после-

дующего анализа того, что именно обеспечивает им лидерство в энергетической отрасли.

Просто оценить разрывы между сетевыми компаниями недостаточно. Важно понять, как лидеры достигают своих показателей, и каковы возможности применения их практики в энергокомпаниях. Чтобы идентифицировать разрывы, необходимо изучить все технико-экономические показатели и сравнить эти показатели с компаниями-аналогами. Гораздо сложнее провести качественный анализ и установить причины разрыва, т.е. найти пути улучшений. В данном случае необходимо проверить все возможные области: политику и стандарты, организационную структуру, процессы и процедуры, контракты и аутсорсинг, информационные технологии, принципы управления активами.

Особо актуальна в настоящее время проблема уровня износа основных фондов. Проведенный анализ показал, что в ряде сетевых компаний этот показатель составляет более 75 %. Более 10 % электросетевого оборудования уже отработало два и более нормативных срока. Данная проблема может быть решена за счет прибыли организации, заемных средств, технологического присоединения, а также привлечения инвестиций в энергокомпанию и использования инвестиционной составляющей в тарифе на электрическую энергию. Также важным структурным соотношением является соотношение дебиторской и кредиторской задолженности.

Максимальную пользу для энергокомпаний приносит бенчмаркинг, поставленный на регулярную основу. Регулярный бенчмаркинг (опыт показывает, что его следует проводить примерно раз в год) позволяет оценить динамику повышения конкурентоспособности компании, провести корректировку запланированных мероприятий и разработать стратегию развития энергокомпаний.

Чтобы обеспечить регулярность бенчмаркинга, необходимо иметь доступ к финансовой информации и данным лидеров энергетической отрасли. Для российских генерирующих и сетевых компаний это возможно при условии вступления в международные консорциумы, например в International Generation Benchmarking Consortium (IGBC) или International Transmission Operations & Maintenance Study (ITOMS) – консорциумы генерирующих и сетевых компаний. Внутренний бенчмаркинг возможен при наличии соответствующего уровня менеджеров энергокомпаний.

Таким образом, использование методики бенчмаркинга в энергокомпаниях необходимо для установления новых целей и использования новых методов управления для получения более высоких результатов. Это позво-

лит выявить факторы, влияющие на эффективность и результативность системы бизнес-процессов, провести анализ их на предмет управляемости. Заключительным этапом системы бенчмаркинга является составление SWOT-анализа для разработки стратегии развития организации.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И РАСШИРЕНИЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЭИ

**О.Н. КУЗНЕЦОВ, О.В. БАХМИСОВ, А.М. ХОХЛОВ,
Б.А. ЧЕРЕМИСИНОВ**

Значительный прогресс в развитии измерительной техники, систем сбора, передачи информации и ее обработки обуславливает развитие глобальных систем управления (*WACS – Wide Area Control System*) электро-энергетической системой (ЭЭС) и мониторинга параметров режима (*WAMS – Wide Area Measurement System*). Разработка и внедрение таких систем наделяет ЭЭС свойствами интеллектуальной системы, которая в общем случае обладает способностью структурной и режимной адаптации к изменению нагрузок, возмущениям и влиянию других внешних факторов.

Для внедрения современных информационно-управляющих систем в ЭЭС требуется разработать алгоритмы управления, реализующие задачи измерения и управления в ЭЭС. Идеология систем автоматического управления развивается в направлении централизованно-децентрализованных систем. В этих системах управление объектами осуществляется локально с коррекцией на глобальном уровне. Разработка алгоритмов управления требует изучения особенностей совместной работы большого количества автоматически регулируемого оборудования энергетической системы.

Электродинамическая модель МЭИ

Исследование автоматически регулируемых систем в настоящее время проводится с помощью цифрового моделирования [1]. В целях облегчения анализа процессов обычно стремятся максимально упростить математическую модель при сохранении достаточной точности. Вместе с тем при разработке алгоритмов управления энергосистемой, исследовании поведения системы с учетом влияния новых элементов и создании математических моделей необходимо сопоставление получаемых при моделировании результатов с экспериментальными данными. Проведение натуральных экспериментов непосредственно в энергосистемах для изучения аварийных режимов затруднительно или невозможно. Поэтому эффективным, а в ряде

случаев и незаменимым средством для оценки достоверности разрабатываемых математических моделей является физическая (электродинамическая) модель энергосистемы. Кроме того, важным достоинством электродинамической модели (ЭДМ) является учет электромагнитной обстановки в точке включения систем управления, возможность подключения натуральных регулирующих и управляющих устройств, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Электродинамическая модель электроэнергетической системы является цифро-аналоговым физическим комплексом для проведения исследований режимов ЭЭС. Модель включает в свой состав генераторы с первичными двигателями, реализующими модели турбин, трансформаторы, модели линий (общей протяженностью до 6000 км), модели нагрузок, включая двигательную, реостатную и осветительную. Кроме того, на ЭДМ установлены модели устройств управляемых электропередач: статический тиристорный компенсатор (СТК), управляемый шунтирующий реактор (УШР), тиристорно управляемая продольная компенсация (ТУПК), фазоповоротный трансформатор (ФПТ).

Параметры всех силовых элементов модели подобраны таким образом, чтобы выполнялись критерии подобия [2], и процессы, протекающие в ЭДМ, были подобны процессам, протекающим в моделируемой электроэнергетической системе.

Задачи ЭДМ

Одной из первых важнейших практических задач, для решения которой была использована ЭДМ МЭИ, были сравнительные испытания систем автоматического регулирования возбуждения сильного действия. В это же время были исследованы и отработаны многочисленные типы релейных защит для электропередач сверхвысокого напряжения, изучены различные мероприятия, улучшающие условия статической, динамической и результирующей устойчивости автоматически регулируемых электроэнергетических систем. Ряд методов анализа устойчивости, применяющихся в проектных организациях, а также методы расчетов самовозбуждения и самораскачивания в ЭЭС отработывались и проверялись с помощью ЭДМ МЭИ [1].

В настоящее время сформировались следующие основные направления работ, проводимых на ЭДМ МЭИ:

- разработка новых законов регулирования и алгоритмов управления станций для повышения устойчивости, надежности, эффективности и экономичности работы;
- исследование режимов ЭЭС, содержащих элементы гибких управляемых линий электропередачи и умных электрических сетей;

- проверка функционирования устройств автоматического регулятора возбуждения, релейной защиты и автоматики;
 - испытание систем мониторинга и регистрации установившихся и переходных режимов;
 - исследование поведения новых управляемых устройств в нормальных и аварийных режимах; исследование взаимовлияния и взаимодействия данных устройств с уже существующими, в том числе генераторами;
 - исследование и улучшение условий устойчивости автономных и комплексных локальных энергетических систем;
 - создание распределенных интеллектуальных систем управления;
 - обучение эксплуатационного персонала электросетевого комплекса.
- В число последних исследований, проведенных на ЭДМ, входят:
- исследование и повышение устойчивости работы генераторов на электростанциях, содержащих парогазовые и гидротурбинные установки (ОАО «Интер РАО»);
 - испытание устройства управления перетоком мощности по межсистемной связи, разработанного ОАО «ВНИИР» (ОАО «ФСК ЕЭС»);
 - испытание адаптивного микропроцессорного регулятора синхронных машин, разработанного ФГУП «ВЭИ»;
 - испытание микропроцессорных устройств противоаварийной автоматики ограничения снижения напряжения (ОАО «МОЭСК»).

Модернизация ЭДМ

Повышение интереса со стороны энергетических компаний к применению современных устройств управления и измерения параметров режима ЭЭС приводит к необходимости решения научных и внедренческих задач в этом направлении. В связи с возрастающей сложностью исследования необходимо проводить большое количество экспериментов по испытанию физических моделей силовых устройств, а также систем управления.

Цифровой измерительный и управляющий комплекс ЭДМ, созданный на базе технологий *National Instruments*, позволяет автоматизировать проведение экспериментов на физической модели, реализовать интеллектуальные системы управления, апробировать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление ее активными элементами. Комплекс позволяет создавать различные сценарии экспериментов, а также осуществлять математическое и гибридное моделирование энергетического оборудования и регуляторов.

Система цифрового управления каждым генераторным агрегатом построена на базе двух многофункциональных реконфигурируемых модулей ввода/вывода.

Один из модулей служит для реализации АРВ синхронного генератора, модели турбины (МТ) и автоматического регулятора скорости (АРС), второй – для расчета параметров режима ЭЭС (напряжения, тока, активной и реактивной мощности, частоты и др.), которые используются при управлении генерирующим агрегатом (ГА).

Блоки управления ГА объединены в систему, которая работает под управлением промышленного встраиваемого контроллера с операционной системой реального времени.

Для управления каждым из ГА предусмотрен выносной пульт, в качестве которого использованы портативные промышленные компьютеры с сенсорным экраном. Пульт управления позволяет запускать ГА, менять режимы работы, изменять уставки, коэффициенты и постоянные времени передаточных функций. Также на пульт в виде численных значений и осциллограмм выводятся необходимые параметры работы ГА: напряжения, тока, активной и реактивной мощности и частоты.

Система измерений ЭДМ МЭИ построена на базе реконфигурируемых контроллеров *Compact RIO*, которые обеспечивают измерения параметров режима в отдельных точках электроэнергетической системы, а также выдачу управляющих воздействий на коммутационное оборудование сети.

Для управления всей системой используется автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Пульты управления ГА и АРМ объединены посредством интерфейса *Ethernet*. АРМ оператора позволяет управлять любым из ГА напрямую: запускать ГА, менять режимы работы, изменять уставки, коэффициенты и постоянные времени передаточных функций.

Для расширения области проведения исследований, в том числе для более точного воспроизведения режимов работы парогазовых установок расширяется парк модельных машин: к существующим пяти генераторам будут добавлены три машины малой мощности. Также проводятся работы по замене электромеханического компенсатора активного сопротивления (КАС) на электронный с использованием полупроводниковой техники.

Не менее важным направлением использования ЭДМ стали исследования поведения новых управляемых устройств в нормальных и аварийных режимах, а также исследования взаимовлияния и взаимодействия этих устройств с уже существующими, в том числе генераторами. Поэтому на ЭДМ МЭИ проводится исследование поведения и характеристик элементов гибких управляемых ЛЭП. Внедряется система автоматического управления имеющимися физическими моделями устройств *FACTS* – УШР, СТК, ТУПК. Реализация системы синхронизированных измерений

параметров режима данных устройств расширяет возможности построения систем группового управления данными устройствами, в том числе на базе векторных измерений.

Перспективным направлением использования ЭДМ является создание на ее базе постоянно действующего отраслевого центра по проведению приемочных межведомственных испытаний новой микропроцессорной аппаратуры: систем автоматики и измерений. Модель может служить также для демонстрации, технической пропаганды новых устройств и обучения эксплуатационного персонала энергосистем.

Улучшение технической оснащенности ЭДМ открывает возможности исследования на ЭДМ процессов, протекающих в сложных регулируемых ЭЭС, которые развиваются по принципам интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивными сетями [3].

Список литературы

1. Шаров Ю.В. Электродинамическая модель МЭИ и ее роль в проведении научных исследований и подготовке специалистов для электроэнергетики / Ю.В. Шаров и др. // Электричество. – 2007. – № 9. – С. 9–13.
2. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики): учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. / В.А. Шаров, Г.В. Веников. – М.: Высшая школа, 1984.
3. Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / А.А. Макаров, В.В. Дорофеев // Энергоэксперт. – 2009. – № 4.

КОМПЛЕКСНАЯ ПРОВЕРКА ИЗОЛЯЦИИ БЕЗ СНЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ 6 (10) КВ

И.С. МУХОРТОВ, В.В. ГОРБУНОВ

В настоящее время ООО УК «Татнефть-Энергосервис» эксплуатирует более 16 тыс. км линий электропередач ОАО «Татнефть», в состав которых входит более 900 тыс. изоляторов.

Согласно отчетам по аварийности за 2012 г., 255 нарушений в эксплуатируемой системе электроснабжения произошло по причине повреждения изоляторов на воздушных линиях (ВЛ) 6–10 кВ, а за 9 месяцев 2013 г. – 284 нарушения. Выход из строя изоляторов занимает первое место в общем количестве нарушений на воздушных линиях и составляет в 2012 г. 30,5 %, а в 2013 г. – 40,3 % от всех нарушений, которые произошли по техническим причинам.

Причинами пробоя изолятора являются электрические и механические повреждения, при этом не все нарушения и дефекты можно определить визуально с земли. Время отыскания повреждений зависит от протяженности линий, наличия отпаек, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности линий. Кроме того, при снятом напряжении поиск повреждений опорных и подвесных изоляторов затруднителен, а в некоторых случаях практически невозможен. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время не достаточно проработаны. Поэтому, поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами, и иногда также не достаточно эффективно для устранения неисправностей.

В настоящее время для контроля изоляции высоковольтных устройств используются три основных метода. Самый распространенный – это визуальный осмотр ВЛ, но он позволяет увидеть только явные разрушения изоляторов. С апреля 2012 г. в ООО УК «Татнефть-Энергосервис» применяется дистанционный ультразвуковой контроль изоляторов – метод достаточно информативный, однако шумовые помехи (от ветра, трения и т.п.) зачастую препятствуют точному определению наличия дефекта. Для усиления сигнала, который идентифицирует прибор «Ультраскан», было решено применить лабораторию высоковольтных испытаний, а именно подать на отключенную ВЛ повышенное напряжение. Но опытные испытания не увенчались успехом, так как подобные лаборатории имеют недостаточную мощность.

Авторами изучен существующий опыт ОАО «Татнефть», а также других предприятий в области испытаний ВЛ-6 (10) кВ и предложено проведение комплексной проверки методом, основанным на подаче повышенного испытательного напряжения в действующую сеть без снятия рабочего напряжения.

Напряжение 6 кВ частотой 50 Гц из сети поступает на трансформатор (1) и понижается до уровня 0,4 кВ далее с помощью лабораторного автотрансформатора (ЛАТР), оно плавно регулируется от 0 до 0,4 кВ и поступает на ввод трансформатора (6), где повышается до 10 кВ и поступает на высоковольтный выпрямитель для преобразования в постоянное напряжение, которое в свою очередь подается в действующую сеть через нулевую точку трансформатора (1), обеспечивая тем самым повышение напряжения в сети. Измерительный блок (2) установки позволяет контролировать значения постоянного напряжения, подаваемого в сеть и токов утечки.

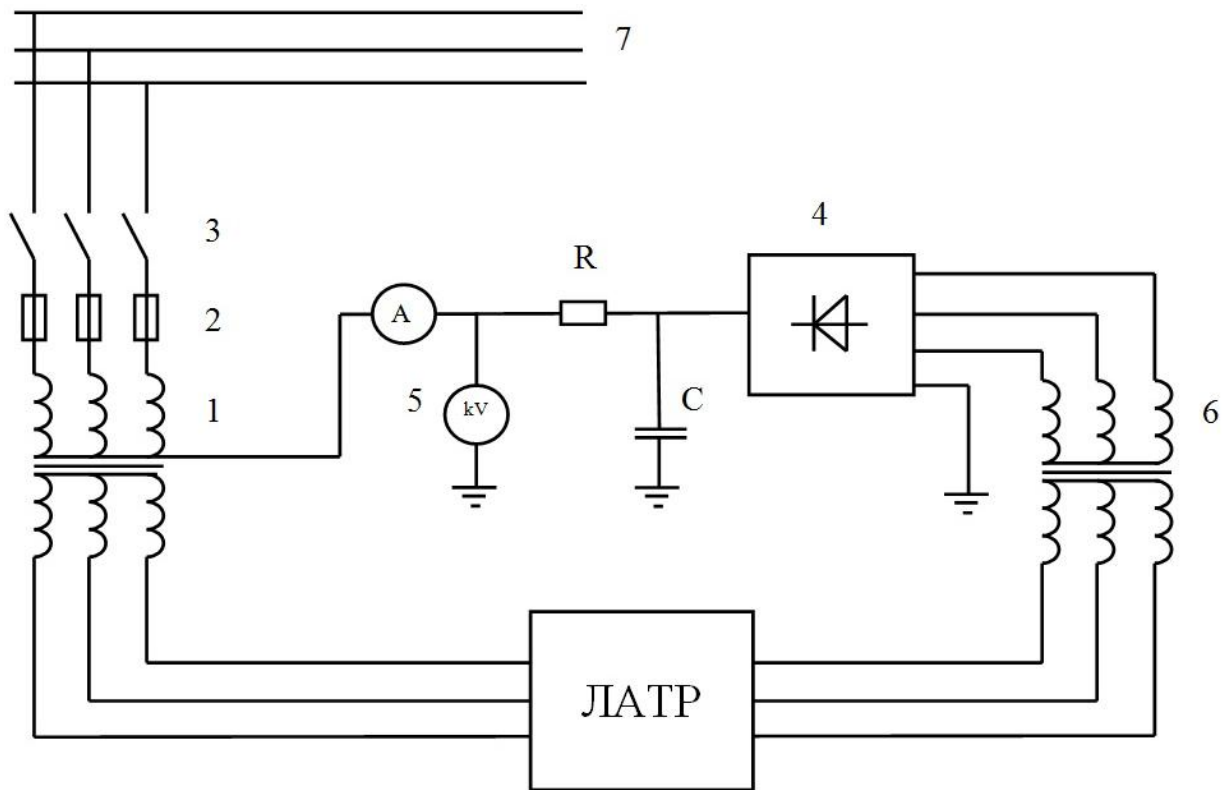


Рис. 1. Схема подключения установки наложенного напряжения к ВЛ-6 кВ: 1 – трансформатор 6/0,4 кВ; 2 – предохранители; 3 – разъединитель; 4 – трехфазный выпрямитель; 5 – измерительный блок; 6 – трансформатор 10/0,4 кВ; 7 – ВЛ 6(10) кВ; R – ограничивающее сопротивление; C – высоковольтный конденсатор

Для сети 10 кВ наиболее приемлемым является значение выпрямленного испытательного напряжения, равное 20 кВ [1]. Указанный уровень выпрямленного напряжения с учетом амплитуды действующего фазного напряжения обеспечивает значение напряжения, приложенного к изоляции 28 кВ, которое в 3,5 раза превышает фазное напряжение – уровень, близкий к наибольшим по вероятности возникновения внутренним перенапряжениям в сетях 10 кВ. Повышение уровня выпрямленного напряжения выше 20 кВ, например 24 кВ допустимо, хотя, практически, почти не увеличивает количество выявляемых – дефектных изоляторов.

Для сетей 6 кВ наибольшее испытательное выпрямленное напряжение, подаваемое в действующую сеть, должно быть не более 16,3 кВ, превышающего уровень фазного напряжения сети в 3,3 раза [1].

Порядок выполнения работы определяется индивидуальной программой испытания распределительной сети данной подстанции [2–4]. Комплексную проверку изоляции разрешается проводить в сетях 6–10 кВ, в которых ток замыкания на землю не превышает 10 А.

В воздушных сетях 6–10 кВ значение тока замыкания на землю определяется [1]:

$$I = U \frac{l_{\text{в}}}{370} .$$

При небольшом количестве кабелей значение тока замыкания на землю может быть рассчитано:

$$I = U \frac{l_{\text{в}} + 25l_{\text{к}}}{370} ,$$

где U – линейное напряжение сети, кВ; $l_{\text{в}}$ – суммарная длина воздушных линий, км; $l_{\text{к}}$ – суммарная длина кабельных линий, км.

При определении тока замыкания на землю необходимо учитывать все электрически связанные линии и присоединения, в том числе абонентские. Расчетное значение тока замыкания на землю должно быть увеличено на 10 % за счет дополнительной емкости оборудования подстанции. Ток замыкания на землю может быть определен также и путем непосредственного измерения. Если ток замыкания на землю более 10 А, то для уменьшения его замыкания на землю на время проведения комплексной проверки следует прибегнуть к разделению сети на отдельные секции КРУН питающей подстанции. В некоторых случаях для снижения значения тока замыкания на землю удастся временно перевести одну или часть линий для питания от другой подстанции.

Во время испытаний в ВЛ-6 кВ происходят следующие процессы. К имеющемуся амплитудному значению фазного напряжения добавляется постоянное напряжение, регулируемое в пределах от 0 до 16 кВ. По поверхности изоляторов, не имеющих дефектов, протекает ток утечки, при повышении напряжения он растет незначительно. А при повышении напряжения, приложенного к дефектному изолятору, в определенный момент, который зависит от типа дефекта, ток утечки резко возрастает. Может произойти перекрытие изолятора по поверхности из-за загрязнения, или по треку, а также пробой через точку повреждения. Дефектные изоляторы определяются визуальным или ультразвуковым методом контроля.

Для реализации данного метода сконструирована испытательная установка, элементы которой закреплены на специальной раме для удобства загрузки и транспортировки. А именно два трансформатора ТМ-40 (один с усиленным нулевым вводом), изготовленный собственными силами высоковольтный выпрямитель, ЛАТР и высоковольтные конденсаторы. Установка успешно прошла опробования в лабораторных и полевых условиях. В частности проведены опытные испытания на ВЛ-6 кВ ф. 204-02 НГДУ

«Альметьевнефть». На ВЛ-6 кВ подано постоянное напряжение, которое плавно (1 кВ в секунду) увеличено с помощью ЛАТР до 13,5 кВ и выдержано в течение 1 минуты, при этом ток утечки не превысил 0,02 А. После чего испытательное напряжение плавно увеличено до 15 кВ и выдержано в течение 1 минуты. Нарушений в линии и увеличения тока утечки не возникло.

Таким образом, сконструированная установка работоспособна, и пригодна для проведения опытных испытаний воздушных линий без использования при этом трансформаторов напряжения подстанции. Дальнейшее развитие данного направления позволит выявлять скрытые нарушения изоляции элементов электроустановок на ранних стадиях развития повысить качество обходов, снизить количество пробоев изоляторов, и перейти к ремонту по фактическому состоянию элементов электроустановок.

Список литературы

1. Методические указания по проведению комплексных проверок изоляции без снятия напряжения в распределительных воздушных сетях 6–10 кВ. МУ 34-70-108-85.

2. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00.

3. Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-51.300-97.

4. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003.

5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 6 от 13.01.2003.

6. Правила устройства электроустановок – 7-е изд.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Р.С. СЕЛИВАНОВ

Аварийный отказ трансформаторов ставит под угрозу нормальное функционирование электростанции или подстанции, снижает надежность энергосистемы в целом, создает угрозу недоотпуска электроэнергии потребителям. В современных условиях, когда более 50 % силового электрооборудования объектов Российской энергетики и большинства промыш-

ленных предприятий достигло нормативного срока эксплуатации, а его обновление происходит низкими темпами, основной задачей становится продление срока службы оборудования вплоть до выработки реального, заложенного при изготовлении, ресурса.

На первый план выходят автоматизированные системы непрерывного контроля и диагностики состояния оборудования на месте его установки под рабочим напряжением. Внедрение средств диагностирования технического состояния маслонаполненного электрооборудования (трансформаторов, автотрансформаторов, а также реакторов) является актуальной и остро востребованной задачей. Это обусловлено рядом объективно сложившихся причин:

- основная причина – физический износ, достигающий 50–70 %. Эта тенденция прослеживается как на энергетических объектах (тепловые и атомные электростанции, системы передачи электроэнергии), так и на промышленных предприятиях. Расчеты показывают, что продления срока службы трансформаторов на 20–30 лет дает большую выгоду, чем замена на новые;

- второй причиной, определяющей повышенное внимание к развитию и внедрению средств диагностирования, является современная тенденция к переходу от системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) к ремонтам по состоянию. Выявление возникающих в работе дефектов, их обнаружение на ранней стадии развития, а также своевременное, до возникновения аварийной ситуации, принятие правильных решений по ликвидации дефектов, обеспечивают высокий коэффициент готовности, сокращение времени простоя, снижение затрат на ремонты, продление срока службы трансформатора.

Наиболее сложной и основополагающей является задача оперативного определения текущего технического состояния трансформаторов.

Для решения этих основных задач и применяются системы мониторинга (СМ) силовых трансформаторов. ОАО «ФСК ЕЭС» разработаны технические требования к СМ. СМ силовых трансформаторов и автотрансформаторов, согласно этим требованиям, предназначена для решения следующих задач:

- непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов в нормальных, предаварийных и аварийных режимах в режиме online;

- своевременного предоставления информации оперативному персоналу для принятия решения;

– анализа состояния силового трансформаторного оборудования по накопленным за весь период эксплуатации архивам параметров и событий.

Функции СМ

1. Контроль за электрическими и энергетическими параметрами трансформатора.

2. Контроль за тепловым состоянием трансформаторного оборудования, в том числе:

а) контроль за температуры верхних слоев масла;

б) контроль за температуры наиболее нагретой обмотки (по максимально загруженной стороне ВН, СН, НН или общей обмотки);

в) определение кратности и длительности допустимых перегрузок.

3. Контроль за газосодержанием и влагосодержанием масла. Оценка тенденции и диагностика состояния изоляции трансформатора.

4. Контроль за текущим номером отпайки РПН. Оценка результата переключения РПН и отсутствия рассинхронизации.

5. Контроль за состоянием высоковольтных вводов. Контроль тока утечки, емкости $C1$ и $tg\delta$ изоляции вводов на сторонах ВН и СН для вводов класса 220 кВ и выше, а для маслонаполненных вводов – дополнительно давление масла. Контроль за ЧР, их интенсивностью и развитием.

6. Контроль степени старения изоляции. Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа.

7. Вибродиагностика магнитопровода и обмоток в баках фаз.

8. Контроль за деформацией обмоток.

9. Контроль за состоянием и анализ работы системы охлаждения, в том числе контроль технического состояния насосов и вентиляторов.

10. Регистрация работы защитных систем трансформатора.

11. Регистрация перенапряжений и токовых воздействий на обмотки.

12. Формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по всем контролируемым параметрам.

13. Создание и хранение базы данных технического состояния контролируемого объекта, срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации с метками времени, привязанными к единому системному времени.

14. Формирование экспертных оценок и прогнозов технического состояния оборудования на основе расчетных моделей в режиме реального времени и сохранение результатов расчетов в базе данных.

15. Интеграция с АСУ ТП энергообъекта по стандартным протоколам связи с функциями мониторинга с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала АСУ ТП энергообъекта.

16. Самодиагностика системы;

17. Формирование архивов долговременного хранения диагностической информации, с возможностью передачи архивов в программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня.

Структура СМ

Система построена по трехуровневой схеме:

Уровень I (нижний уровень) – первичные датчики, приборы и измерительные системы, предназначенные для измерения первичных технологических параметров состояния трансформатора с различными видами интерфейсов и протоколов.

Объекты диагностирования и контроля в трансформаторе:

– ввод, параметры: ток утечки, емкость, $\text{tg} (S)$, изоляция – датчики контроля частичных разрядов;

– изоляция главных обмоток: контроль концентраций газов, влаги в масле;

– форма обмоток, параметры: ток в нейтрали I_N , несимметрия сопротивления обмоток (выполняется на датчиках тока в нуле обмотки ВН трансформатора), ток в фазах обмотки ВН (датчики тока, подключенные к вторичной обмотке встроенного трансформатора тока 110 кВ);

– система охлаждения трансформатора: параметры T_1 , T_2 – температура верхней и нижней части бака трансформатора (датчики температуры), температура окружающей среды, техническое состояние маслонасосов и вентиляторов.

– устройство РПН: положение РПН, вибрация, температура масла в баке РПН.

Уровень II (средний уровень): преобразование сигналов и предварительная обработка, полученная от первичных датчиков уровня I и информационный обмен с уровнем III.

Организован на базе интеллектуальных контроллеров-сборщиков данных с датчиков, установленных на трансформаторах. В этих устройствах имеются свои процессоры, память, порты связи и простейшие дисплеи. Кроме этого, в этих контроллерах происходит обработка сигналов: усиление, нормирование, цифровое преобразование и фильтрация. Алгоритмы, записанные в память контроллера, производят выделение полезного сигнала и «отсев» шумов. По введенным «уставкам» в этих приборах срабатывает реле защиты, что дает право применять термин «интеллектуальные».

Применяя термин «контроллер», мы подчеркиваем, что это устройство может работать самостоятельно, под управлением собственного ПО.

С целью обеспечения надежности системы все контроллеры представляют собой автономные системы, т.е. если откажет III (верхний) уровень системы, контроль состояния оборудования будет обеспечен II (нижним) уровнем.

Уровень III (верхний уровень):

– серверные функции – обмен данными с устройствами среднего уровня, консолидация, хранение, обработка полученных данных, а также интеграция в другие АСУ энергообъекта (поддержка стандартных интерфейсов и протоколов связи);

– функции операторской станции – визуализация состояния контролируемых и рассчитываемых параметров трансформаторного оборудования, отображения сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, обеспечения работы с накопленными архивами и журналами.

Связь между устройствами уровней II и III должна быть выполнена с помощью цифровых каналов с использованием проводных (витая пара в экране) или волоконно-оптических линий связи. По стандартам протоколов обмена данными и требованиям к устойчивости к воздействию электромагнитных помех каналы связи должны соответствовать требованиям настоящих технических требований.

На верхнем уровне системы производится логическая обработка и интерпретация совокупности полученного на среднем уровне множества параметров в виде функционального кода текущего состояния трансформатора, получаемого во время работы. Сравнение текущей комбинации параметров с комбинациями, имеющимися в экспертной базе знаний (БЗ), и поиск в ней аналогичной комбинации, содержащей нужный диагноз состояния среди известного множества различных диагнозов, реализует основную интеллектуальную функцию верхнего уровня – многопараметрическую диагностику объекта. Множество вносимых в БЗ функциональных кодов определяется на основе экспертных оценок соответствующих состояний оборудования, наблюдаемых во время работы.

После анализа данных система дает оценку состояния электрооборудования:

- норма;
- норма с отклонениями;
- норма со значительными отклонениями;
- ухудшенное;
- предаварийное.

К выходным дискретным сигналам с верхнего уровня системы, выдаваемым на щит по результатам многопараметрической диагностики, относятся:

- «предупреждение» при отклонении (не считающемся аварийным) любого из параметров от нормы (в виде желтого сигнала светофора на щит);
- «опасность» при необходимости принятия срочных мер (красного сигнала светофора на щит);
- «отключение» при аварийной ситуации для немедленного отключения.

Заключение

Система мониторинга трансформаторов позволяет продлить ресурс трансформатора и поможет оперативному персоналу своевременно принимать решения на основе полноты получаемой информации. Она позволяет прогнозировать состояние оборудования и предотвращает аварии, тем самым повышает надежность и устойчивость энергосистемы. Все это дает возможность для перехода на систему ремонтов по состоянию, а не ППР, и обеспечивают высокий коэффициент готовности, сокращение времени простоя, продление срока службы трансформатора. Создание системы обходится значительно дешевле, чем замена оборудования на новое, а прогнозируемая системой оценка ресурса трансформаторов поможет эффективно распределять финансовые ресурсы при ремонте и замене оборудования.

МЕТОД СЕЛЕКТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 6 (10) КВ

А.И. САФАРГАЛИЕВ, И.Н. ХАЗИЕВ

Дистанционный контроль электроснабжения и оборудования подстанций уверенно вошел в практику эксплуатации сетей ОАО «Татнефть». Он позволил существенно повысить надежность электроснабжения объектов добычи, снизить простои и недобор нефти.

Интеграция микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА) на подстанции № 36 типа БМРЗ и SEPAM в систему «ДИСК-110» существенно расширила возможности контроля и управления элементами системы электроснабжения. Внедренная технология позволяет использовать в качестве автоматизированного рабочего места (АРМ) любой компьютер в локально-вычислительной сети объединения без каких-

либо подготовительных действий и без установки на АРМ программного обеспечения.

Интеграция терминалов РЗА в автоматизированную систему управления (АСУ) объединения создала реальную почву для решения ряда новых задач, позволяющих повысить уровень контроля системы электроснабжения и оперативность мероприятий при возникновении предаварийных и аварийных ситуаций.

Традиционное устройство сигнализации однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) является общим для всех присоединений сети и срабатывает при повреждении в любом из них. Поиск аварийной отходящей линии часто осуществляется путем последовательного отключения питающих фидеров. Это приводит к недостаточно обоснованным отключениям работающего оборудования, увеличению времени на поиск повреждения согласно приведенным в табл. 1 данным. Селективность определения ОЗЗ могла бы уменьшить время простоя и недобора при ОЗЗ. Однако по ряду объективных причин работоспособной селективной защиты от ОЗЗ в воздушных линиях с малой емкостью на землю до настоящего времени создать не удалось.

Таблица 1

Статистика и последствия ОЗЗ

№	Причины ОЗЗ	Отключения ВЛ-6 (10 кВ) ОАО «Татнефть» по причинам «ОЗЗ» за 2004–2012 гг.								
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	Повреждение изолятора	317	314	154	147	173	181	271	346	329
2	Обрыв провода	142	119	120	70	85	90	72	58	52
3	Срыв вязки	254	251	219	14	19	9	9	11	6
4	Повреждение разрядника	217	164	50	26	8	19	17	40	44
5	Прочие	87	69	39	12	3	5	74	41	29
	ИТОГО:	1017	917	582	269	288	304	443	496	460
6	Время простоя на отключение, час	3,2	2,48	2,57	2,29	2,08	1,59	2,11	1,57	2
7	Простой, час	3366	2567	1617	667	613	601	965	967	920

Интеграция микропроцессорных терминалов БМРЗ через функциональный контроллер (ФК) в «ДИСК-110» позволяет реализовать централизованную защиту от ОЗЗ с обменом данными в локальной сети самих терминалов и решения этой задачи в среде АСУ. Для этого данные с цифровых устройств РЗА нужно передать на специализированный функциональ-

ный контроллер, оснащенный соответствующим программным обеспечением. ФК программно-технического комплекс (ПТК) «Защита 3», получая данные с терминалов РЗА, на основе контроля и сравнения токов нулевой последовательности отходящих линий подстанции, с достаточно высокой вероятностью определяет аварийную отходящую линию. Предлагаемая блок-схема системы для селективного определения ОЗЗ представлена на рис. 1.

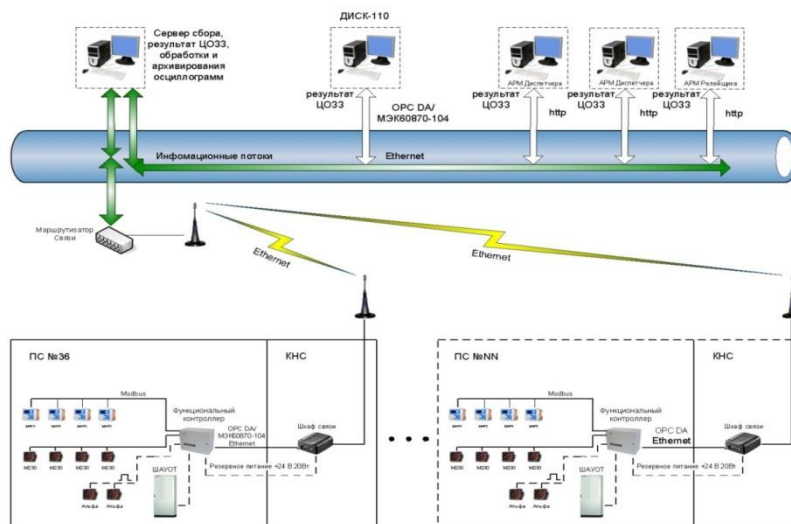


Рис. 1. Блок-схема системы для селективного определения ОЗЗ

Проведены предварительные испытания предложенного комплекса оборудования на подстанции № 36 НГДУ «Альметьевнефть».

Программное обеспечение терминалов БМРЗ обеспечивало запись осциллограмм при ОЗЗ. Вид типичной осциллограммы, регистрируемой терминалом, показан на рис. 2.

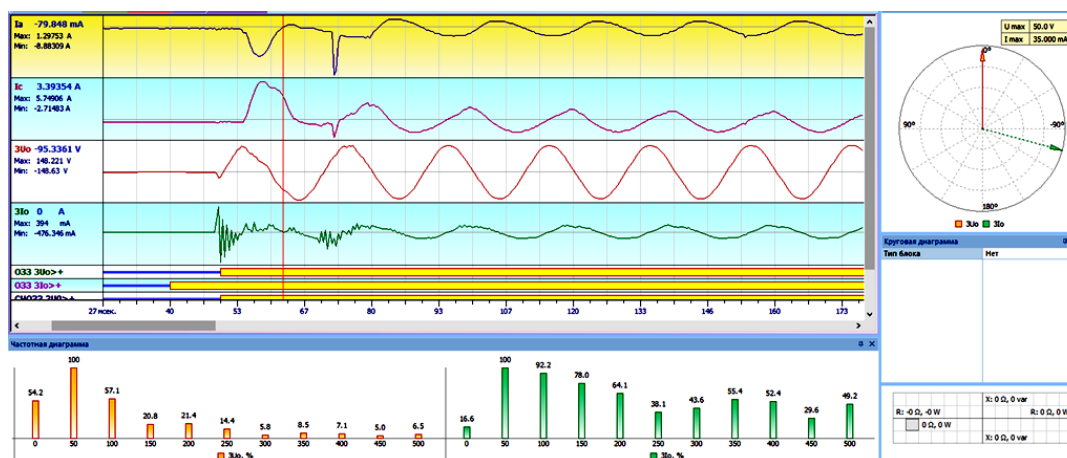


Рис. 2. Вид типичной осциллограммы, регистрируемой терминалом

Действие защит на фидерах и результат работы указанного выше комплекса по выявлению поврежденного присоединения наблюдался на экране макета АРМ, подключенного к функциональному контроллеру ПТК «Защита 3». Комплекс при искусственно созданном ОЗЗ сработал правильно – определил линию, на которой произошло ОЗЗ.

Реализованная на подстанции № 36 НГДУ «Альметьевнефть» система селективного определения поврежденного присоединения при ОЗЗ на воздушных линиях 6 кВ показала технологическую эффективность. Экономический эффект от внедрения на данном объекте за счет сокращения времени простоя нефтепромыслового оборудования по причине ОЗЗ составляет 2651 тыс. рублей.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГОРОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 (10) КВ

Т.А. МУСАЕВ, И.М. ВАЛЕЕВ

Необходимость качественного, бесперебойного и надежного электроснабжения городов становится одной из важнейших проблем современной электроэнергетики. На сегодняшний день, основная часть населения проживает в городах, причем численность городского населения постоянно увеличивается за счет притока жителей близлежащих районов. Кроме того, значительная часть промышленных и производственных мощностей также располагается в черте города. Таким образом, городские распределительные сети напряжением 6 (10) кВ являются одной из важнейших частей электроэнергетической системы, так как обеспечивают качественное, бесперебойное и надежное электроснабжение населения и промышленности.

Под качественным и надежным электроснабжением понимается обеспечение нормированных значений показателей качества электроэнергии (ПКЭ). Отклонение данных показателей приводит к нарушению работы и уменьшению срока службы электрооборудования, а в некоторых случаях может привести к значительному материальному ущербу или к возникновению угрозы для жизни и здоровья людей.

Приведение ПКЭ к нормируемым значениям целесообразно осуществлять путем оптимизации режима работы распределительной сети, так как при этом не требуется значительных капитальных затрат. Поэтому вопросы оптимизации режима работы городских распределительных сетей являются актуальными для современной электроэнергетической системы.

Необходимо отметить, что, несмотря на актуальность и практическую значимость рассматриваемого вопроса, в настоящее время отсутствуют достоверные и практически доступные методы определения оптимальных режимов работы и параметров распределительной сети напряжением 6 (10) кВ, при минимальных экономических затратах.

Под оптимизацией электроэнергетической системы понимается процесс приведения параметров режима к таким значениям, при которых для каждой конкретной электроустановки будет иметь место максимальная производительность процесса при минимальных экономических затратах.

Вопросам оптимизации режимов работы электроэнергетических систем посвящено множество работ. Однако, наибольшее внимание в приведенных работах, уделено рассмотрению режимов работы системообразующих и питающих сетей напряжением от 110 кВ и выше, распределительные сети напряжением 6 (10) кВ практически не рассматриваются. Авторы в своих работах затрагивают вопросы оптимизации со значительными ограничениями, не позволяющими применить предлагаемые методы к реально действующей системе.

В известных публикациях, посвященных проблемам оптимизации распределительной сети, в качестве основного метода предлагается использовать метод поочередного переноса точки деления сети. Причем, задача решается путем расчета потокораспределения мощности в системе, в результате чего находятся точки потокораздела. Такой упрощенный подход не учитывает дополнительных условий, а именно, наличие большого числа узлов и ветвей рассматриваемой системы приводит к тому, что расчеты режима работы являются достаточно громоздкими. Кроме того, при рассмотрении реально действующей городской распределительной сети приходится учитывать исторические сложившиеся точки деления сети, не всегда соответствующие наиболее экономичному распределению мощности. Необходимо отметить, что подходы к решению проблем оптимизации осуществлены с точки сетевых организаций, для которых вопросы уменьшения потерь мощности системы являются наиболее актуальными – практически во всех работах в качестве основного критерия оптимизации выступают уровни потерь мощности в системе. Однако, рассматривая режимы работы системы с точки зрения потребителей электроэнергии, необходимо отметить, что наиболее рациональным параметром для оптимизации выступает уровень напряжений в сети. Технологическая составляющая ущерба, возникающего в связи с качеством электроэнергии, определяется в наибольшей степени отклонениями напряжений от допустимых значений,

различных для конкретных электроустановок, входящих в состав распределительных сетей напряжением 6 (10) кВ.

Таким образом, задача оптимизации режима работы сложноразветвленной городской распределительной сети напряжением 6 (10) кВ по уровням напряжения в системе является актуальной.

Использование результатов исследований будет способствовать повышению эффективности работы городских распределительных сетей с распределенной генерацией, качества электроэнергии, надежности электроснабжения населения и промышленности за счет использования алгоритма оптимизации для «проблемных участков» сети, в которых наблюдаются недостаточные уровни узловых напряжений, либо достаточно высокие потери напряжения или мощности. Оптимизация режима работы городской распределительной сети позволяет снизить трудозатраты и нагрузку на обслуживающий персонал предприятия электрических сетей (в частности, на оперативно-выездные бригады), так как при отклонении уровня напряжения целесообразней провести несколько переключений по переносу точки деления сети, чем проводить регулировку напряжения путем переключения устройств ПБВ трансформатора.

Личный вклад авторов заключается в проведении детального анализа режима работы городской распределительной сети, в результате которого предложен алгоритм выделения оптимизируемого участка системы электроснабжения. Кроме того, при решении вопроса об отображении графа схемы замещения сложноразветвленной распределительной сети, авторы столкнулись с трудностью при отображении точки деления сети; в результате данная проблема была разрешена путем предложения использования методики исключения ветви, разработанной авторами. Необходимо отметить, что авторами данной работы был предложен алгоритм оптимизации участка городской распределительной сети.

Экономический эффект заключается в улучшении параметров качества электроэнергии, что положительно влияет на режим работы оборудования. Кроме того, в качестве дополнительного параметра оптимизации авторами использовались значения потерей напряжения в ветвях схемы. Данный критерий можно учитывать при переносе точки разрыва.

Список литературы

1. Валеев И.М. Моделирование режима работы городских распределительных сетей напряжением 6 (10) кВ / И.М. Валеев, Т.А. Мусаев // Энергетика Татарстана. – 2012. – № 2 (26). – С. 53–57.

2. Валеев И.М. Алгоритм оптимизации режима работы городской распределительной сети напряжением 6 (10) кВ / И.М. Валеев, Т.А. Мусаев // Проблемы энергетики. – 2012. – С. 7–8, 12–132.

3. Мусаев Т.А. Методика выбора оптимальной точки деления городской распределительной сети напряжением 6 (10) кВ / Т.А. Мусаев // Энергетика Татарстана. – 2013. – № 2 (30). – С. 38–41.

4. Фишман В.С. О преодолении негативных тенденций в системах электроснабжения / В.С. Фишман // Промышленная энергетика. – 2010. – № 10.

5. Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник / Г.Н. Опалева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – М, 2006. – 480 с.

6. Константинов В.Н. Моделирование режимов электроэнергетических систем: лабораторный практикум / В.Н. Константинов. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 67 с.

7. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1981 – 385 с.

8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 563 с.

9. Неклепаев Б.А. Электрическая часть станций и подстанций / Б.А. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 455 с.

ДИАГНОСТИКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ МЕТОДОМ РЕГИСТРАЦИИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Р.Р. ВАЛИУЛЛИН, Ф.Ф. БИЛАЛОВ

Нормальная бесперебойная работа систем электроснабжения промышленных предприятий и других отраслей народного хозяйства невозможна без надежной работы силовых кабельных линий (КЛ). Для повышения надежности работы таких линий в настоящее время в России применяется система планово-профилактических испытаний кабелей постоянным напряжением, в 4–6 раз превышающим номинальное напряжение КЛ. Действующая нормативно-техническая база оценки работоспособности путем испытания кабелей повышенным напряжением и, как следствие, оценка надежности электроснабжения потребителей явно не соответствует существующим требованиям потребителей, которые воспринимают достаточно болезненно любые внезапные отключения в электросетях. Такие испытания не только не гарантируют последующую безаварийную работу КЛ, но во многих случаях приводят к сокращению срока их службы ввиду реально

существующей угрозы пробоя изоляции кабелей высоким испытательным напряжением.

Выход из создавшегося положения определил мировой опыт эксплуатации КЛ, при котором неразрушающими методами испытаний проводится диагностика силовых КЛ 6–10 кВ с целью прогнозирования остаточного ресурса кабеля и своевременного планового вывода в ремонт, тем самым упреждая внезапные отключения.

В настоящее время в России отмечен всплеск интереса к диагностическим системам, позволяющим проводить диагностику электрооборудования неразрушающими методами контроля.

Особенностью неразрушающих методов испытаний является то, что в момент их проведения кабель не подвергается старению и не выводится в ремонт, а результаты испытаний дают информацию об остаточном ресурсе кабеля, который, как правило, отличается от срока службы, так как ресурс определяет фактическую наработку кабеля, а срок службы характеризует календарное время с момента ввода кабеля в эксплуатацию, независимо от наработки и коэффициента нагрузки. Приложение меньших напряжений снижает уровень старения изоляции КЛ.

Одним из современных методов диагностирования КЛ является метод регистрации частичных разрядов (ЧР).

Частичный разряд – это частичный электрический пробой в диэлектрическом материале, который возникает в газовых и водяных включениях внутри изоляции, в результате чего образуется пространство между проводником и экраном.

Основная опасность частичных разрядов связана с невозможностью их выявления методом обычных испытаний повышенным выпрямленным напряжением, риском их быстрого перехода до состояния пробоя и, как следствие, создается аварийная ситуация на кабеле.

Чаще всего ЧР возникают на участках с ухудшенной изоляцией, участках, подверженных процессу старения, в соединительных и концевых муфтах.

ЧР возникают вследствие механических повреждений, серьезных ошибок монтажа, которые могут привести к отказу сразу после включения кабеля в эксплуатацию, одиночных больших водяных разветвлений, снижающих надежность эксплуатации кабелей.

На рис. 1 представлена система диагностики ЧР, состоящего из: испытуемого кабеля (1); фильтра помех (2); генератора высокого напряжения (3); системы регистрации ЧР (4); ПК (5).

Генератор создает высокое напряжение низкой частоты. Сигнал подается через фильтр. Проходя через него в обратном направлении, сигнал отстраивается от помех и попадает в систему регистрации ЧР. Далее полученные данные попадают на компьютер и обрабатываются в удобном для пользователя интерфейсе.

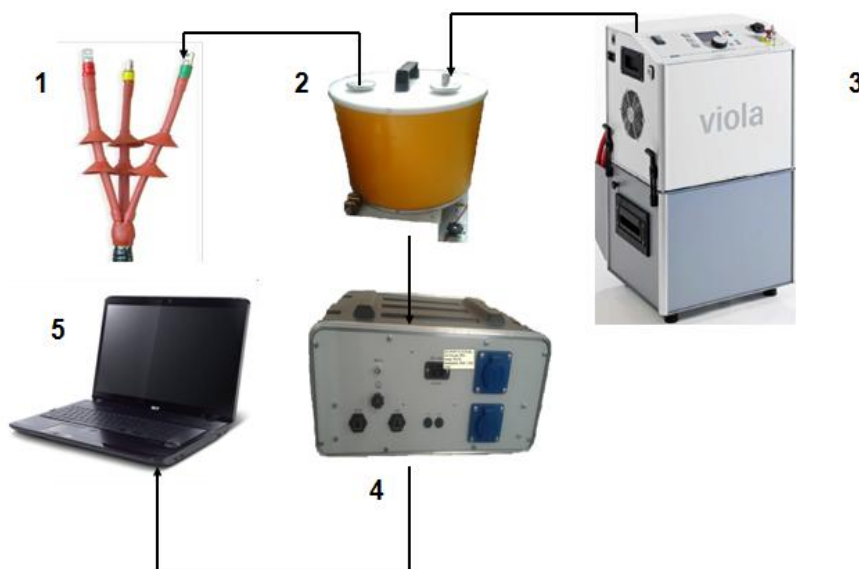


Рис. 1. Система диагностики ЧР

Заключение о состоянии изоляции и остаточном ресурсе КЛ выдается в соответствии с методикой, разработанной совместно с Казанским государственным энергетическим университетом. В зависимости от уровня ЧР и показателя надежности КЛ, определенных по результатам испытаний, выдаются рекомендации по дальнейшей эксплуатации кабеля (табл. 1).

Таблица 1

Уровень ЧР, пКл	Показатель надежности	Рекомендации
0–825	0,75–1	Проверку технического состояния данной линии необходимо провести через 5 лет
825–2000	0,7–0,25	Проверку технического состояния данной линии необходимо провести через 3 года
2000–7000	0,2–0	Проверку технического состояния данной линии необходимо провести через 1 год
≥ 7000		Подлежит замене

Графическое изображение количественно-интенсивного состояния частичных разрядов на кабеле приведено на рис. 2. По оси *OX* указывается

место и интенсивность ЧР на участке кабеля, а по оси OY – значение их электрического заряда, на основании которого уже делаются выводы об общем состоянии изоляции кабеля и его отдельных фрагментов.

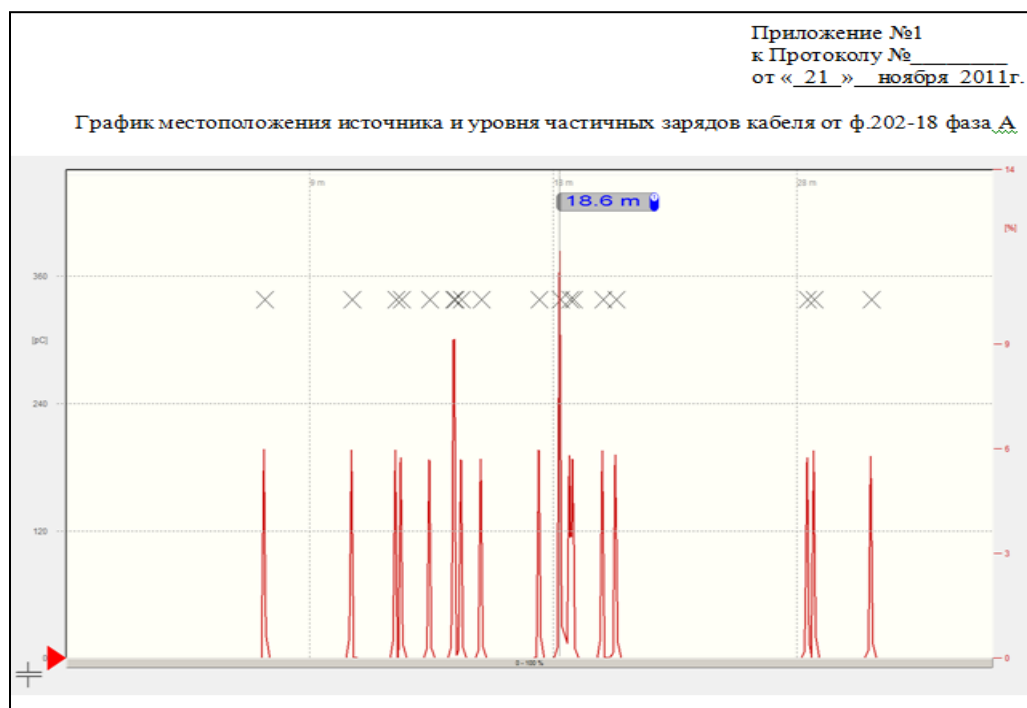


Рис. 2. Графическое изображение количественно-интенсивного состояния частичных разрядов на кабеле

Экономическая эффективность от использования системы определения уровня ЧР приведена на примере кабеля ААШВ 3х120 (табл. 2). Рассмотрена разница в стоимости замены всего кабеля, протяженностью 65 м и в стоимости замены поврежденного участка соединительной муфтой, найденного системой регистрации ЧР.

Таблица 2

№ п/п	Статья расходов	Расходы без диагностики	Расходы с диагностикой
1	Используемый кабель, м	65	–
2	Стоимость кабеля, руб.	26219	–
3	Стоимость монтажа кабеля, руб.	13095	–
4	Используемая муфта, шт.	(концевая) 2	(соединительная) 1
5	Стоимость муфты, руб.	1873	1726
6	Стоимость монтажа муфты, руб.	9663	4870
7	Затраты на диагностику, руб.	–	15000
8	Итого:	62386	21596
Экономия: 40 790 руб.			

Применение метода регистрации ЧР позволяет снизить вероятность аварийных ситуаций, а значит повысить надежность электроснабжения. Исключаются затраты на проведение необоснованных диагностик и ремонтов, увеличиваются периодичность диагностики, обеспечивается рациональное планирование сроков, объемов ремонта и финансовых затрат.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЛЭП 35–220 КВ С ПОМОЩЬЮ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ «ИЦ БРЕСЛЕР»

Е.И. АБАНИНА, В.А. СОКОЛОВ

Дальнее резервирование (ДР) – способ резервирования, при котором в случае отказа защиты или коммутационной аппаратуры короткое замыкание (КЗ) ликвидируется действием защит элементов, смежных с поврежденным.

Высокая чувствительность защиты дальнего резервирования является одним из основных условий для ее эффективного функционирования. Однако выполнение требования по обеспечению чувствительности на практике встречает серьезные трудности, особенно в современных сетях сложной конфигурации с мощными подпитками и в первую очередь при междуфазных КЗ.

Теоретически в сетях 35–220 кВ наиболее эффективным является организация дальнего резервирования с помощью реле сопротивления (РС), однако не все РС обладают необходимыми характеристиками.

Например, электромеханические реле сопротивления типа КРС-2 и БРЭ-2801 имеют круговые или эллиптические характеристики, что не всегда достаточно для отстройки от нагрузочных режимов.

Также возникает сложность по обеспечению дальнего резервирования при наличии на резервируемом конце силовых трансформаторов с различными мощностями, которые имеют различные значения сопротивлений, зачастую в довольно широком диапазоне, тем самым утяжеляя условия выбора параметров срабатывания резервных защит.

Для обеспечения дальнего резервирования находят применение реле с характеристикой, смещенной в сторону I квадранта. Однако, такая характеристика не всегда позволяет улучшить отстройку от нагрузки, а также имеет наличие «мертвой зоны».

Для наглядности покажем пример расчета уставок защиты на базе реле КРС-2 для целей дальнего резервирования трансформаторов ВЛ-110 кВ «Нижнекамская – ПАВ-1»:

1. Исходные данные для расчета:

ГПП-4:

$$S_{\text{тр}} = 63 \text{ МВА.}$$

Число трансформаторов – 2

$$115 \pm 9 \times \frac{1,778}{6,3} \text{ кВ.}$$

Реакторы:

РБДГ-10-4000-0,105, РБСДГ-10-2x2500-0,2.

Нагрузка:

Максимальный ток нагрузки – 500 А.

$$\cos \varphi_{\text{н}} = 0,8 \div 0,85, \varphi_{\text{н}} = 32^{\circ} \div 37.$$

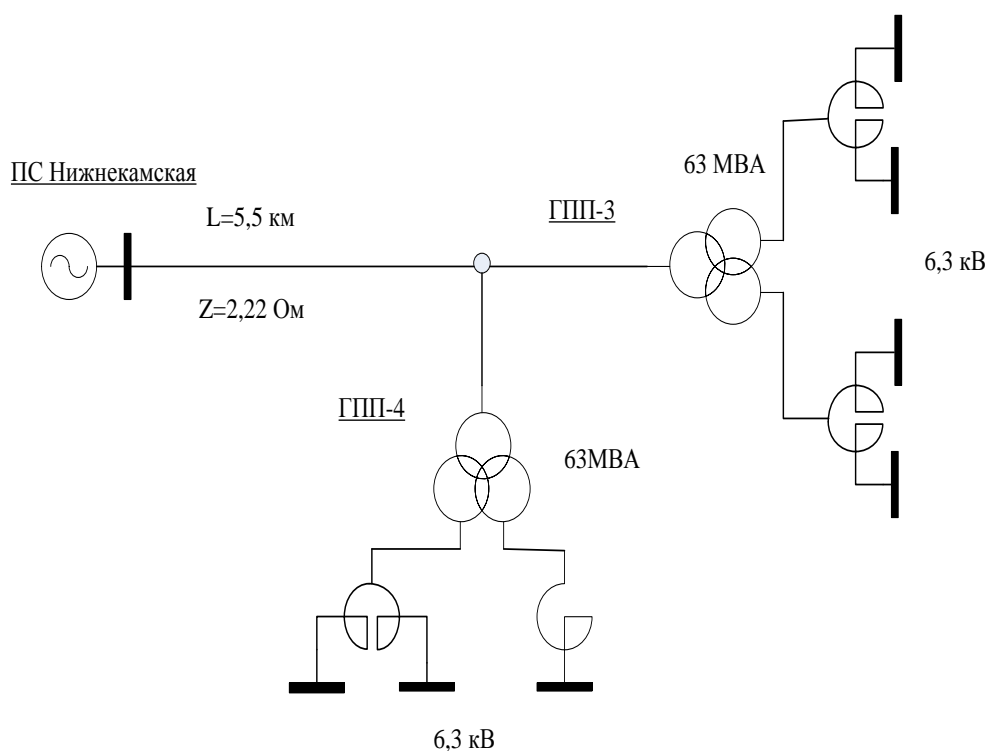


Рис. 1. Схема «Нижекамская-ПАВ-1»

2. Выбор уставок:

– сопротивление срабатывания защиты выбирается по условию чувствительности при к.з. за реактором с учетом наибольшего реактанса трансформатора:

Принимаем:

$$Z_{\text{с.з}} = 150 \text{ Ом.}$$

– необходимое смещение:

$$n_{\text{см}} = 0,162.$$

Принимаем характеристику реле – окружность, смещенную в 1 квадрант на 16 %.

$$Z_{CM} = 24 \text{ Ом.}$$

– выбор величины смещения КРС-2 в 1 квадрант по условию отстройки от к.з. за трансформатором с наименьшим реактансом:

$$Z_{CM} \leq 14,93 \text{ Ом, } n\%_{CM} = 10 \%$$

Построим характеристику по полученным данным (рис. 2).

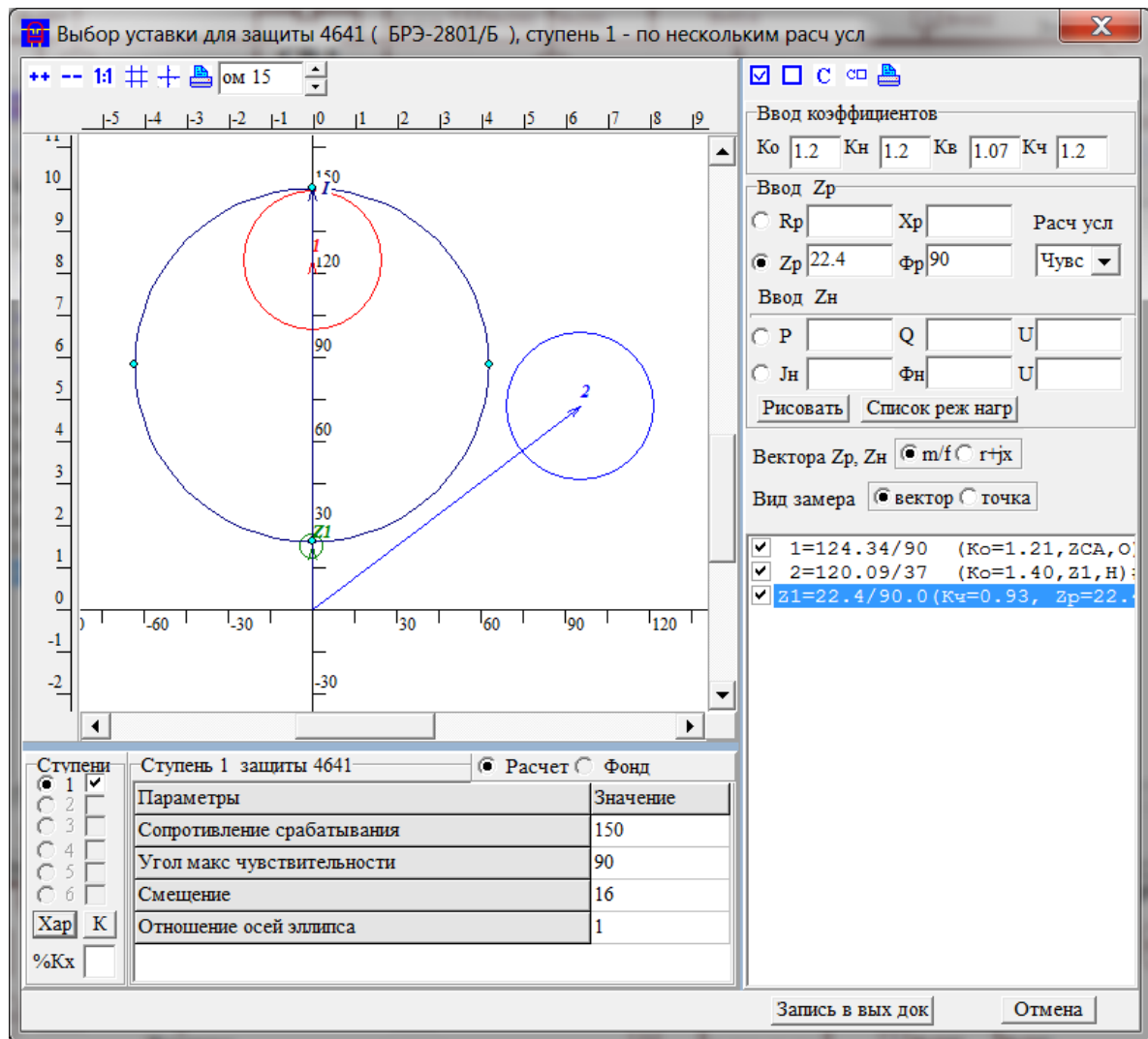


Рис. 2. Характеристика КРС-2

При к.з. за трансформатором при минимальном положении РПН орган сопротивления замеряет следующую величину:

$$Z_L + Z_{TP} = 2,22 + 20,18 = 22,4 \text{ Ом.}$$

На рис. 2 видно, что вектор Z_1 лежит вне характеристики, следовательно, для защиты трансформатора при минимальном положении РПН смещение не должно превышать 10 % (исходя из последнего условия от-

стройки), однако в этом случае мы не будем иметь возможность отстроиться от нагрузки, что является недопустимо.

Терминалы «Бреслер ТЛ 2606», содержащиеся в шкафах защиты «ШЛ 2606», решают проблему дальнего резервирования во всех случаях, в том числе и на тех, где невозможно ДР традиционным способом или там, где нет вовсе дистанционной защиты, а токовая защита не обладает достаточной чувствительностью. Ее особенность – это адаптивная характеристика.

Защита дальнего резервирования «Бреслер» использует возможность выреза области характеристики, которая и будет обеспечивать необходимую отстройку от нагрузки, одновременно обеспечивая необходимую чувствительность на защищаемом конце дальнего резервирования.

Возвратимся к выше приведенному примеру, используя характеристику реле сопротивления терминала «Бреслер»; получим характеристику на рис. 3.

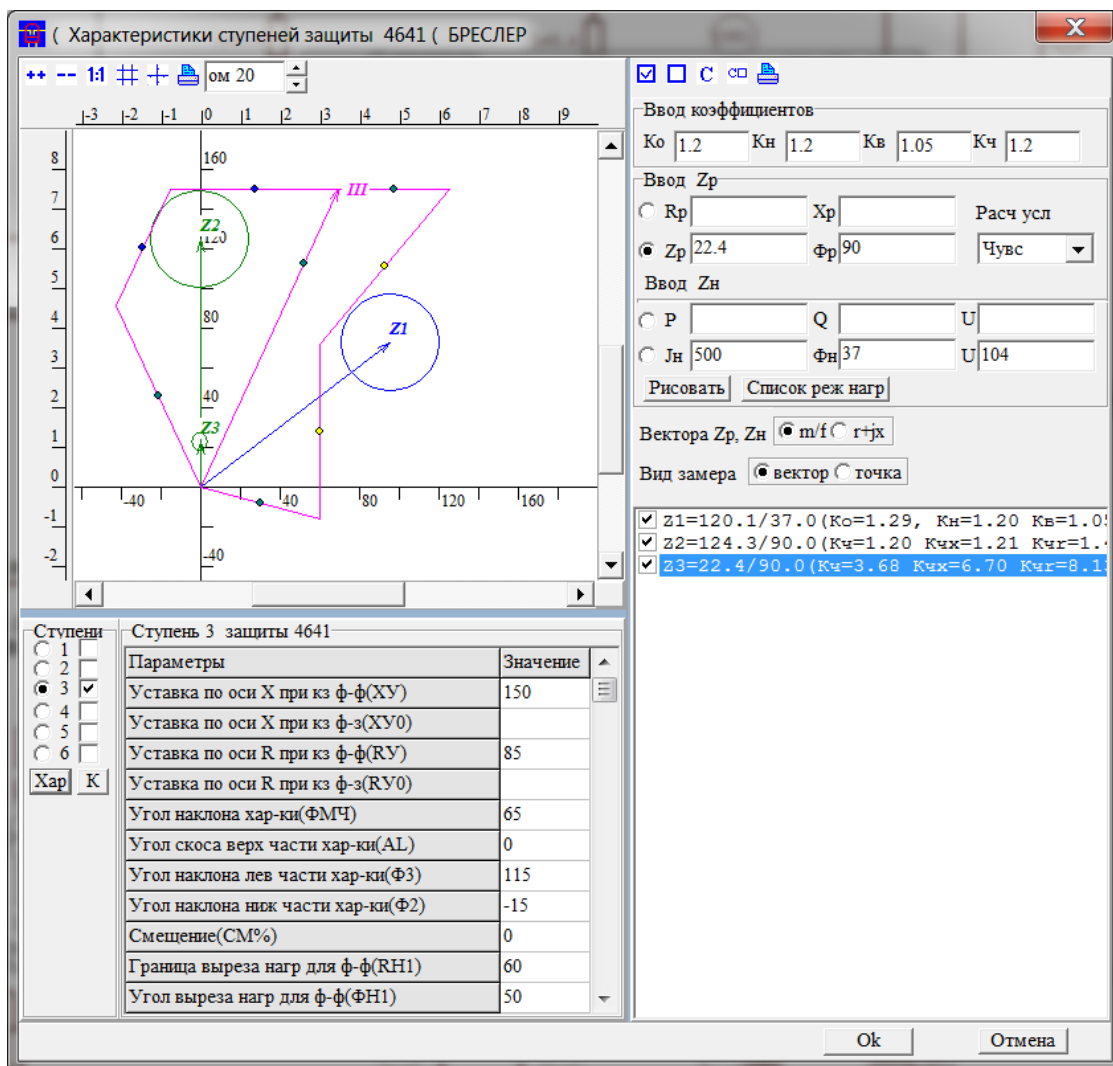


Рис. 3. Характеристика реле сопротивления «Бреслер»

Таким образом, использование адаптивной характеристики, реализованной в шкафах защиты «Бреслер» существенно повышает эффективность работы релейной защиты. В частности, ее применение показывает наличие достаточно широких возможностей осуществления дальнего резервирования, которое является важным элементом обеспечения живучести ЕЭС.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СГОРАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА КОТЛА ДЕ 10–14 КОТЕЛЬНОЙ ПРОМБАЗЫ «КИЧУЙ» НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ»

А.И. ПЛЕШАКОВ

Одной из важнейших задач в сфере энергетики является эффективное использование топлива. Добиться выполнения этой задачи можно регулированием процесса горения топлива, в значительной мере определяющего надежность и экономичность работы всего котельного агрегата.

В данной работе рассмотрена возможность внедрения автоматизированной системы регулирования процесса горения топлива на примере котельной п/б «Кичуй». Котельная вырабатывает тепло для покрытия технологических и отопительных нагрузок п/б Кичуй НГДУ «Елховнефть». Является одной из самых крупных, работающих на ПНГ.

В котельной установлены паровые котлы типа ДЕ 10/14 ГМ – 2 шт, ПКГМ-6,5/13 – 3 шт.

В качестве топлива в котельной используется попутный нефтяной газ. Его особенностью являются нестабильные химический состав и теплотворная способность топлива, колеблющаяся в больших пределах.

В результате на внутренних поверхностях возникает слой сажи, что в том числе значительно уменьшает коэффициент полезного действия.

Котельный парк ООО «Тепло-Энергосервис» насчитывает 10 котельных, работающих на ПНГ. Проектами они не оборудованы необходимыми средствами контроля качества сгорания топлива. Решение данной проблемы несет в себе значительный экономический потенциал.

На сегодняшний день регулирование процесса сгорания топлива основано на поддержании соотношения давлений топлива и воздуха в соответствии с режимной картой. Данный способ весьма груб, так как не учитывает влияние многих факторов: изменение теплотворной способности топлива, температуры и влажности газа и воздуха. В связи с чем допуска-

ется наличие избытка воздуха, чтобы избежать недожога топлива. Следствием из наличия большого количества воздуха являются:

- потери тепла на нагрев избытка воздуха;
- потери с уходящими газами;
- расходы электроэнергии на дутьевые устройства;
- повышенное образование оксидов азота.

Таким образом, совокупные потери тепла достигают 9 %.

Оптимальным считается режим горения, при котором соблюдаются следующие правила: горение происходит при оптимальном коэффициенте избытка воздуха, ниже которого в дымовых газах появляется недожог. Работа котла с недостатком воздуха для горения сопровождается резким ростом потерь тепла с недожогом, выбросом несгоревшего топлива с дымовыми газами в атмосферу и резким снижением экономичности работы котла.

Современный уровень технологий дает возможность устанавливать в газовых трактах котлов приборы контроля состава продуктов сгорания, которые позволяют улучшить как эффективность работы котла, так и его экологические характеристики.

На сегодняшний день существуют три альтернативных способа регулирования процесса горения топлива:

- по содержанию кислорода в уходящих газах;
- по содержанию оксида углерода в уходящих газах;
- по содержанию оксида углерода и кислорода одновременно.

Регулирование процесса горения напрямую по содержанию кислорода и по содержанию оксида углерода в уходящих газах сопряжено с потерями.

Многих недостатков лишена система, регулирующая процесс по двум параметрам – СО (основной канал) и О (вспомогательный). Наиболее эффективно работает система, где контроллер настроен не на поддержание заданной величины СО, а на обеспечение режима горения на грани появления недожога.

Предлагаемый алгоритм регулирования процесса горения топлива основан на поэтапном регулировании параметров. При выходе котла на рабочий режим контроллер снижает подачу воздуха. При возникновении недостатка кислорода возникает недожог и резко увеличивается концентрация СО. Система скачкообразно увеличивает расход воздуха и поддерживает его в течение заданного промежутка времени. Затем цикл повторяется. Таким образом, система автоматически адаптируется под изменение параметров процесса горения, характеристики газовой и воздушной сред. Хочу обратить внимание, что данный алгоритм не применяется на объек-

тах теплоснабжения ОАО «Татнефть», в целом для теплоэнергетики России является новшеством и несет в себе значительный экономический потенциал. Кроме теплоснабжающих объектов может быть использован и на печах переработки нефти.

Функционально схема управления в данном случае включает в себя:

- ЧРП электродвигателей дымососа и вентилятора;
- систему контроля состава уходящих газов (датчики СО и О, контроллер);
- датчики давления поступающего газа, воздуха и разрежения в топке котла;
- блок управления процессом горения.

Функционирует система следующим образом: при критических изменениях концентраций оксида углерода и кислорода в уходящих газах газоанализатор посылает регулирующий сигнал во встроенный контроллер, дающий команду ЧРП на уменьшение/увеличение подачи воздуха или тяги. Таким образом, достигается оптимальный коэффициент избытка воздуха при любых параметрах системы.

Для осуществления предложенного алгоритма регулирования необходимы приборы, способные быстро измерять концентрацию СО и О в уходящих газах. Такие, как приборы, использующие твердотельные (керамические) датчики, работающие при высоких (до 1000 °С) температурах. Они позволяют осуществить схему динамического отбора пробы за счет набегающего потока среды. Данная схема при использовании отечественных приборов позволяет упростить и снизить стоимость системы.

Анализ рынка твердотельных высокотемпературных датчиков показал, что в последние годы появились дешевые отечественные аналоги импортной техники, такие как АДГ, АНКАТ-410, ТЕСТО, АНГОР-С. В данной работе выбран АНГОР-С в связи с использованием электрохимического типа датчика, возможностью интеграции в компьютерную систему.

Высокие скорости анализа проб уходящих газов твердотельным датчиком позволяют быстро регулировать соотношение компонентов газовой смеси, избегая, таким образом, потери.

Для сокращения затрат и упрощения предложенной схемы оптимально использовать ЧРП со встроенным микроконтроллером. Среди многообразия предложенных на рынке вариантов выбран универсальный низковольтный трехфазный частотно-регулируемый электропривод ТРИОЛ АТ04 ввиду гибкой системы управления и низкой стоимости.

Таким образом, мы получаем автоматизированную систему контроля качества сгорания топлива на основе комплектующих отечественного производства, не уступающих по своим характеристикам импортным аналогам.

В результате внедрения данной системы при эксплуатации котла ДЕ 10/14 мы получим экономию топлива в объеме 120 тыс. м³ в год, электроэнергии в объеме 126 тыс. кВт. При объеме капитальных затрат 1650 тыс. руб. вложения окупятся за 4,25 г.

При внедрении данной системы управления мы получим:

- полную автоматизацию и саморегулирование процесса горения топлива;
- снижение потерь с физическим и химическим недожогом топлива;
- повышение к.п.д. котлоагрегатов во всех режимах горения, вне зависимости от характеристик топлива и нагрузки – 3 %;
- сокращение потребления котельно-печного топлива – 7 %;
- сокращение потребления электроэнергии – 20 %.

Отдельно следует отметить, что система непрерывного контроля газового состава, включающая приборы для анализа O, CO и NO, может быть использована не только для реализации малотоксичных режимов сжигания, но и как система мониторинга для расчета платы за вредные выбросы в атмосферу и их рассеивание на прилегающих территориях.

ПОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

**Э.Ф. ХАКИМЗЯНОВ, Р.Г. ИСАКОВ, А.Х. АБДРАХМАНОВ,
А.Ф. ШАРИФУЛЛИН**

В сетях с малыми токами на землю при выполнении релейной защиты, действующей на отключение, учитываются многофазные короткие замыкания ($K^{(3)}$, $K^{(2)}$) и двойные короткие замыкания на землю ($K^{(1,1)}$). При однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) ($K^{(1)}$) защита, как правило, выполняется действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется отключение этого вида повреждения. Защита от ОЗЗ должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети [1].

При возникновении ОЗЗ в сети возникают перенапряжения различного характера, повышение напряжения в неповрежденных фазах, что может привести к пробое изоляции неповрежденных фаз и переходу ОЗЗ в

«двухместное» или двойное замыкание на землю по своим характеристикам, близким к двухфазным КЗ (рис. 1, а, б).

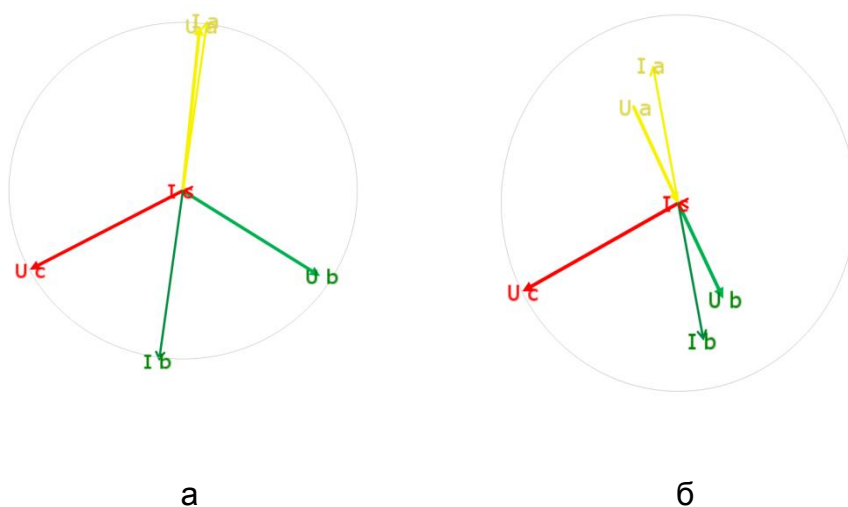


Рис. 1. Векторная диаграмма токов и напряжений при двухфазном КЗ (а) и двойном замыкании на землю (б)

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий устанавливаются преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, то рекомендуется установка дистанционной ступенчатой защиты (ДЗ) [2]. При этом измерительные органы сопротивления (ИОС) в сетях с малым током замыкания на землю выполняются в соответствии с основными принципами ДЗ линий напряжением 110–330 кВ [2].

При выполнении ДЗ в распределительных сетях с малыми токами замыкания на землю следует обратить внимание на тот факт, что защита должна реагировать не только на междуфазные короткие замыкания, но и на однофазные и двойные замыкания на землю с отключением одного (или обоих) из мест повреждения.

В настоящее время существует ряд фирм-производителей комплектов ДЗ в сетях 6–35 кВ (Сириус-ДЗ-35, БЭ2502А10, SIPROTEC 7SA6). Однако в технической документации методическим указаниям по составлению алгоритмов обнаружения однофазного и двойных замыканий на землю с определением поврежденного фидера, фазы, расстояния до мест повреждений, выбору уставок и характеристик срабатывания не отведено достаточного внимания.

Таким образом, целью научно-исследовательской работы является разработка алгоритмов защиты от замыканий на землю в сетях с малыми

токами на землю, выполняющих определение факта возникновения замыканий на землю с указанием поврежденного фидера, поврежденной фазы и расстояния до места повреждения.

Для решения поставленной цели предлагается использование комплекта ДЗ с измерительными органами сопротивления (ИОС) междуфазных и фазных контуров AB, BC, CA, A, B, C соответственно. Поведение ИОС междуфазных и фазных контуров терминалов ДЗ анализируется по результатам моделирования электрической распределительной сети напряжением 10 кВ с односторонним питанием (рис. 2, а, б) в программной среде MatLab Simulink, где система S имеет соотношение $X/R = 0,6/0,1$; $Z_C = 0,6$ Ом, линии $W1$ ($l = 10$ км), $W2$ ($l = 7$ км), $W3$ ($l = 15$ км): $R_{удЛ1} = 0,578$ Ом/км, $X_{удЛ1} = 0,37$ Ом/км, $Z_{удЛ1} = 0,69$ Ом/км; заземляющий трансформатор ТЗ: $S_{ном} = 0,25$ МВ·А, $U_B/U_H = 10/0,4$ кВ, $X_T = 18$ Ом; дугогасящий реактор ДГР: $X_p = 254$ Ом.

При моделировании имитируются замыкания на землю одной фазы в т. 1–1' на отходящих линиях $W2, W3$. В момент времени $t = 0,1$ с происходит замыкание на землю фазы A линии $W2$ (т. 1 – 1 км), при $t = 0,3$ с происходит второе замыкание на землю фазы B линии $W3$ (т. 1' – 1 км). Переходное сопротивление замыкания на землю в месте повреждения принято равным 0 Ом. При этом в статье описывается анализ сопротивления междуфазных и фазных контуров AB, BC, CA, A, B, C , подводимых к измерительным органам Z при повреждении 1-1' при замыканиях на землю в сети с изолированной и компенсированной нейтралью.

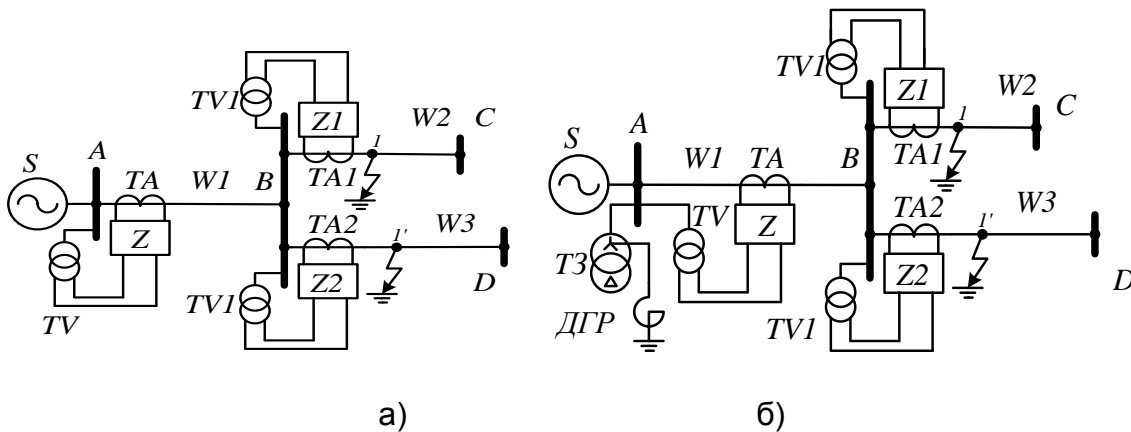


Рис. 2. Схема электрической распределительной сети напряжением 10 кВ:
а – изолированная нейтраль; б – компенсированная нейтраль

Компенсация токов нулевой последовательности (НП) производится включением в нейтраль заземляющего трансформатора (ТЗ) дугогасящего реактора (ДГР), сопротивление которого определяется значением тока НП $3I_0$, по формуле:

$$I_{\text{кА}}^{(1)} = 3I_0 = \frac{3U_{\phi}}{Z_{\text{и1}} + Z_{\text{и2}} + Z_{\text{л1}} + Z_{\text{л2}} + Z_{\text{л0}} - jX_{\text{с}} + 3R_{\text{з}}}, \quad (1)$$

где $Z_{\text{и1}}$, $Z_{\text{и2}}$ – сопротивления прямой, обратной последовательностей источника; $Z_{\text{л1}}$, $Z_{\text{л2}}$, $Z_{\text{л0}}$ – сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей линии; $X_{\text{с}}$ – сопротивление емкостное сопротивление смежных линий; $R_{\text{з}}$ – сопротивление земли.

Согласно [3], компенсация токов НП применяется при значениях емкостного тока замыкания на землю в воздушных сетях 6–20 кВ на железобетонных или металлических опорах – при токе более 10 А. ДГР настраиваются на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Ток компенсации равен:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 3I_0 = \frac{U_{\phi}}{X_{\text{р}}}. \quad (2)$$

Действительный ток компенсации равен:

$$I_{\text{рД}} = \frac{3U_{\phi}}{x_{\text{Т}} + 3x_{\text{р}}}. \quad (3)$$

На рис. 3, а, б представлены осциллограммы токов НП $3I_0$ в моделируемой сети с изолированной и компенсированной нейтралью в режимах ОЗЗ и двойного замыкания на землю на питающей линии W1.

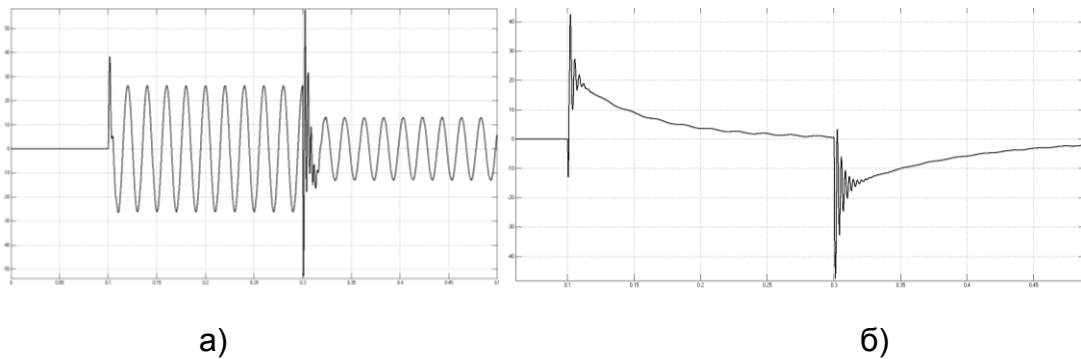


Рис. 3. Осциллограммы токов НП в сетях а) с изолированной и б) компенсированной нейтралью

Замер сопротивлений междуфазных и фазных контуров проводится по классическому алгоритму определения сопротивлений, реализованному в цифровых терминалах дистанционной защиты и описанному в работах [4–6].

Поведение ИОС междуфазного и фазного контуров описывается векторными диаграммами, позволяющими оценить траекторию изменения вектора сопротивления на зажимах реле (рис. 4, а, б, рис. 5, а, б).

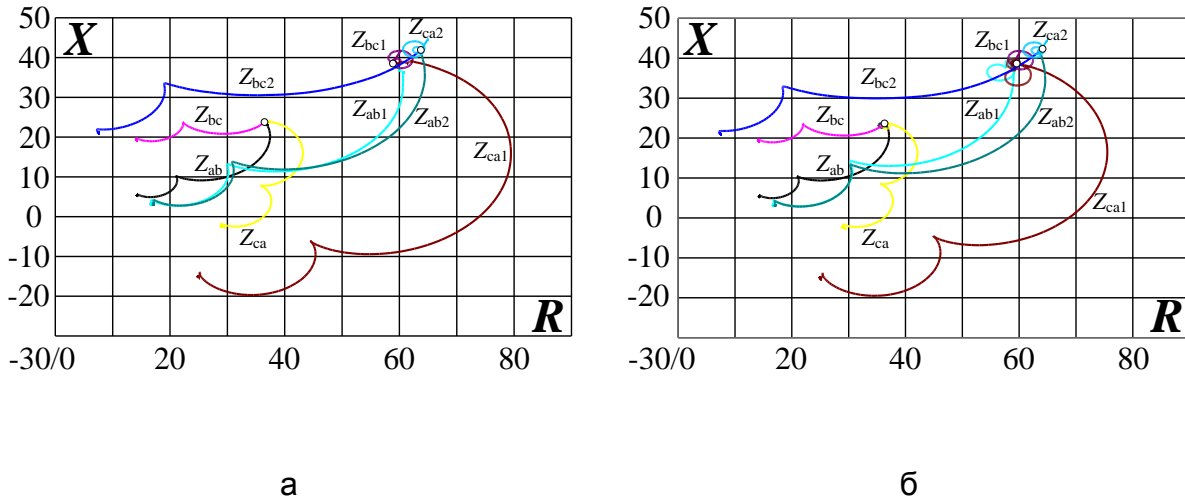


Рис. 4. Диаграмма сопротивления междуфазных контуров AB , BC , CA : а – изолированная нейтраль; б – компенсированная нейтраль

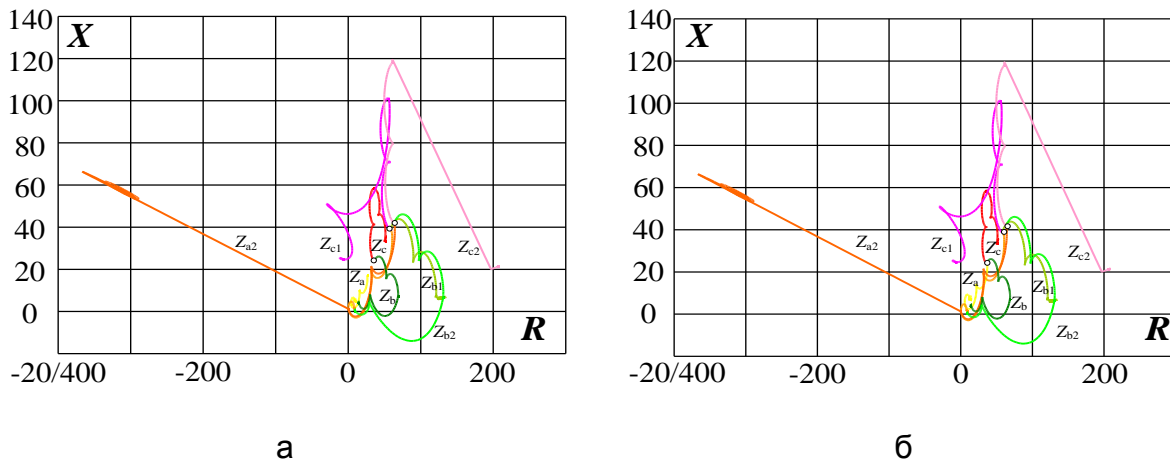


Рис. 5. Диаграмма сопротивления фазных контуров A , B , C : а – изолированная нейтраль; б – компенсированная нейтраль

В нормальном (нагрузочном) режиме сопротивления фазных Z_A , Z_B , Z_C и междуфазных контуров Z_{AB} , Z_{BC} , Z_{CA} одинаковы: $Z_p = (36,4 + j23,8)$ Ом, $\varphi = 33,2^\circ$ ($X_p = 23,8$ Ом; $R_p = 36,4$ Ом, $Z_p = 43,5$ Ом, угол сопротивления на зажимах реле φ равен $33,2^\circ$).

При возникновении в момент времени $t_1 = 0,1$ с ОЗЗ в т. 1 на линии $W2$ сопротивления междуфазных контуров Z_{AB} , Z_{BC} , Z_{CA} остаются неизменными независимо от режима нейтрали, поскольку при ОЗЗ треугольник

междуфазных напряжений не искажается, а токи в линии изменяются незначительно (определяются значительными емкостными сопротивлениями).

Сопротивления фазных контуров Z_A , Z_B , Z_C претерпевают определенные изменения. Поврежденный контур Z_A уменьшается до значения, соответствующего сопротивлению пропорциональному расстоянию до места повреждения. Фазные контура неповрежденных фаз Z_B , Z_C увеличиваются, при этом активные и реактивные составляющие контуров ведут себя по-разному: составляющие R_B и X_C увеличиваются, а X_B , R_C – уменьшаются.

Изменение сопротивлений фазных контуров обусловлено изменением напряжений на поврежденных и неповрежденных фазах. При этом изменение векторов сопротивления не зависит от режима нейтрали сети.

При возникновении в момент времени $t_2 = 0,3$ с второго замыкания на землю в т. 1' на линии $W3$ сопротивления междуфазных контуров Z_{AB} , Z_{BC} , Z_{CA} уменьшаются. Максимальное снижение сопротивления зафиксировано у междуфазного контура AB , т.е. тех фаз, на которых произошли замыкания на землю.

Активные и реактивные составляющие сопротивления контуров Z_{AB} , Z_{BC} уменьшаются, тогда как у контура Z_{CA} активная составляющая увеличивается, а реактивная – уменьшается.

Сопротивления фазных контуров Z_A , Z_B , Z_C также изменяются: контур Z_A увеличивается, контура Z_B и Z_C уменьшаются.

Изменение сопротивлений фазных контуров обусловлено изменением напряжений на поврежденных и неповрежденных фазах. Аналогично с предыдущим периодом времени (ОЗЗ), изменение векторов сопротивления не зависит от режима нейтрали сети.

Таким образом, ИОС реагирует на возникновение аварийного режима замыкания на землю. При ОЗЗ сопротивление поврежденного фазного контура пропорционально расстоянию до места повреждения. При двойных замыканиях на землю необходимо организовывать специальный измерительный орган, реагирующий на данный вид замыкания с учетом предыдущей информации о ОЗЗ.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Юрай-издат, 2007.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.

3. РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ. – М.: Союзтехэнерго, 1970.

4. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. – М., Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1957. – 343 с.

5. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

6. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение / Г. Циглер. – М.: Энергоиздат, 2005. – 322 с.

ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ БМРЗ НА ПОДСТАНЦИЯХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

И.Н. ХАЗИЕВ, А.И. САФАРГАЛИЕВ

В настоящее время в энергосистеме ОАО «Татнефть» с целью повышения надежности электроснабжения, снижения потерь электроэнергии, сокращения затрат на ремонт и обслуживание электрооборудования ведется огромная работа по модернизации подстанций:

– в полном объеме проведена замена масляных выключателей 6 (10) кВ на вакуумные;

– ведется замена электромеханической релейной защиты на микропроцессорную;

– проводится внедрение бесперебойных источников питания цепей управления и автоматики.

Следующим перспективным направлением является дистанционный контроль состояния оборудования и управление элементами системы электроснабжения. Для решения данной задачи на сегодняшний день используют автоматизированную систему управления (АСУ) «ДИСК-110». При данной системе на экране автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера изображается мнемосхема объекта, информация о срабатывании защит, есть возможность управления коммутационными аппаратами, просмотр значений токов и напряжения на секции шин.

Развитие электроники и информационных технологий позволило расширить функциональные возможности электротехнического оборудования и совершенствовать системы управления.

Так существующая система «ДИСК-110» не позволяет в полном объеме использовать возможности внедряемой микропроцессорной защиты (МПЗ) типа БМРЗ:

- не полностью обеспечивается телесигнализация о состоянии защит на подстанции, что затрудняет определение причины срабатывания защит;
- отсутствует возможность дистанционной настройки устройств защиты;
- отсутствует синхронизация (установка времени) в устройствах релейной защиты и автоматики (РЗА), что не способствует качественному анализу аварийных событий;
- считывание журналов событий, осциллограмм возможно только локально с приездом персонала службы, что увеличивает время восстановления энергоснабжения.

Для расширения возможности дистанционного контроля состояния оборудования, а также управление элементами системы электроснабжения разработана система внедрения БМРЗ в «ДИСК-110» путем установки программно-технического комплекса (ПТК) производства ООО «НТЦ Механотроника».

Комплекс состоит:

- из автоматизированного рабочего места – применяется существующее АРМ диспетчера;
- сервера опроса и базы данных – возможно использование существующих;
- функциональных контроллеров (ФК) по одному на подстанцию – вместо существующего шкафа телемеханики.

Данное решение обеспечивает помимо обязательной части функционала «ДИСК-110» дополнительные функции мониторинга РЗА:

- дистанционный просмотр текущего состояния оперативных данных (токи и напряжения) подстанции в целом и каждого присоединения отдельно;
- дистанционный просмотр полной информации об аварии (тип защиты, ток и время срабатывания), возможен дистанционный сброс аварийных сигналов и дистанционное считывания осциллограмм;
- также комплекс позволяет дистанционно вводить, выводить защиты, контролировать и изменять уставки; осуществлять автоматическую синхронизацию времени блоков БМРЗ и просматривать архивную информацию.

Для проверки возможностей данного комплекса проведена экспериментальная работа по запуску тестовой модели непосредственно на под-

станции № 36 НГДУ «Альметьевнефть» с использованием реальных каналов связи системы «ДИСК-110». Работа комплекса дала положительные результаты – функционал обеспечен в полном объеме.

Функциональный контроллер данного комплекса представляет собой промышленный компьютер, который можно дополнять различным программным обеспечением, которое позволит на основе анализа данных, получаемых с устройств МПЗ, организовать новые дополнительные возможности. Так, реализована функция селективного определения поврежденного присоединения при однофазном замыкании на землю на ВЛ 6 (10) кВ. Данная функция является уникальной, еще ни где ничего подобного не применяется.

Возможности данного комплекса позволяют сократить время ликвидации нарушений электроснабжения и уменьшить потери нефти, на чем и основывается расчет экономического эффекта для ОАО «Татнефть». Ожидаемый срок окупаемости данного проекта составляет 3 года 8 месяцев.

Разработанное решение позволяет повысить оперативность и гибкость управления системой электроснабжения, снизить эксплуатационные расходы и повысить надежность электроснабжения потребителей ОАО «Татнефть».

ОПТИМИЗАЦИЯ ПУЛЬСАЦИОННОГО РЕЖИМА ПОДАЧИ ЖИДКОГО РЕАГЕНТА В НЕФТЯНУЮ СКВАЖИНУ

К.Х. ГИЛЬФАНОВ, А.В. САМОЙЛОВ

Цилиндрические осесимметричные каналы широко используются в технике и технологии. Это трубопроводы, проточные части различных установок, теплообменников, двигателей, а также нефтяные и газовые скважины, в которых происходит турбулентное течение жидкостей и газов. Поэтому проводится множество исследований влияния различных возмущающих факторов на гидродинамические параметры турбулентного течения жидкостей и газов в цилиндрических каналах.

При турбулентном течении жидкостей в цилиндрических каналах возникает два участка: начальный и участок основного развитого течения.

На начальном участке происходит возникновение и развитие пограничного слоя вдоль по течению, начиная от входа в канал, из-за значительного действия сил вязкости. Так как скорость потока на стенке канала равна нулю, говорят о явлении «прилипания» частиц жидкости к стенке канала. Толщина пограничного слоя увеличивается вниз по потоку, и на рас-

стоянии, которое называется длиной гидродинамического начального участка, становится равной радиусу канала. Длина начального участка зависит от физических свойств среды, возмущающих факторов, краевых и начальных условий [1].

По мере развития пограничного слоя происходит перестройка полей скоростей, что оказывает влияние на важнейший параметр течения – коэффициент трения. Если начальные и граничные параметры потока не меняются, то развивается стабилизированное турбулентное течение со стабильными кинематическими и интегральными характеристиками по продольной координате.

Совсем иначе выглядит картина течения, когда для его интенсификации применяются пульсации расхода, изменяющие гидродинамические условия и режимы течения в канале. Но для внедрения интенсификации необходимо исследовать сам процесс, оценить положительные и отрицательные эффекты, возникающие при пульсирующих течениях, и найти оптимальные режимы его осуществления.

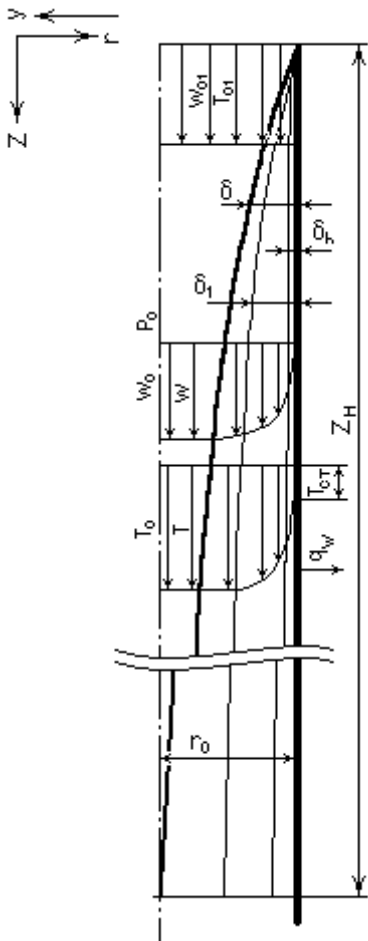


Рис. 1. Модель нефтяной скважины

По данным [2], влияние нестационарности проявляется неодинаково при ускорении и замедлении потока. Эта асимметрия воздействия на пограничный слой позволяет в известной степени управлять гидродинамической структурой потока, с целью минимизации гидравлических потерь.

Рассмотрим пульсирующее течение однофазной несжимаемой жидкости в цилиндрическом вертикальном канале, имитирующем нефтедобывающую скважину. Для осуществления дренирования скважины и закачки жидкого реагента в нефтеносный пласт применяется периодическое гидроимпульсное воздействие (ГИВ), являющееся одним из методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Для создания пульсаций применяются гидроимпульсные насосы или пульсаторы. Особенно эффективными считаются низкочастотные

пульсации, которые способны распространяться в пласт на несколько десятков метров.

Чтобы осуществить такие колебания, необходимо создать периодическое движение столба жидкости в скважине [3]. Затраты энергии на генерацию интенсивных колебаний частотой 0,1–0,4 Гц относительно невелики. Однако на технологию создания пульсаций и затраты энергии существенное влияние оказывает трение в стволе скважины. Поэтому задача уменьшения потерь давления нагнетания на трение – важнейшая задача, решение которой позволяет учитывать один из основных факторов, влияющих на выбор оборудования для МУН [4]. И, как следствие, позволит сократить капитальные вложения. Данная задача должна быть решена с учетом влияния нестационарности, вызывающей отклонение коэффициентов трения при перестройке во времени профиля скорости [1].

Для исследования пульсирующего течения в канале, имитирующем нефтяную скважину, необходима адекватная математическая модель.

В ее основу положена теория пограничного слоя. Модель пограничного слоя двухслойная, то есть пограничный слой состоит из турбулентного ядра и вязкого подслоя. Данная модель относительно проста, но позволяет рассчитывать гидродинамические и тепловые характеристики потока с учетом нестационарных явлений, возникающих при пульсирующих течениях.

Рассматривается нестационарное движение однофазного несжимаемого потока в осесимметричном канале. Нестационарные явления возникают из-за изменения расхода во времени по гармоническому закону на входе в канал. Профили скоростей осесимметричны (рис. 1).

Система дифференциальных уравнений включает уравнение движения:

$$\rho \frac{\partial w_z}{\partial t} + \rho w_r \frac{\partial w_z}{\partial r} + \rho w_z \frac{\partial w_z}{\partial z} = k \rho g_z - \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r \tau_z)}{\partial r}; \quad (1)$$

уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho w_z}{\partial z} + \frac{\partial \rho w_r}{\partial r} + \frac{\rho w_r}{r} = 0; \quad (2)$$

уравнение энергии:

$$\rho \frac{\partial h}{\partial t} + \rho w_z \frac{\partial h}{\partial z} + \rho w_r \frac{\partial h}{\partial r} = \frac{1}{r} \frac{\partial (q r_z)}{\partial r} + \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (3)$$

Единичный вектор k позволяет учитывать направление движения жидкости в вертикальном канале.

Система уравнений решается интегральным методом с использованием параметрических методов расчета. Эти методы позволяют аналити-

чески или экспериментально изучить влияние каждого отдельного фактора на гидродинамические характеристики потока. Далее устанавливаются связи между результатами воздействий и проводится синтез явления в целом.

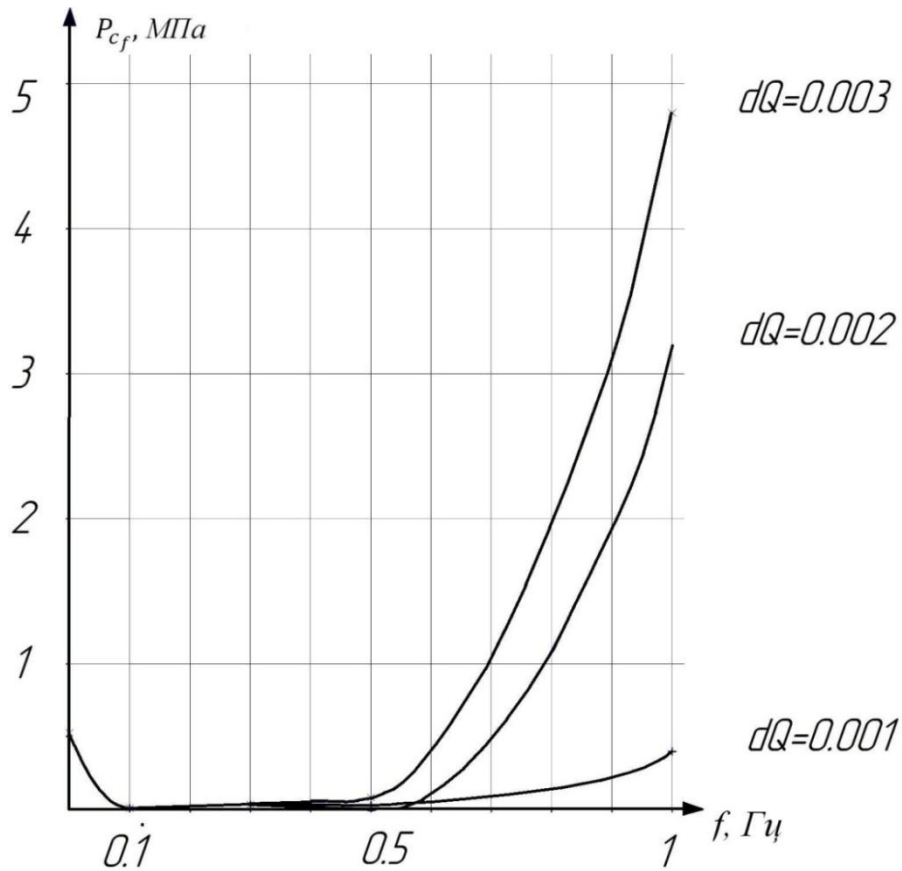


Рис. 2. Потери давления за счет пристеночного трения

Для численного решения уравнений (1–3) необходимо их проинтегрировать с учетом отношения толщин вытеснения и потери импульсов к толщине пограничного слоя.

Система уравнений замыкается соотношением для закона трения, полученного на основе гипотезы турбулентности Прандтля [5]:

$$\sqrt{C_f/2} = (1 - w_1) \int_{\xi_1}^1 \sqrt{\frac{\bar{\tau}}{\bar{\tau}_0}} \frac{d\xi}{\chi \xi}. \quad (4)$$

Уравнения (1–4) позволяют численно определить характеристики пограничного слоя и параметры течения по продольной координате.

Математическая модель реализована на языке «Бейсик». Проведен расчет потерь давления на трение при нестационарном течении воды в скважине глубиной 1500 м, диаметром 0,065 м. Расход на входе в трубу меняется по гармоническому закону. Профиль скорости на входе в канал равномерный. Расчет проведен для четырех характерных точек.

Потери давления с учетом нестационарности при изменении гидродинамических параметров определены по формуле (5):

$$\Delta P_{C_f} = 4 \frac{C_f}{2} \rho_0 w_0^2. \quad (5)$$

Характер изменения потерь давления по длине канала за счет пристеночного трения представлен на рис. 2.

В результате численного эксперимента можно сделать вывод, что при частотах колебания 0,05 до 0,3 Гц потери давления на пристеночное трение по длине канала минимальны. При уменьшении величины амплитуды колебаний воздействия потери давления также уменьшаются.

Величина потерь давления на трение должна учитываться при выборе оборудования для осуществления ГИВ, так как существенно влияет на его рабочие характеристики.

Список литературы

1. Кутателадзе С.С. Теплообмен и трение в турбулентном пограничном слое / С.С. Кутателадзе, А.И. Леонтьев. – М.: Энергоатомиздат. – 1985. – 320 с.
2. Федоткин И.М. Интенсификация теплообмена в аппаратах химических производств / И.М. Федоткин, В.Ф. Фирсюк. – Харьков: Техника, 1971. – 216 с.
3. Балакиров Ю.А. Оптимизация режимов работы скважин / Ю.А. Балакиров, В.Н. Оноприенко. – М.: Недра. – 1981. – 221 с.
4. Маринин Н.С. Методы борьбы с отложением солей / Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев, С.А. Михайлов. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1980. – 55 с.
5. Фафурин А.В. Законы трения и теплоотдачи в турбулентном пограничном слое / А.В. Фафурин // Тепло- и массообмен в двигателях летательных аппаратов. Вып. 2. – Казань: КАИ, 1979. – С. 62–69.

ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «ЭНЕРГОБАЛАНС» ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ БАЛАНСА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ УПРАВЛЕНИИ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

И.Р. САФИУЛЛИН

Производственная деятельность для нефтегазодобывающего управления обусловлена необходимостью снижать потребление электроэнергии,

не снижая объемов добычи нефти. Соответственно, ежегодно в НГДУ вводятся жесткие нормы удельного электропотребления на процессы добычи нефти. Выполнение данной задачи невозможно без точного инструмента, который позволяет производить мониторинг каждого процесса по всей цепочке добычи нефти.

Электроснабжение НГДУ осуществляется от подстанций 110/35/6 кВ. Покупка электроэнергии ведется по коммерческим счетчикам на вводах 6 кВ, подключенных к АСКУЭ ДИСК-110, которая потом распределяется по счетчикам технического учета в ячейках 6 кВ, каждой подстанций. Основной проблемой при таком распределении электроэнергии является получаемый дисбаланс между купленной на подстанции и распределенной расчетным путем по каждому объекту. Следует учитывать, что эти данные ежедневно используются при формировании отчета ОГЭ по величине удельной нормы НГДУ для технологических и геологических служб. Чем более точными данными оперируют специалисты в НГДУ, тем производительнее процесс добычи нефти. Дисбаланс в 10 % может привести к необходимости остановки, либо запуска скважин вне установленного режима, и как следствие к неминуемым потерям в добычи нефти.

Для создания более точного инструмента в НГДУ «Альметьевнефть» поставлены следующие цели:

1. Повышение энергоэффективности процессов нефтедобычи, закачки воды в систему ППД и подготовки нефти в НГДУ.
2. Увеличение оперативности в принятии решений технологическими службами цехов (отделов).
3. Повышение точности планирования энергопотребления по основным технологическим процессам.

Решаемые задачи:

1. Обеспечить оперативный анализ баланса электроэнергии.
2. Обеспечить непрерывный мониторинг удельных затрат электроэнергии по элементам и объектам технологического процесса.
3. Обеспечить прогнозирование потребления электроэнергии.

Обеспечить планирование потребления электроэнергии с учетом планируемых режимов нефтедобычи, закачки воды в систему ППД и подготовки нефти.

Система предназначена для использования специалистами технологических служб и цехов НГДУ.

Определен функционал всех необходимых подсистем программного комплекса «Энергобаланс».

В результате создания алгоритмов обработки всей информации в единой автоматизированной системе получен инструмент для мониторинга удельной нормы энергопотребления процессов нефтедобычи при обеспечении технологических режимов работы объектов.

Баланс расходов электроэнергии производится по уровням:

1. На подстанции между коммерческими счетчиками на вводах и техническим учетом на ячейках отходящих фидеров.
2. По фидерам между техническим учетом в каждой ячейке и потребителями данного фидера с учетом потерь электроэнергии.

Данная структура построения баланса также заложена в материальных потоках жидкости, воды, нефти НГДУ.

Организованная совместная работа по созданию программного комплекса «Энергобаланс» состояла из двух основных направлений:

1. Разработка программного обеспечения.
2. Организация технического учета непосредственно на всех объектах НГДУ.

Исполнителями программного комплекса на разных этапах являются специалисты «ТатАСУ», Научно-технического центра информационных управляющих систем (г. Воронеж), КИС АРМИТС.

Основной работой данных специалистов было:

1. Проведение обследования всех технологических служб НГДУ для точного понимания целей проекта.
2. Создание технического задания.
3. Формирование всех необходимых методик и алгоритмов вычисления.
4. Создание базы данных программного комплекса (не менее 4 тыс. точек учета), где были заведены балансовые группы с различной степенью вложенности объектов – по энергетике 36 подстанций НГДУ и 15 подстанций сторонних сетевых организаций, по ППД 31 КНС.
5. Интеграция объектов и точек учета всех уровней (не менее 20 тыс. связей из АСКУЭ ДИСК-110, АСУТП ПРОТОК, буфер ТМ АРМИТС).

Дополнен технический учет НГДУ следующим образом:

1. Автоматизирован учет электроэнергии объектов подготовки нефти – это 60 агрегатных счетчиков и 11 вспомогательного производства.
2. Большая работа проводится по монтажу устройств защиты электропривода в станциях управления станков качалок с выводом данных расхода электроэнергии на верхний уровень. На сегодняшний день обеспечены контроллерами более 500 скважин. Всего необходимо обеспечить

внедрение УЗЭП на 1200 скважинах. В данном случае обеспечивается не только учет электроэнергии, но и защита электропривода СК.

Создание нового продукта позволит не только планировать электропотребление с требуемой точностью по каждому ЦДНГ, но и определять фактическое потребление по ЦДНГ на добычу нефти, по ЦППД на закачку жидкости и на ЦКППН на подготовку нефти.

Реализация проекта решения задач баланса энергетических и материальных потоков НГДУ позволит производить распределение электроэнергии по каждой скважине, агрегату КНС, что позволяет с учетом права собственности объектов нефтедобычи перевести на прямые договора поставки электроэнергии сервисные компании (ТМС-Групп и Система-Сервис).

Эффектообразующими показателями являются:

1. Снижение недоборов нефти из-за скрытых простоев при падении потребления электроэнергии ниже расчетного (планового).
2. Снижение перепада давлений на насосных агрегатах системы ППД.
3. Снижение рециркуляции жидкости в системе подготовки нефти.
4. Выявление наиболее проблемных объектов по энергопотреблению и разработка оперативных мероприятий по ним для увеличения к.п.д. при плановых и аварийных работах.

Направление использования программного продукта постоянно расширяется. Дополнительно производится мониторинг дисбалансов службами не только НГДУ, но и сервисных компаний. Это позволит на уровне организаций, предоставляющих сервисы по обслуживанию и эксплуатации оборудования, выявлять на раннем этапе отклонения от режимов работы оборудования и, соответственно, инициировать корректирующие воздействия.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВНУТРЕННИМ ОСВЕЩЕНИЕМ АДМИНИСТРАТИВНЫХ ЗДАНИЙ

А.М. КОПЫЛОВ

В последнее время проблема рационального использования энергетических ресурсов приобретает все большую актуальность. Условия для эффективного энергообеспечения и использования энергетических ресурсов установлены федеральными законами и уже регламентируются межотраслевыми нормами и Государственными стандартами РФ.

На освещение тратится около 14 % всей потребляемой электроэнергии, из них порядка 40 % отводится на осветительные нужды административно-бытовых и общественных зданий, что составляет около 70 % от их общего потребления электроэнергии. Поэтому повышение энергетической эффективности осветительных установок (далее – ОУ) административных зданий является одним из наиболее перспективных направлений развития энергетического хозяйства.

Целью данной работы является разработка мероприятий по оптимизации светотехнических и электротехнических параметров ОУ, а также осветительных сетей (далее – ОС) в целом, что в конечном итоге позволит добиться снижения потребления электроэнергии и приведет к существенному сокращению расходов на энергоресурсы.

Экономия электроэнергии на освещение не должна достигаться за счет снижения норм освещенности, отключения части световых приборов или отказа от использования искусственного освещения, при недостаточном уровне естественного света, поскольку потери от ухудшения условий освещения значительно превосходят стоимость сэкономленной электроэнергии. Основным принципом рационального размещения осветительного прибора того или иного типа является целесообразность освещения рабочих поверхностей, с сохранением минимально допустимого уровня освещенности других поверхностей.

Главным направлением экономии энергетических ресурсов, расходуемых на освещение, является применение эффективных источников света с высокой световой отдачей. При этом необходимо учитывать конкретные требования технологического производства. Также одной из важных проблем, определяющей экономичность внутреннего освещения, является правильный выбор систем освещения и светильников: система общего освещения или система комбинированного освещения. Выбор системы освещения и светильников определяется технологическими особенностями производства и способом организации рабочих мест.

Оптимизация светотехнической части ОУ и ОС включает следующие мероприятия:

- правильный выбор систем освещения и типов источников света;
- выбор экономических схем размещения светильников;
- правильный выбор светильников по светораспределению и конструктивному исполнению.

Светильники должны быть расположены и установлены таким образом, чтобы обеспечивались:

- создание нормируемой освещенности наиболее экономичным путем;
- безопасный и удобный доступ к светильникам для обслуживания;
- соблюдение требований к качеству освещения (равномерность освещения, направление света, ограничение вредных факторов: теней, пульсаций освещенности, прямой и отраженной блескости);
- наименьшая протяженность и удобство монтажа групповой сети;
- надежность крепления светильников.

Значительной экономии электроэнергии (20–30 %) можно достичь использованием естественного освещения в сочетании с автоматическим управлением искусственным освещением. Учет изменения интенсивности естественного света особенно важен для помещений с недостаточным естественным освещением.

Для экономного расхода электроэнергии в ОУ помещений должна предусматриваться рациональная система управления искусственным освещением (далее – СУО) в зависимости от:

- присутствия людей в помещении;
- уровня нормируемой освещенности помещения;
- уровня естественного освещения;
- направления деятельности;
- времени суток.

Актуальность использования интеллектуальных СУО определяется повышением энергетической эффективности ОУ и улучшением эксплуатационных характеристик административных зданий. Повышение энергетической эффективности ОУ достигается путем снижения потребления электроэнергии, совершенствования средств, способов освещения, организации правильной эксплуатации ОУ.

В рамках данного направления разрабатывается программный продукт LCS-Design, предназначенный для светотехнического проектирования интеллектуальных СУО административных зданий.

Программа LCS-Design позволяет:

- выбрать тип, мощность и светораспределение необходимого светильника (с возможностью просмотра и одновременного сравнения кривых силы света (КСС) нескольких светильников);
- оценить эффективность выбранной схемы освещения;
- подобрать наиболее рациональное расположение светильников: способ установки, схему размещения, высоту установки;

- провести расчет значений нормируемых параметров осветительной установки в соответствии с положениями действующих федеральных норм СП 52.13330.2011;

- представить исходные данные и результаты расчета в виде многостраничного протокола в наглядной текстовой, табличной и графической форме, удобной для представления в проектной документации;

- выполнять моделирование освещения трехмерных объектов. Моделирование самих объектов может быть выполнено либо в самой программе, либо в программах САПР (например, AutoCAD) с последующей загрузкой dxf-файлов в программу. Кроме того, в программе имеется возможность использовать в качестве геоподосновы растровое изображение освещаемой территории в виде файла в формате bmp.

Программа обеспечивает наглядную визуализацию освещаемых помещений и результатов расчета освещения в виде нанесенных на объекты изолукс, сетки расчетных точек или заливки в серых или фиктивных цветах.

Исходными данными для светотехнических расчетов являются:

- нормируемое значение минимальной или средней освещенности рабочих поверхностей, контраст освещения;

- тип источника света и светильника;

- высота установки светильника и высота расположения рабочих поверхностей;

- геометрические размеры освещаемого помещения и рабочих поверхностей;

- коэффициенты отражения потолка, стен и рабочих поверхностей помещения.

Существуют различные методы расчета искусственного освещения, которые можно свести к двум основным: точечному и методу коэффициента использования светового потока.

Для автоматического управления искусственным освещением применяются датчики освещенности, фотореле, фотоавтоматы. Но использование перечисленного сенсорного оборудования не позволяет контролировать освещенность непосредственно рабочих мест в динамическом режиме. В качестве недорогого и эффективного решения предложено использование IP-видеокамер, что позволяет:

- осуществлять контроль уровня светотехнических характеристик: температуры освещенности рабочих мест, коррелированной цветовой яркости освещения;

- отслеживать присутствие людей в помещении.

В настоящее время ведутся работы по разработке программного обеспечения для осуществления интеграции ССТV-системы видеонаблюдения в интеллектуальную СУО по цифровой шине передачи данных DALI, LonWorks.

Комплексная модернизация системы освещения и внедрение интеллектуальных СУО в ОС административных зданий позволит добиться снижения потребления электроэнергии на 30–60 % при среднем сроке окупаемости 1,5–2 года, что приведет к существенному сокращению расходов на энергоресурсы.

ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ГТУ CAPSTONE НА ГЗНУ-1331

А.А. БИЧУРИН

В 2008 г. в НГДУ «Ямашнефть» в качестве опытной промышленной работы была начата реализация программы утилизации попутного газа с помощью газо-поршневых установок. Учитывая результаты опытно-промышленных работ по газопоршневым установкам в НГДУ «Ямашнефть» и выявленные при этом проблемы, в ОАО «Татнефть» было принято решение о внедрении установок для преобразования попутного газа в электро- и теплоэнергию с принципиально иным конструктивным основанием – микротурбинных установок Capstone.

В 2012 г. на ГЗНУ 206 и 1331 была произведена установка микротурбинных систем общей мощностью 1 и 1,2 МВт соответственно, работа которых осуществляется параллельно с сетью подстанций 215 и 214. В состав каждого кластера вошло по 5–6 микротурбин соответственно.

Технико-экономические показатели работы установок по состоянию на июнь 2013 г. представлены в табл. 1.

Таблица 1

п.п.	Средняя наработка, час	Выработка электроэнергии с момента пуска, кВт*час	Суточная нагрузка, %	Расход газа с момента запуска, м ³
ГЗНУ-206	3798,8	2688995	64,5	931528,6
ГЗНУ-1331	3242,8	3386219	67,6	1091720

Утилизация попутного газа на ГЗНУ-206 реализована на 92 %, на ГЗНУ-1331 на 70 %. В целом по НГДУ внедрение газотурбинных установок позволяет повысить уровень утилизации на 10 % (с 25 до 35 %).

Изначально установка Capstone была спроектирована и смонтирована только для выработки электроэнергии без утилизации тепловой энергии. На сегодняшний день, когда ГТУ вышла в стабильный режим работы, становится возможным рассмотреть использование тепловой энергии от выхлопной системы генераторов.

Предлагаем варианты использования тепла, вырабатываемого в микротурбинных установках Capstone:

- на технологический процесс выделения углеводородов из нефтесодержащих отходов путем обработки моющими растворами (температура нагрева моющего раствора 80 °С);

- на обогрев здания операторной и насосной, общий объем 500 м³ путем подачи теплоносителя при температуре 80–90 °С;

- на нагрев продукции скважин, поступающей на ГЗНУ С целью снижения вязкости поступающей продукции, нагрев осуществить до 30–40 °С;

- на нагрев воды, закачиваемой в пласт, для повышения коэффициента нефтеотдачи пласта при условии ряда технологических условий.

Каждый из данных вариантов предполагает материальные затраты на создание системы теплоснабжения. Однако первичной задачей является создание теплового пункта.

Тепловой схемой предусмотрена выработка вторичного теплоносителя водоводяными пластинчатыми теплообменниками – воды с температурой 95–70 °С для системы отопления и для технологии. В качестве первичного теплоносителя в теплообменниках используется вода с температурой 70–115 °С. Греющая вода идет после утилизатора тепла выхлопных газов. Для улавливания из воды взвешенных частиц на трубопроводы обратной сетевой воды и прямой греющей воды устанавливаются грязевики. Посторонние частицы, случайно попавшие в трубопровод, осаждаются в грязевике. Система теплоснабжения предусматривается с принудительной циркуляцией теплоносителя. Подача насоса определяется исходя из расхода воды через теплообменник для заданного теплового режима, а напор сопротивлением системы отопления.

Технологической схемой теплового пункта предусматривается подготовка и подача сетевой воды с температурой 70–95 °С на нужды отопления здания и на технологии.

Выполнение данного проекта позволит:

- сократить затраты на теплоснабжение объектов НГДУ за счет использования тепловой энергии утилизируемого газа.
- получить дополнительную прибыль от круглогодичного использования шламоулавливающей установки.
- снизить расход электроэнергии на поддержание температурного режима для нагрева продукции скважин, выполняемого для снижения вязкости.
- повысить к.п.д. ГТУ с 30 до 70–85 %.

АЛГОРИТМ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Я.С. СТОЛЯРОВА, Д.Ф. ГУБАЕВ

Все устройства автоматики можно разделить на две большие группы: устройства технологической и системной автоматики.

Технологическая автоматика является местной автоматикой, выполняющей функции управления локальными процессами на энергообъекте и поддержания на заданном уровне или регулирования по определенному закону местных параметров, не оказывая существенного влияния на режим энергосистемы в целом.

Системная автоматика осуществляет функции управления, оказывающие существенное влияние на режим работы всей энергосистемы или ее значительной части. По функциональному назначению системная автоматика разделяется на автоматику управления в нормальных режимах и автоматику управления в аварийных режимах.

Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности предназначена для разгрузки при возникновении статической перегрузки контролируемой связи или группы связей, входящих в сечение, в следующих случаях:

- возникновение внезапного дефицита (избытка) генерирующей мощности в приемной (передающей) относительно данной связи частей ЭС, вызванных отделением избыточного энергоузла, сбросом электрической нагрузки электростанций, в том числе отключением нагрузки от АЧР;
- медленного нарастания перетока активной мощности по связям из-за отсутствия резерва мощности на электростанциях в приемной части или необходимого регулировочного диапазона на электростанциях в передающей части;
- наброса активной мощности на связи из-за отключения шунтирующей связи.

Рассмотрим подстанцию с двумя параллельно работающими трансформаторами при 100 % загрузке. При отключении одного трансформатора второй начинает работать под удвоенной нагрузкой. Длительная работа трансформатора в таком режиме недопустима. Следовательно, необходимо его разгрузить. Разгрузка может быть осуществлена в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации, или согласно ПТЭ.

При разгрузке трансформатора, согласно ПТЭ, довольно грубо определяется допустимый коэффициент перегрузки. Отключение потребителей, которые могли бы остаться в работе, влечет за собой экономические потери, а потери необходимо снижать. Разгрузка осуществляется за счет устройств автоматики разгрузки трансформатора.

Основной задачей научной работы является усовершенствование действующего алгоритма разгрузки трансформатора (АТ) в программе Matlab. Рассмотрение причин аварии на действующих подстанциях 500 кВ, возможных способов предотвращения подобных аварий. К примеру: увеличение числа ступеней разгрузки, корректное формирование групп потребителей, распространение потребителей на шинах. За основу программы планируется взять алгоритм, представленный в ГОСТ 14209-97.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»

Г.Ш. БИКАЕВА

Основной задачей при эксплуатации систем электроснабжения является обеспечение надежности, безопасности и безаварийной работы. При этом одним из ключевых звеньев, обеспечивающих бесперебойное питание всех электрических приемников, являются трансформаторные подстанции. При эксплуатации подстанций возникает ряд проблем, актуальных не только для НГДУ и компании ОАО «Татнефть», но и для всех организаций, имеющих на своем балансе электрические подстанции. Способы решения некоторых из них мы хотим предложить вашему вниманию.

Одной из наиболее характерных проблем, возникающих при эксплуатации маслonaполненного оборудования, является течь масла. Течь масла вызывается целым рядом причин: нарушением прочности сварных швов, старением прокладок на фланцевых соединениях, скрытыми дефектами литья и т.д.

Недавняя проверка, проведенная Ростехнадзором, выявила значительное количество нарушений, связанных с течью маслонаполненного электрооборудования, и еще раз подчеркнула актуальность этой проблемы.

Второй крупной проблемой при эксплуатации подстанций является разрушение железобетонных оснований электрооборудования в результате перепадов температур, сколов и трещин, эрозионного разрушения, нахождения в водной среде.

Существующая схема устранения течи масла и ремонта фундаментов, требующая отключения и демонтажа электрооборудования, дает хорошие результаты, обеспечивает необходимое качество, но нас не устраивает продолжительность и стоимость ремонтных работ, а также снижение надежности электроснабжения на период ремонта. Что нам предлагает современный рынок? Наши поиски привели к современным способам решения описанных проблем с применением новых материалов, которые позволяют решить все поставленные задачи. Речь идет о двух материалах: металлополимерах и бетонополимерах. Эти материалы не так широко известны, используются сравнительно недавно, но хорошо себя зарекомендовали и имеют ряд преимуществ.

На подстанциях НГДУ «Азнакаевскнефть» были произведены работы по устранению течи с применением металлополимеров (рис. 1).



Рис. 1. Устранение течи масла с применением металлополимеров

Использование металлополимеров позволяет произвести экспресс-герметизацию емкостного оборудования без его опорожнения, без демонтажных работ, без длительного простоя оборудования. Металлополимеры

могут эксплуатироваться: при повышенных и пониженных температурах, в сухой и влажной среде, в жидкостях (вода, масла, кислоты, щелочи, органические растворители и др.), при наличии механических нагрузок, при воздействии электрических и электромагнитных полей. Металлополимеры дают возможность восстановления оборудования в труднодоступных местах, обрабатываются всеми известными видами механической обработки, имеют срок службы не менее 5 лет.

Результаты расчета экономической эффективности от использования металлополимеров показали, что по НГДУ «Азнакаевскнефть» чистый дисконтированный доход (ЧДД) составил 997 тыс. руб, по ОАО «Татнефть» ожидаемый экономический эффект составляет более 3,5 млн руб.

На подстанциях НГДУ «Азнакаевскнефть» также были произведены работы с применением бетонополимеров. Преимуществами данной технологии являются: возможность проведения работ без отключения и демонтажа оборудования, высокая адгезия материала к бетону, прочность, устранение проблемы впитывания жидкости, морозостойкость, малое время полимеризации, стойкость к щелочам и кислотам, срок службы бетонополимеров не менее 20 лет (рис. 2).



Рис. 2. Восстановление ж/б фундаментов с применением бетонополимеров

Результаты расчета экономической эффективности от использования бетонополимеров показали, что по НГДУ «Азнакаевскнефть» ЧДД составил 898 тыс. руб. Ожидаемый экономический эффект по ОАО «Татнефть» составляет более 10 млн руб.

Следует отметить, что область применения бетонополимеров гораздо шире. Бетонополимеры также возможно использовать для ремонта фундаментов любого другого энергомеханического оборудования, в том числе фундаментов железобетонных опор ЛЭП, а также для восстановления поврежденных опор воздушных линий. Данные виды работ планируется произвести на объектах НГДУ «Азнакаевскнефть» в 2014 г. (рис. 3).



Рис. 3. Восстановление ж/б фундаментов опор ЛЭП с применением бетонополимеров

Говоря о перспективе применения полимерных материалов, надо сказать, что предлагаемые методы приемлемы для использования не только в НГДУ «Азнакаевскнефть», но и на объектах всей системы электроснабжения «Татнефти», что показал анализ существующего парка трансформаторов. По НГДУ «Азнакаевскнефть» период эксплуатации 70 % трансформаторов превысил 25 лет, по «Татнефти» эта цифра составляет порядка 80 %. Все эти трансформаторы входят в группу риска, т.е. вероятность аварийных ситуаций увеличивается.

Подводя итог всему вышесказанному, можно сделать следующий вывод: использование технологий с применением полимерных материалов

направлено на поддержание надежности электроснабжения, уменьшение затрат на эксплуатацию и увеличение срока службы энергетического оборудования. Преимуществами технологии являются: надежность, техническая доступность, экономичность.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ МЕТОДОМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

И.А. ГАБДРАХИМОВ

В настоящее время актуальными остаются вопросы диагностики состояния и продления эксплуатационного ресурса большого парка электроэнергетического оборудования, в том числе силовых кабелей среднего напряжения. Возникает необходимость разработки и внедрения эффективных методов диагностики. Создание и внедрение эффективной диагностики кабелей и оборудования может не только повысить их эксплуатационную надежность, но и уменьшить материальные затраты на обслуживание и испытания. В процессе эксплуатации под воздействием высокого напряжения в кабелях возникают и развиваются дефекты, что постепенно приводит к старению изоляции и разрушению кабелей. Целью диагностики является предупреждение аварий, на основе лабораторных исследований и выработанных критериев предаварийной ситуации. Эта задача является сложной и до сих пор не решена.

Дефекты в изоляционном материале кабелей могут быть различных размеров и быть первоначально от 1 до 20 мкм. Дефекты образуются на этапах изготовления, транспортировки, прокладки и монтажа кабелей, из-за периодических сжатий и расширений материала в режиме нагрузки. Дефекты представляют собой микрополости и трещины заполненные газом; их число увеличивается за счет термического или химического разрушения диэлектрического материала. В процессе эксплуатации меняются размеры и число дефектов. В режиме online локализовать дефекты удавалось методом осциллирующего возвратного напряжения. Одной из задач является локализация дефектов. Она может быть решена в лаборатории в режиме offline. В большинстве случаев эта задача решается с помощью моделей дефектов. Формализованное описание дефектов в виде их моделей возможно с помощью множества параметров, в том числе и характеристик частичных разрядов (ЧР). Естественно, применяемые для этого характеристики ЧР должны быть, во-первых, получены экспериментальным путем и, во-вторых, обработаны с помощью специального программного обеспече-

ния для получения расчетных значений. Накопление экспериментальных данных является достаточно трудоемкой задачей. Как правило, такие данные далеко не всегда являются полными и поэтому полученные с их помощью модели и оценка вида дефекта являются вероятностными.

За последние 20 лет происходило постепенное изменение стратегии диагностирования оборудования: обоснование неэффективности регламентных испытаний и переход от концепции регламентных испытаний к концепции испытания оборудования по его техническому состоянию. Одновременно решалась задача создания системы диагностирования в режиме автоматического (автоматизированного) мониторинга параметров оборудования под рабочим напряжением (online). Для обеспечения диагностики кабелей и оборудования под рабочим напряжением разрабатывались соответствующие методы и реализующие их технические средства. К таким методам прежде всего следует отнести методы регистрации частичных разрядов (ЧР), позволяющие обнаруживать локальные быстроразвивающиеся дефекты.

В связи с тем, что электроизоляционная система высоковольтного оборудования в основном определяет его эксплуатационную надежность, тщательному диагностированию этой системы уделяют особое внимание. В диагностировании электрической изоляции особая роль отводится методу регистрации частичных разрядов, как наиболее эффективному в выявлении локальных дефектов. По существу, метод регистрации частичных разрядов является единственным, позволяющим в темпе процесса разрушения изоляции обнаруживать развивающиеся локальные дефекты.

Использование характеристик частичных разрядов в качестве диагностических параметров оборудования прежде всего требует применения наиболее информативных характеристик.

Поиск дефектов является одной из важнейших задач технического диагностирования. В большинстве случаев эта задача решается с помощью моделей дефектов. Формализованное описание дефектов в виде их моделей возможно с помощью множества параметров, в том числе и характеристик частичных разрядов. Естественно, применяемые для этого характеристики ЧР должны быть, во-первых, получены экспериментальным путем и, во-вторых, обработаны с помощью специального программного обеспечения для получения расчетных значений. Накопление экспериментальных данных является достаточно трудоемкой задачей. Как правило, такие данные далеко не всегда являются полными и поэтому полученные с их помощью модели и оценка вида дефекта являются вероятностными.

РАСЧЕТ И ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

А.В. КАБАЦКИЙ, И.К. БУДНИКОВА

Развитие ключевых отраслей экономики базируется, прежде всего, на опережающем росте производства электрической энергии.

В соответствии с требованиями Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» в Татарстане реализуется Республиканская программа энергосбережения, одним из приоритетных направлений которой являются мероприятия по снижению потерь в электрических сетях, мероприятия по модернизации средств и систем учета электроэнергии, а также по совершенствованию систем учета энергоресурсов.

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны. В связи с развитием рыночных отношений в стране существенно возросла значимость проблемы потерь электроэнергии.

Основная часть сетей напряжением 0,38–6–10 кВ введена в эксплуатацию в 70–80-е годы прошлого века и вполне отвечала необходимым требованиям [1]. Однако, в связи с тем, что в современных условиях существенно изменился уровень нагрузок в электрических сетях, в связи с недостаточным инвестированием развития и технического перевооружения действующих энергетических сетей, возник целый ряд отрицательных тенденций, негативно влияющих на уровень потерь в электрических сетях. К таким факторам можно отнести физический и моральный износ средств учета электрической энергии, устаревшее оборудование, а также несоответствие используемого оборудования передаваемой мощности.

Распределительные сети 0,38–10 кВ характеризуются значительной долей потерь электроэнергии в суммарных потерях по всей цепи передачи электроэнергии от источников до электроприемников. Это обусловлено особенностями построения, функционирования, организацией эксплуатации данного вида сетей: большим количеством элементов, разветвленностью схем, недостаточной обеспеченностью приборами учета, относительно малой загрузкой элементов и т.п. [2].

Сегодня вопросу модернизации автоматизированных систем учета электроэнергии уделяется большое внимание. В последние годы для расче-

та потерь электрической энергии используются современные программные средства, позволяющие автоматизировать этот процесс.

Автоматизированным учетом охвачены 53 % подстанций напряжением 35 кВ и выше. Однако в распределительной сети 0,38–10 кВ уровень внедрения этих систем учета остается очень низким: из порядка 17 тысяч распределительных и трансформаторных подстанций в автоматический учет включено 1,5 тысяч, или 9 % от общего количества [1].

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии [2].

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Учитывая физическую природу и специфику методов определения количественных значений фактических потерь, они могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям;

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля над потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

Для объективной оценки и детального анализа потерь электрической энергии необходим регулярный расчет потерь электроэнергии в линии. Причем, исходя из временного аспекта, расчеты подразделяются на ретроспективные (выполняются по отчетным показателям), оперативные (определяются по оперативным данным, полученным с помощью измерительных приборов), а также перспективные (выполняются исходя из планируемых показателей работы электрической сети).

ГОСТ [3] устанавливает допустимые значения отклонения напряжения от номинального напряжения сети. Ответственность, за поддержание напряжения в установленных пределах, возлагается на энергоснабжающую организацию.

Из установленной зависимости вытекает, что снижение потерь напряжения (ΔU) $\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{ЦП(ТП)}$ можно регулировать следующими способами.

1. Выбором сечения проводников линий электропередач (R) по условиям потерь напряжения.

2. Применением продольной емкостной компенсации реактивного сопротивления линии (X).

3. Компенсацией реактивной мощности (Q) для снижения ее передачи по электросетям. Кроме снижения потерь напряжения, компенсация реактивной мощности является эффективным мероприятием энергосбережения, обеспечивающим снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

4. Регулированием напряжения (U) в центре питания ($U_{ЦП}$) в диапазоне $\pm 16\%$ с дискретностью $1,78\%$.

5. Регулированием напряжения на промежуточных трансформаторных подстанциях ($U_{ТП}$) в диапазоне $\pm 5\%$ с дискретностью $2,5\%$.

Первый (R) и второй (X) способы выбираются при проектировании сети и не могут изменяться в дальнейшем. Третий (Q) и пятый ($U_{ТП}$) способы хороши для регулирования при сезонном изменении нагрузки сети, но руководить режимами работы компенсирующего оборудования потребителей, необходимо централизованно, в зависимости от режима работы всей сети, то есть энергоснабжающей организации. Четвертый способ – регулирование напряжения в центре питания ($U_{ЦП}$), позволяет энергоснабжающей организации оперативно регулировать напряжение в соответствии с графиком нагрузки сети.

Основой для определения пунктов контроля в распределительной электрической сети и допустимых диапазонов отклонения напряжения в этих пунктах являются потери напряжения распределительной сети от центра питания (ЦП) до характерных электроприемников (ЭП) в режимах наибольших и наименьших нагрузок [4].

В данной работе исследована проблема потерь напряжения на участках линий распределительной сети $0,38 / 0,22$ кВ с позиций разработки оптимального алгоритма расчета и диагностирования. Реализованная про-

грамма расчета основана на использовании метода удельных потерь напряжения и соответствующих положений нормативных документов [3, 4].

Программа позволяет моделировать конфигурацию электрической схемы для воздушной или кабельной линии в зависимости от:

- марки провода (например, алюминий, медь, самонесущий изолированный провод – СИП);
- длины линии электропередачи и ее конструкции;
- закона распределения нагрузки в линии: равномерно распределенной, убывающей по линейному закону или возрастающей по линейному закону.

Справочные данные по потере напряжения для каждого материала провода в зависимости от номинального сечения и коэффициента мощности внесены в программу в формате, который позволяет их дополнять.

Моделируемая линия может быть составной из кабелей разного материала и разной длины, что дает возможность поэлементного анализа потерь напряжения.

Удобный и информативный интерфейс программы позволяет пользователю установить все необходимые параметры для моделируемой конфигурации электрической сети, оперативно проводить расчет потерь напряжения и выполнять диагностирование на выбранных участках линий распределительной сети.

Список литературы

1. Годовой отчет ОАО «Сетевая компания». Казань, 2011. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.gridcom-rt.ru/god_otchet_2011.

2. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 280 с.

3. ГОСТ Р 54149–2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (NEQ). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energometrika.ru>.

4. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.elec.ru/viewer>.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С НИЗКООМНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Д.Г. ИСАКОВ, Р.Г. ИСАКОВ

В сетях среднего напряжения вопрос выбора заземления нейтрали решается по-разному. Это связано с тем, что ни один из известных способов не имеет абсолютного преимущества.

В нашей стране исторически сложилось, что сети среднего напряжения 6–35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через большое сопротивление нейтралью. В качестве такого сопротивления до последнего времени использовались дугогасящие реакторы (ДГР), предназначенные для решения задачи компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Режим изолированной нейтрали имеет одно неоспоримое преимущество – малый ток однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Однако этот режим обладает множеством недостатков [1]:

- 1) феррорезонансные явления, вызываемые кратковременными ОЗЗ;
- 2) дуговые перенапряжения;
- 3) сложность построения селективных защит от ОЗЗ;
- 4) высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений.

Режим заземления нейтрали через ДГР позволяет в определенных случаях снизить ток замыкания на землю до его погасания, т.е. ликвидировать дуговые перенапряжения [4]. Это, в свою очередь, уменьшает число переходов ОЗЗ в двух и трехфазные короткие замыкания.

Недостатки заземления нейтрали через ДГР:

- 1) практически полное отсутствие селективных защит от ОЗЗ;
- 2) возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5U_{\text{Фmax}}$ [1].

Использование высокоомного резистора предотвращает возникновение перемежающихся дуг при ОЗЗ. Также заземление нейтрали через высокоомный резистор способствует предотвращению феррорезонансных явлений в сети.

Рассмотренный режим заземления нейтрали при токах замыкания на землю 15 А и выше требует обеспечения резервного электроснабжения ответственных потребителей. Ячейка выключателя каждой линии должна оборудоваться устройством АПВ и защитой, действующей на отключение.

Поэтому следует считать основной областью применения такого заземления сети с небольшим емкостным током на землю (до 10 А) [2].

Снижение перенапряжений и повышение чувствительности релейной защиты от ОЗЗ решается заземлением нейтрали через низкоомный резистор.

Заземление нейтрали через низкоомный резистор имеет ряд достоинств, подтвержденный мировой практикой и опытом, накопленным в России:

- 1) полное устранение феррорезонансных явлений;
- 2) снижение уровня дуговых перенапряжений и устранение перехода ОЗЗ в двух- и трехфазные замыкания;

- 3) построение простых селективных защит от ОЗЗ;

К недостаткам резистивного заземления нейтрали относятся:

- 1) увеличение тока замыкания на землю;
- 2) появление на подстанции греющего оборудования (резистора мощностью 30–400 кВт) [4].

Выбор низкоомного резистора [3], осуществляется исходя из условий:

- 1) предотвращение перенапряжений при ОЗЗ резистор должен создавать ток не менее емкостного тока ОЗЗ;
- 2) обеспечение селективного срабатывания защит на отключение ОЗЗ.

Селективное отключение может быть обеспечено подключением к нейтрали сети резистора с сопротивлением, вычисляемым по формуле:

$$R_N \leq \frac{U_H}{\sqrt{3}I_{с.з.макс}}, \quad (1)$$

где U_H – линейное напряжение сети; $I_{с.з.макс}$ – максимальный ток срабатывания защиты.

Выбранный из этих условий резистор, как правило, создает активный ток, существенно превышающий емкостный. Если емкостный ток значительно меньше активного $I_C \ll I_R$, то ток ОЗЗ определяется:

$$I_3 \approx I_R = \frac{U_H}{\sqrt{3}R_N}. \quad (2)$$

При ОЗЗ в обмотке, соединенной по схеме «звезда», ток ОЗЗ I_3 , с учетом выражения (2), вычисляют по формуле:

$$I_3 = \left(1 - \frac{W}{100}\right) \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot R_N}, \quad (3)$$

где W – число витков обмотки статора от зажимов до точки замыкания, % от общего числа витков поврежденной фазы.

Число витков обмотки, защищенной от ОЗЗ W , %, вычисляют по формуле:

$$W = \left(1 - \frac{I_{C.3}}{I_R}\right) \cdot 100, \quad (4)$$

где I_R – ток в заземляющем резисторе.

В зависимости от способа выбора заземляющего резистора и значения тока ОЗЗ заземляющий трансформатор для низкоомного резистивного заземления нейтрали сети и резистор должны быть рассчитаны либо на кратковременную, либо на длительную работу в режиме ОЗЗ, в течение которой не должно наблюдаться превышение их нормируемых температурных параметров.

В сетях с низкоомным заземлением нейтрали для измерения тока замыкания на землю $3I_0$ применение трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) недопустимо, так как односекундный ток термической стойкости ТТНП может быть меньше тока ОЗЗ.

Решением данной проблемы возможно применение трехтрансформаторных фильтров тока нулевой последовательности (ТФТНП).

Одним из главных недостатков ТФТНП являются большие токи небаланса, вызванные неодинаковостью характеристик намагничивания фазных ТТ. В основном такие большие токи небаланса появляются в первичной цепи при возникновении переходных процессов. Поэтому ТФТНП для защиты от ОЗЗ может применяться только в сетях 6–10 кВ, работающих с низкоомным заземлением нейтрали [1].

Существует два способа реализации ТФТНП, рис. 1, где в варианте 1 вычисление $3I_0$ осуществляется программным способом, а варианте 2 ток $3I_0$ пропускается через измерительные трансформаторы терминала.

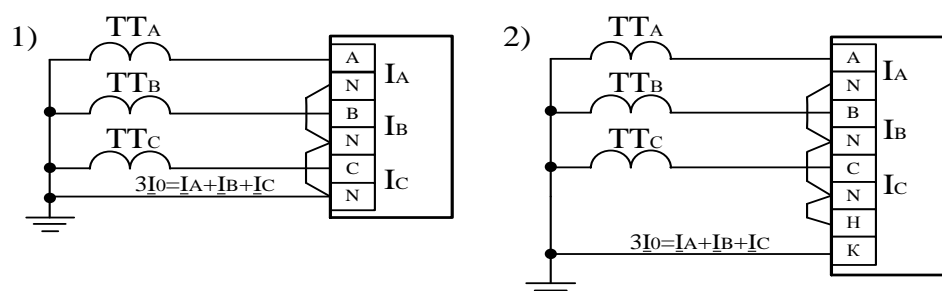


Рис. 1. Варианты реализации ТФТНП в микропроцессорных терминалах релейной защиты

Выбор уставок ОЗЗ в сети с низкоомным заземлением нейтрали [5]

Большие токи междуфазных коротких замыканий (КЗ) (20–60 кА) приводят к появлению в ТФТНП значительных токов небаланса, от которых необходимо отстраивать ток срабатывания защиты от ОЗЗ, если она не имеет соответствующей выдержки времени:

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{кз max}}, \quad (5)$$

где $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε – предельная погрешность трансформаторов тока; $I_{\text{кз.max}}$ – максимальный ток междуфазного КЗ.

$$I_{\text{с.з.з}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (6)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент запаса.

Оценка чувствительности защиты осуществляется следующим образом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{озз}}}{I_{\text{сзз}}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{озз}}$ – ток ОЗЗ.

Чувствительность защиты считается удовлетворительной, если $k_{\text{ч}} \leq 1,5$.

Если чувствительность защиты оказалась меньше требуемой, то защиту от ОЗЗ можно выполнить с выдержкой времени $\Delta t_{\text{озз}}$.

Список литературы

1. Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: Энергетик, 2001.
2. Сирота И.М. Режимы нейтрали электрических сетей / И.М. Сирота, С.Н. Кисленко, А.М. Михайлов. – Киев, 1985.
3. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-1.11.-070-2006.
4. Целебровский Ю. Области применения различных систем заземления нейтрали / Ю. Целебровский // Новости электротехники. – 2004. – № 5 (29).
5. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ с СПЭ кабелями. Подходы к выбору резисторов и принципами построения защиты от ОЗЗ // Новости электротехники. – 2008. – № 2 (50).

КОМПЛЕКСНЫЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Д.Т. ИЛЬЯСОВА, А.М. ГАТАУЛЛИН

Объектом исследования являются комплексные микропроцессорные устройства релейной защиты, которые в отличие от традиционных микропроцессорных устройств, могут определять, например, уровень масла в трансформаторе, температуру для коррекции значений вторичных токов на выходе трансформаторов.

Существует проблема зависимости вторичных токов измерительных преобразователей от температуры и, соответственно, проблема точного определения уставок. Эти проблемы решаются в комплексных микропроцессорных устройствах релейной защиты, например, ООО НТЦ «Механотроника». В память микропроцессора записываются эталонные зависимости вторичных токов измерительных преобразователей от температуры, с их учетом, совместно с температурой воздуха, определяются уточненные значения силы тока. Зная уточненные значения вторичных токов, мы можем более точно определить значения первичных токов и качественнее спроектировать релейную защиту трансформаторов.

Модернизированные блоки серии БМРЗ-100 успешно испытаны для применения в сложной электромагнитной обстановке. К существующим решениям БМРЗ-100 добавлены новые: 1) универсальная защита двухобмоточного трансформатора и автоматика управления выключателем; блок включает в себя дифференциальную, газовую и токовые защиты в соответствии с национальными стандартами; 2) комплект ступенчатых защит линии и автоматики линейного выключателя 35 кВ, включающий дистанционную защиту и АПВ с контролем напряжения и синхронизма для линий с двухсторонним питанием; 3) комплект защиты двигателей 6–10 кВ, включающий все необходимые защиты синхронных и асинхронных двигателей, выполненные в соответствии с методикой расчета уставок «Релейная защита электродвигателей напряжением 6–10 кВ терминалами БМРЗ.

НТЦ «Механотроника» продолжает расширение и совершенствование линейки своей продукции. Завершена разработка и успешно проведены испытания нового микропроцессорного блока релейной защиты БМРЗ-108-ЦРН (центральный регулятор напряжения). БМРЗ-108-ЦРН предназначен для автоматического регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой. В данном устройстве реализована возможность управления электроприводами устройств регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой при ручном и автоматическом регулировании. Применение

токовой компенсации позволяет обеспечить регулирование напряжения с учетом нагрузки секции. Автоматический режим с постоянной и интегральной задержками выдачи сигнала предоставляет возможность учитывать динамические характеристики нагрузки сети и обеспечивать высокое качество регулирования напряжения при небольшом количестве переключений. Контроль выполнения команд регулирования при неисправности устройств регулирования напряжения помогает своевременно принимать меры по обеспечению потребителей электроэнергией высокого качества. Помимо перечисленных выше функций БМРЗ-108-ЦРН сохранил в себе все достоинства и полную функциональную преемственность выпускаемой линейки блоков БМРЗ-100, широко востребованных на энергообъектах России и стран ближнего зарубежья.

Проектирование РЗ не имеет смысла, если уровень масла в баке трансформатора ниже критического, поэтому комплексные микропроцессорные устройства релейной защиты учитывают и этот параметр. Это позволяет не только реагировать на аварийный режим в системе, а предсказать его.

В будущем, скорее всего, появятся более функциональные комплексные микропроцессорные устройства релейных защит с большим числом учитываемых параметров.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ ГОЛОЛЕДА НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.Р. ЯРУЛЛИН, В.А. КАСИМОВ, Р.Г. МИНУЛЛИН

Гололедные аварии являются одними из самых тяжелых и трудноустраняемых аварий на воздушных линиях. Их ликвидация затруднена из-за зимнего бездорожья, мерзлого грунта и разбросанности по линии одновременно пораженных участков. Гололедные аварии на воздушных линиях, как правило, имеют массовый характер и приносят большой ущерб. Эти аварии составляют для территории России около 25 % от общего количества повреждений на воздушных линиях, а их продолжительность – около 40 % от общей продолжительности всех аварийных отключений [1].

Поэтому в настоящее время существуют методы прогнозирования вероятности возможного гололедообразования на основе метеорологических данных воздушной среды, окружающей провода, с учетом технических параметров линии электропередачи и непосредственный контроль процесса

гололедообразования на проводах с помощью датчиков гололеда, что позволяет достаточно точно определять момент начала его плавки.

На сегодняшний день имеется огромное количество патентов, которые предлагают методы и датчики для обнаружения гололеда за счет изменения при его появлении физических параметров среды, окружающей провода, или электрических характеристик проводов [2, 3].

Наиболее интересные результаты по прогнозированию гололедообразования по метеорологическим данным были получены в Италии [4]. При этом обрабатываются выходные данные прогноза погоды, такие как температура воздуха, уровень осадков, интенсивность и направление ветра. На их основе определяются области потенциального риска из-за гололедообразования для линий электропередачи. После этого, с использованием модели гололедных отложений вычисляется ожидаемая нагрузка ледяной муфты для проводов с различными диаметрами. Эта система прогноза в состоянии предсказывать опасность обледенения проводов по целой стране и выдавать информацию о состоянии линий электропередачи. Каждый день уровень опасности возникновения ледяной муфты отображается на карте заданного региона Италии.

Система помогает диспетчеру управлять энергетической сетью. Некоторые основные достоинства этой системы прогноза: интерактивность и доступность через Интернет, простота в использовании для людей метеорологов, предоставление информации о возможной аварийной ситуации в реальном времени.

Достоверность данного метода прогнозирования появления гололеда на проводах воздушных линий не очень высока. Предупреждения прогноза являются «потенциальными предупреждениями», при этом принимаются во внимание только такие погодные условия, которые способствуют отложению влажного снега на проводах. Сочетания других обстоятельств и причин, ведущих к гололедообразованию, не рассматриваются. Поэтому количество ложных тревог может быть высоким.

К сожалению, данные рассматриваемого способа прогноза являются предупреждением о возможном возникновении гололедообразования и не могут быть конкретным указанием о начале плавки гололеда, образовавшегося на проводах воздушных линий электропередачи. И в связи с этим, практическое применение для обнаружения гололеда нашли метод взвешивания проводов и метод локационного зондирования линий электропередачи.

Рассмотрим особенности указанных направлений более подробно.

Наиболее объективным методом измерения величины гололедной нагрузки на проводах воздушной линии является метод измерения веса одного или нескольких пролетов провода воздушной линии. Величина натяжения провода при этом определяется нагрузками от гололеда и ветра, а также температурой окружающей среды. Оценка степени напряженного состояния провода и сравнение ее с предельно допустимым значением осуществляется с помощью весовых датчиков. Показания весового датчика передаются на диспетчерский пункт с использованием канала связи [5].

В упомянутой системе обнаружения гололеда для взвешивания проводов используются тензометрические датчики. Так как это точечные датчики, определяющие вес гололедных отложений только около одной опоры ЛЭП, то для расширения зоны контроля применяются устройства видеонаблюдения. А общая гололедная ситуация на ЛЭП характеризуется путем прогнозирования опасных гололедных отложений на основе текущих метеорологических данных (температура и влажность окружающей среды, направление и скорость ветра), а также данных о температуре токонесущего провода.

АИСКГН состоит из пунктов контроля, расположенных на линиях электропередачи в местах наиболее вероятного гололедообразования, и приемных пунктов, расположенных в диспетчерских центрах.

При локационном способе обнаружения гололеда [1–3] информацию о появлении гололеда несут импульсы, отраженные от любой неоднородности волнового сопротивления линии (далее – неоднородности), имеющейся на ней. Неоднородностями являются места присоединения ответвлений к линии электропередачи, места соединения воздушных линий с кабельными вставками. Это могут быть искусственно включенные в линию неоднородности в виде ВЧ заградителей как некие реперные точки, от которых будут отражаться зондирующие импульсы локационного устройства.

При образовании гололедных отложений увеличивается время прохождения отраженным импульсом заданного участка линии с одновременным уменьшением его амплитуды.

Для обнаружения гололеда на ЛЭП разработан комплекс, который представляет собой автономное устройство для автоматического обнаружения гололедных отложений на ЛЭП по двум критериям: задержка импульса Δt и уменьшение амплитуды импульса ΔU .

При появлении гололедных отложений величины U и Δt меняются синхронно. Использование двух критериев повышает надежность обнаружения гололедных отложений на проводах линий электропередачи.

В результате длительных теоретических и экспериментальных исследований установлено, что локационный метод измерения запаздываний импульсных сигналов на линиях электропередачи является высокочувствительным измерительным средством.

Важнейшим преимуществом локационного способа обнаружения гололеда является то, что вся аппаратура располагается около начала или конца линии электропередачи в производственных помещениях подстанции и контролирует всю линию.

Преимущество локационного метода обнаружения гололеда на проводах ЛЭП состоит в том, что нет необходимости в установке отдельных гололедных датчиков на проводах ЛЭП и телемеханической аппаратуры для передачи показаний датчиков на диспетчерский пункт; обеспечивается контроль всей линии, а не только одного пролета, имеет более простой состав аппаратуры, при монтаже локационного устройства не требуется вмешательства в конструкцию ЛЭП. Имеется возможность периодического контроля с помощью коммутатора одним локационным устройством всех линий, отходящих с подстанции.

Кроме того, локационное устройство обеспечивает обнаружение повреждений линии в виде обрывов и коротких замыканий проводов, в виде однофазных замыканий на землю с указанием вида повреждения и расстояния до него, причем почти мгновенно в течение нескольких миллисекунд прямым путем без всяких пересчетов, однозначно и достоверно.

Локационное зондирование может осуществляться на ЛЭП, находящихся под напряжением и на отключенных линиях, а также на грозотросах, т.е. на любых металлических проводниках. Локационное устройство может функционировать при аварийном отключении питающего напряжения на ЛЭП за счет наличия собственного генератора зондирующих импульсов, на что не способны системы релейной защиты.

С 1 февраля 2013 г. на ЛЭП 330 кВ «Баксан – Прохладная 2» (ОАО «МЭС Юга», Северный Кавказ) проводились совместные эксперименты по обнаружению гололеда методом взвешивания и локационным методом (рис. 1).

На рис. 1, а показаны изменения во времени запаздывания Δt отраженного сигнала при зондировании ЛЭП 330 кВ «Баксан–Прохладная 2» (ОАО, «МЭС Юга», Северный Кавказ) локационным комплексом, разработанным в КГЭУ. Результаты зондирования сравниваются с показаниями P весовых датчиков, расположенными на расстояниях 1,3 км (опора № 243) и 29,3 км (опора № 134) от начала линии «Баксан – Прохладная 2» (рис. 1, б и в).

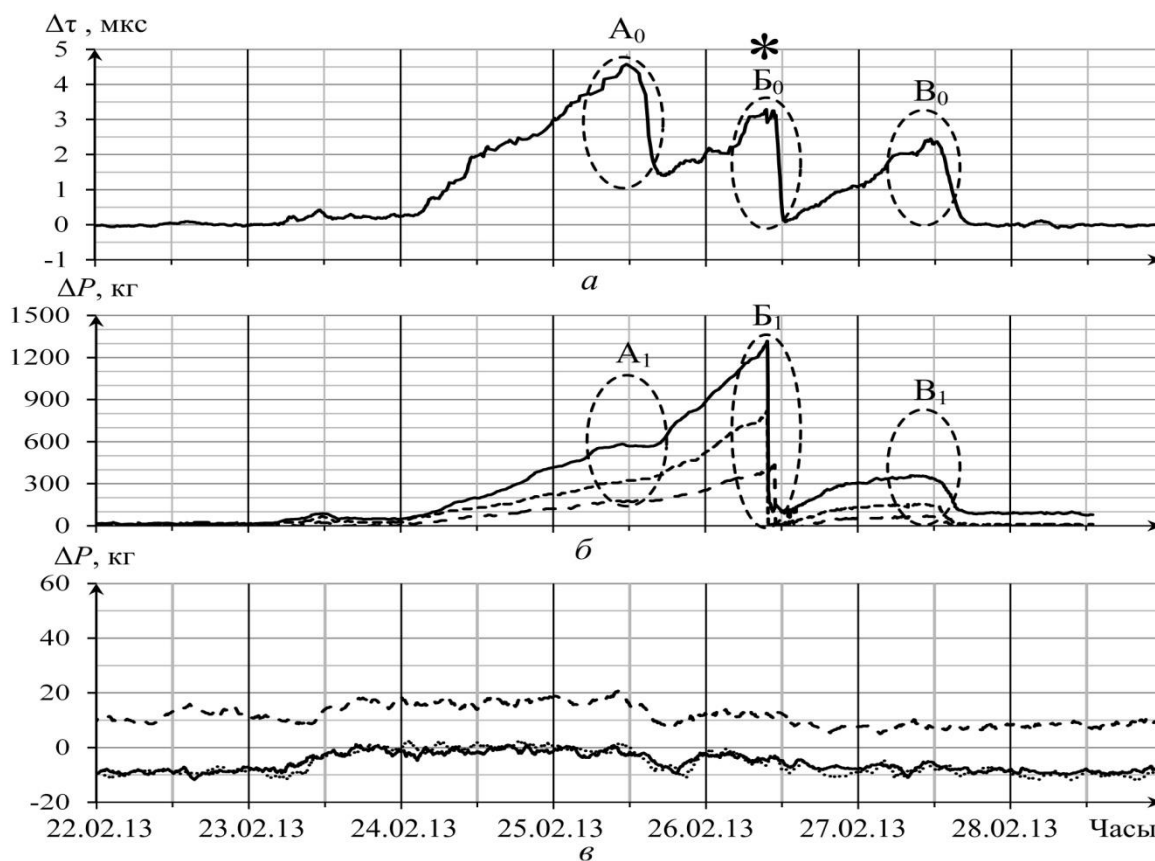


Рис. 1. Регистрации гололедных отложений методами зондирования и взвешивания проводов

Появление крупных гололедных отложений имело место в интервале 24.02–27.02.2013. По данным локационного зондирования, гололед начал нарастать с полуночи 24.02.2013, отложения на линии достигли максимума в полдень 25.02.2013. (A_0) с $\Delta\tau_{\text{макс}} = 4,5$ мкс. Потом на некоторых участках линии произошел сброс гололеда, затем рост гололеда продолжился до полудня 26.02.2013. (B_0) с $\Delta\tau_{\text{макс}} = 3,3$ мкс. В это время началась плавка гололеда (на рис. 1 отмечено звездочкой). После принудительного сброса гололедных отложений в полдень 26.02.2013 их рост продолжился до полудня 27.02.2013 (B_0) с $\Delta\tau_{\text{макс}} = 2,5$ мкс. Затем произошел естественный сброс отложений, и линия вернулась в свое штатное состояние.

По данным весовых датчиков на опоре № 243 гололедное отложение постепенно нарастало до момента его плавки в полдень 26.02.2013. После плавки гололед продолжал медленно нарастать. Затем в полдень 27.02.2013 отложения исчезли естественным путем.

Как видно из сравнения рис. 1, а и 1, б, общая динамика величины гололедных отложений в обеих регистрациях примерно одинакова. Но в деталях есть различия, так как при локационном зондировании контролируется вся линия, а весовые датчики контролируют только один пролет

линии. При этом нет гарантии, что около установленных весовых датчиков всегда будет максимум гололедной нагрузки.

Сравнение показаний датчиков на опорах № 243 и № 134 на рис. 1, б и в показывает, что гололедные отложения, обнаруживаемые датчиком на опоре № 243, не обнаруживаются датчиком на опоре № 134, и наоборот, из-за локальности гололедного отложения. При локационном зондировании все возникшие гололедные отложения четко фиксируются, как это видно на рис. 1, а.

Таким образом, можно считать, что локационный способ обнаружения гололедных отложений является более объективным. Идентификация места гололедного отложения, ведущего к аварии линии электропередачи, осуществляется с использованием специальных мер.

Список литературы

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждений линий электропередачи импульсным методом / Г.М. Шалыт. – М.: Энергия, 1968. – 216 с.
2. Минуллин Р.Г. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи / Р.Г. Минуллин, И.Ш. Фардиев. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008. – 202 с.
3. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием / Р.Г. Минуллин и др. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 207 с.
4. Bonelli P. Experimental activity and investigation of wet-snow accretion on overhead power lines in Italy / P. Bonelli, M. Lacavalla //Proc. 13th International Workshop on Atmospheric icing of Structures, Andermatt, September 2009.
5. Левченко И.И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учеб. пособие / И.И. Левченко и др. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ ПО ДЛИНЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЛОКАЦИОННЫМ МЕТОДОМ

В.А. КАСИМОВ, Р.Г. МИНУЛЛИН, М.Р. ЯРУЛЛИН

На большей части территории России в зимний период воздушные линии электропередачи (ЛЭП) подвержены обледенению проводов. Сверхнормативные гололедно-изморозевые отложения (ГИО) становятся причиной провисания и обрывов проводов, разрушения арматуры, полом-

ки опор воздушных линий электропередачи. Обычно на ликвидацию подобных аварий уходит много времени и средств, в первую очередь это связано с массовым характером повреждений и разбросом по линии одновременно пораженных участков. Использование устройств, ограничивающих и предупреждающих атмосферные воздействия на линию, позволяет предотвратить повреждения воздушной линии (ВЛ).

На динамику образования ГИО на проводах воздушных линий электропередачи влияют как состояние окружающей среды: температура, влажность, направление и сила ветра, так технические параметры ЛЭП: величина протекающего нагрузочного тока, высота подвеса и диаметр проводов.

В настоящее время широкое распространение получили два подхода:

- прогнозирование возможного гололедообразования на основе метеорологических данных воздушной среды, окружающей провода, с учетом технических параметров линии электропередачи;

- непосредственный контроль процесса гололедообразования на проводах с помощью датчиков гололеда, что позволяет достаточно точно определять момент начала его плавки.

На практике применяются два метода непосредственного контроля гололедообразования: метод взвешивания проводов и метод локационного зондирования линий электропередачи.

Измерения веса провода воздушной линии являются прямыми измерениями величины гололедной нагрузки на проводах ЛЭП. Однако один датчик измеряет вес провода с гололедными отложениями не на всей ЛЭП, а лишь на ее участке, и ГИО могут образоваться на неконтролируемых пролетах линии электропередачи, где они не будут обнаружены. Для полного контроля всей линии необходимо устанавливать большое количество весовых датчиков и устройств, передающих их показания на пункт управления.

При локационном способе диагностики ЛЭП информацию несут импульсы, отраженные от имеющихся неоднородностей волнового сопротивления линии [1]. При образовании гололедных отложений увеличивается время прохождения участка линии импульсом и появляется его дополнительное затухание. Локационный метод позволяет контролировать всю линию электропередачи, при этом определяется значение стенки гололеда, усредненное по всей длине линии. В связи с этим была поставлена задача локализации участков линии с гололедными образованиями.

Концы линий, места присоединения ответвлений к линии электропередачи, места соединения воздушных линий с кабельными вставками, а также искусственно включенные в линию неоднородности в виде ВЧ за-

градителей вызывают значительные изменения волнового сопротивления. Исследования чувствительности и стабильности [2] метода локационного зондирования показали, что с использованием цифровой обработки сигналов [3] можно обнаруживать даже незначительные изменения волнового сопротивления линии, априори присутствующие на линии. В настоящий момент ведется детальное исследование причин, вызывающих эти неоднородности.

Для примера, на рис. 1 и 2 приведены данные мониторинга состояния воздушной ЛЭП 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» за период, в течение которого неоднократно происходило гололедообразование на проводах. Динамика изменения запаздывания импульсов, отраженных от неоднородностей волнового сопротивления около опор № 40, 99, 134, 155 и в конце ЛЭП, представлены на рис. 1.

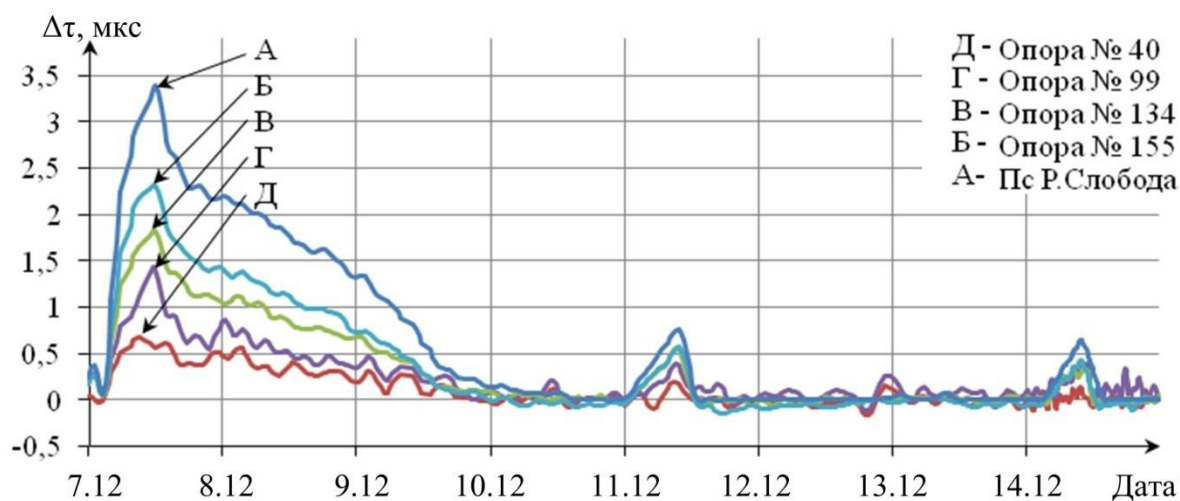


Рис. 1. Динамика изменения запаздывания импульсов, отраженных от неоднородностей волнового сопротивления, которые расположены около опор № 40 (Д), 99 (Г), 134 (В), 155 (Б) и в конце линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» (А)

По измеренным значениям запаздывания и затухания локационных импульсов были рассчитаны стенки гололеда [4] для участков линии, а также усредненное по всей длине линии значение (пунктирная кривая), результаты приведены на рис. 2. Для всех участков линии получены различные значения стенки гололеда. Так максимальная стенка была зафиксирована на участке между опорами № 99 и 134, а минимальная между опорами № 40 и 99. Этот способ позволяет устранить недостаток локационного метода, заключающийся в определении интегрального по всей длине линии значения стенки гололеда, что в свою очередь позволит предотвратить аварии на коротких, но сильно подверженных гололедообразованию участках линии.

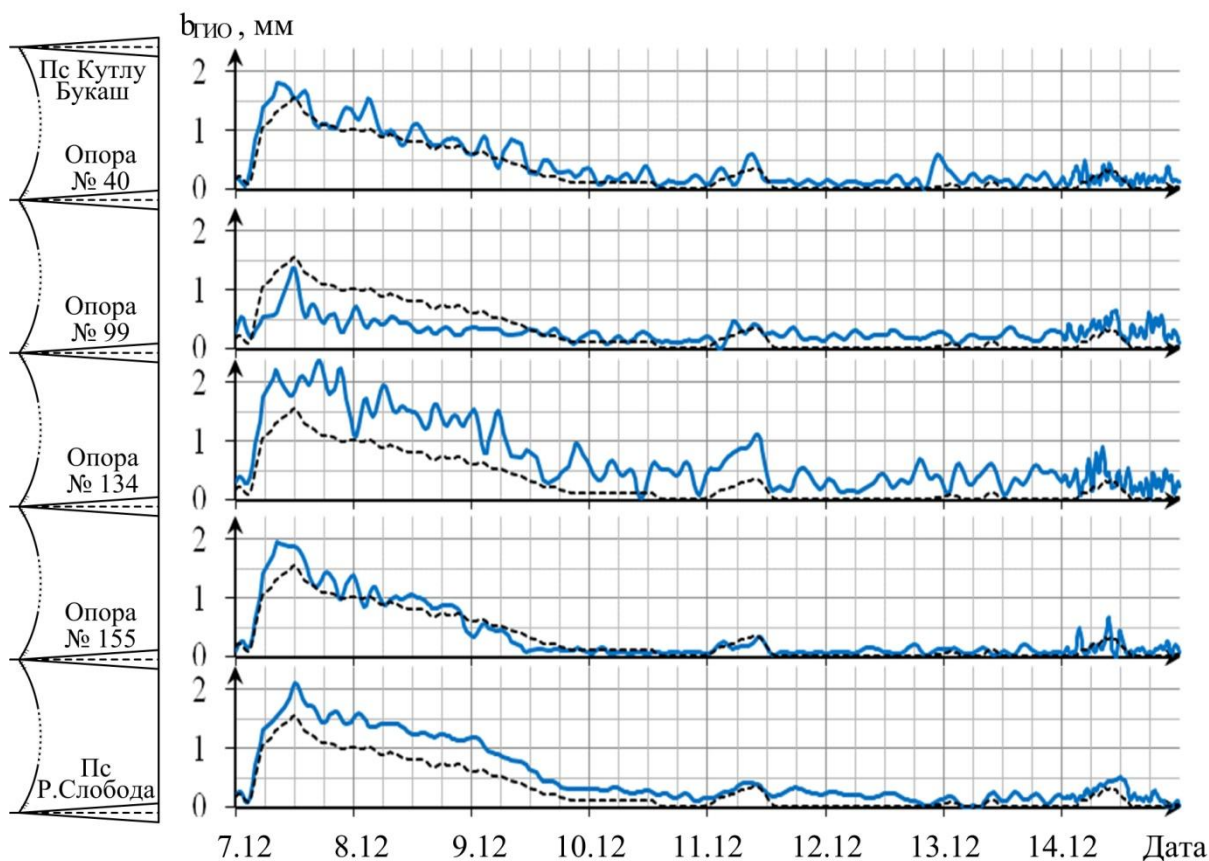


Рис. 2. Динамика изменения значений стенки гололеда на проводах ВЛ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» для ее различных участков

В дальнейшем будут исследоваться вопросы создания и использования искусственных неоднородностей на линии, что позволит разбивать линию на сегменты в необходимых местах. А также по полученным данным мониторинга состояния линий будут определяться участки, наиболее и наименее подверженные гололедообразованию.

Список литературы

1. Минуллин Р.Г. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием / Р.Г. Минуллин, Д.Ф. Губаев. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 207 с.
2. Минуллин Р.Г. Исследование предельной чувствительности и стабильности высокочастотного тракта линии электропередачи при его локационном зондировании / Р.Г. Минуллин и др. // Материалы докладов VII ежегодной междунар. науч.-практ. конф. «Повышение эффективности энергетического оборудования». – Спб.: СПбГПУ, 2012. – С. 215–227.
3. Минуллин Р.Г. Выделение сигналов локационного зондирования на фоне помех в высокочастотном тракте линий электропередачи / Р.Г. Минуллин и др. // Материалы докладов VII ежегодной междунар. на-

уч.-практ. конф. «Повышение эффективности энергетического оборудования». – СПб.: СПбГПУ, 2012 – С. 158–166.

4. Касимов В.А. Метод расчета толщины стенки гололеда на проводах линий электропередачи при локационном зондировании / В.А. Касимов, Р.Г. Минуллин, М.Р. Яруллин // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф. Т.1. – Новочеркасск: «Лик» (ЮРГПУ), 2013. – С. 488–492.

ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ТРАКТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА АМПЛИТУДУ ОТРАЖЕННЫХ ЛОКАЦИОННЫХ СИГНАЛОВ

Р.Г. МИНУЛЛИН, В.А. КАСИМОВ, Т.К. ФИЛИМОНОВА

Метод локационного зондирования высокочастотных (ВЧ) трактов воздушных линий электропередачи (ЛЭП) позволяет определять неоднородности проводов, такие как короткие замыкания, обрывы и гололедные образования. Это, в свою очередь, позволяет повысить надежность ЛЭП и ускорить восстановление электрических сетей в случае их повреждения [1].

Представлены результаты исследований стабильности и предельной чувствительности каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи путем анализа изменений амплитуды отраженных импульсов.

В штатной ситуации при отсутствии гололеда на проводах линии электропередачи нестабильность параметров амплитуды U и запаздывания Δt зависит от механического удлинения проводов ЛЭП под влиянием увеличения температуры окружающей среды, солнечного нагрева, существующей нагрузки линий электропередачи, порывов ветра. На нестабильность параметров U и Δt влияют погодные условия в виде тумана, мороси, дождя и снега. Кроме того, флуктуации отсчетов значений U и Δt возникают под влиянием шумов и помех, которые постоянно присутствуют в ВЧ канале ЛЭП.

Необходимо установить: не окажутся ли величины случайных вариаций U и Δt больше изменений этих параметров при появлении гололедных отложений на проводах ЛЭП и не будут ли они маскировать процедуру обнаружения начала образования гололедной муфты и ее последующую динамику. Кроме того, флуктуации значений амплитуды U и запаздывания Δt импульсных сигналов, происходящих в штатных условиях, необходимо учитывать при выборе уставок для обнаружения гололеда на проводах линий электропередачи.

На рис. 1 приведены суточные изменения амплитуды $U(t)$ отраженных сигналов, измеренные через 30 мин в относительных единицах (о.е.) в

течение пяти суток с 20 по 24 июля 2011 г. на линиях «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (а) и «Кутлу Букаш – Нырты» (б). На приведенных графиках хорошо видны суточные вариации $U(t)$: в полдень значения амплитуды U минимальны, а в полночь – максимальны. Кроме того, на суточный тренд накладываются хаотические флуктуации амплитуды сигнала.

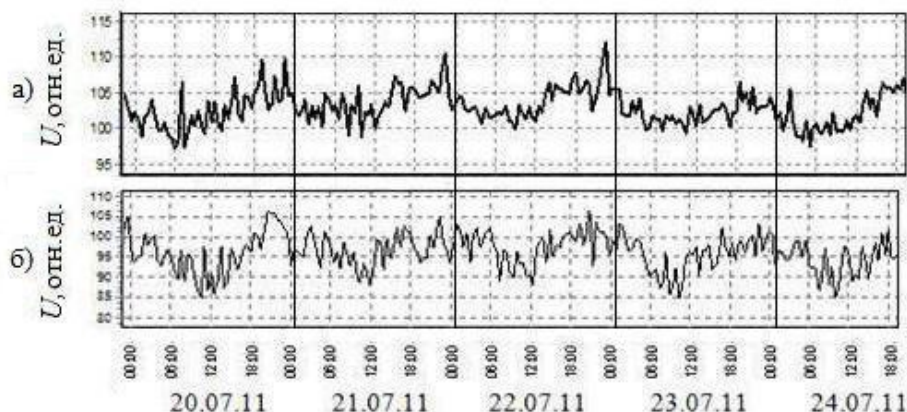


Рис. 1. Суточные изменения амплитуды U отраженных импульсов (в относительных единицах), измеренные в штатном режиме через 30 мин в течение пяти суток с 20 по 24 июля 2011 г. на линиях 110 кВ «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (а) и «Кутлу Букаш – Нырты» (б)

Эти изменения амплитуды отраженных сигналов обусловлены, видимо, увеличением сопротивления проводов при их нагревании, что и имеет место в полдень. Величина относительных суточных изменений амплитуды U составляет на линии «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (длина 45 700 м) примерно 10 %, а на линии меньшей длины «Кутлу Букаш–Нырты» (длина 37 800 м) – примерно 5 %. Коэффициент взаимной корреляции суточных вариаций значений амплитуды U на обеих линиях равен 0,49, поэтому можно считать, что эти колебания объективно существуют и вызваны одной и той же причиной.

Случайные флуктуации амплитуды отраженных сигналов подчиняются, подобно белому шуму, закону Гаусса или близки к этому.

Месячные массивы текущих значений амплитуд U , отраженных сигналов, измеренных через полчаса (рис. 2, а), были представлены в виде дифференциальных распределений $P(U)$ за все годы наблюдений на всех линиях. Пример дифференциального распределения $P(U)$ за сентябрь 2011 г. приведен на рис. 2, б. Вертикальными линиями на этом рисунке обозначены распределения экспериментальных значений амплитуд, а пунктирной линией обозначено Гауссовское распределение, построенное с использованием математического ожидания и дисперсии данного экспериментального распределения $P(U)$.

Была проведена статистическая обработка измерений амплитуды U в течение периода июнь-октябрь 2011 г. на трех линиях 110 кВ с разной длиной: «Кутлу Букаш – Кулуци» (16 630 м); «Кутлу Букаш – Нырты» (37 800 м); «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (45 700 м).

С использованием пакета STATISTICA [2] анализировались месячные распределения $P(U)$, для которых были подсчитаны средние значения $U_{\text{ср}}$, среднеквадратические значения σ_U , коэффициенты асимметрии A_U и эксцесса E_U , а также σ_A , σ_E и отношения $\frac{|A_u|}{\sigma_{A_u}}$.

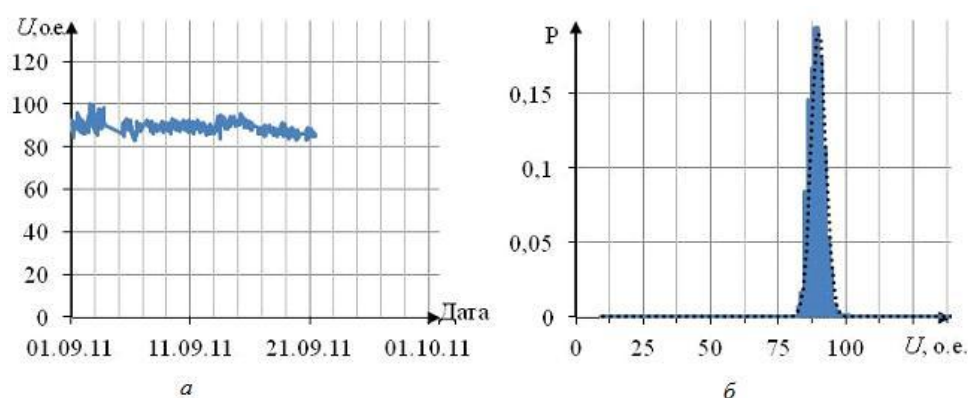


Рис. 2. Изменения текущих значений амплитуд U во времени (а) и дифференциальное распределение амплитуд (б) при локационном зондировании ВЛ 110 кВ «Кутлу Букаш – Нырты» за сентябрь 2011 г.

Оценка показателей асимметрии A и эксцесса E позволяет сделать вывод о соответствии эмпирических распределений амплитуд U нормальному (гауссовскому) распределению. Кроме того, с использованием пакета STATISTICA [2] были построены нормальные распределения по этим эмпирическим данным и были подвергнуты статистической проверке с помощью критериев согласия Пирсона (χ^2) и Колмогорова-Смирнова. На рис. 3 приведено, как пример, распределение значений амплитуды U для сентября 2011 г. на линии «Кутлу Букаш – Нырты». Для гистограммы экспериментального распределения амплитуд U показатель асимметрии равен 0,45, а показатель эксцесса равен 1,79. Если $A < 0,5$ и $\frac{|A_u|}{\sigma_{A_u}} < 3$, то можно считать, что распределение соответствует нормальному закону.

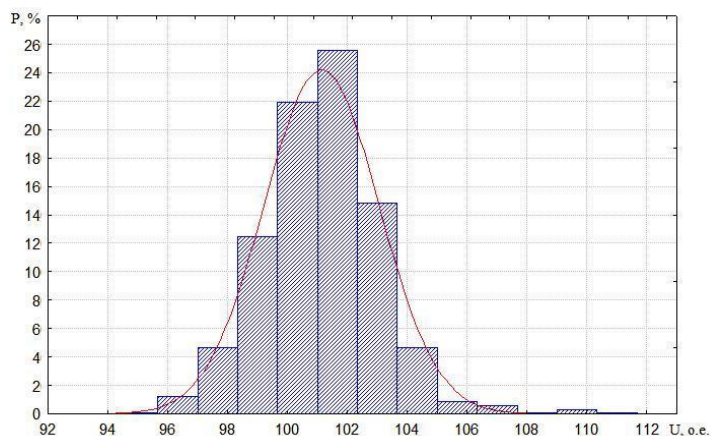


Рис. 3. Гистограмма распределения амплитуд U отраженных сигналов для линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» в августе 2011 г. и график нормального распределения (сплошная линия), построенная с использованием параметров гистограммы $U_{\text{ср}}$ и σ

Экспериментальное распределение амплитуд $P(U)$ отраженных сигналов для сентября 2011 г. согласуется с нормальным распределением по критерию Пирсона при уровне значимости $p = 0,01$ ($\chi^2 = 25,2$) и по критерию Колмогорова-Смирнова ($d = 0,04$).

В результате измерений на этих 3-х линиях были получены такие же закономерности и пределы изменений параметров распределений $P(U)$, как и на линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода». Распределения $P(U)$ для этих линий в 80 % случаев подчиняются закону Гаусса, поэтому в практических целях можно доверительные интервалы устанавливать по уровню $\pm 3\sigma$. Тогда 99,7 % текущих значений измеряемых амплитуд будут находиться в пределах $\pm 3\sigma$ относительно $U_{\text{ср}}$.

Величина $U_{\text{ср}}$, усредненная за все время наблюдений на 4-х воздушных линиях, составляет $U_{\text{ср}} = 102,5$ о.е., причем с увеличением длины трассы незначительно возрастает (не более чем на 6 %). С учетом величины $\pm 3\sigma = 11,9$ о.е., также усредненной за все время наблюдений на 4-х воздушных линиях, можно считать, что в штатных условиях (без гололеда) амплитуда отраженного сигнала может уменьшаться примерно до 90 о.е. и увеличиваться до 114 о.е. с вероятностью 0,997.

Более тщательный анализ был выполнен с использованием всего массива измерений амплитуд отраженных сигналов на линии «Кутлу Букаш–Рыбная Слобода» за 2010–2012 гг. На рис. 4 приведен как пример график годовых изменений среднемесячных значений амплитуд U (сплошная линия) отраженных сигналов с доверительными интервалами $\pm 3\sigma$ (вертикальные линии) для линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» за 2010 г. На этом же рис. 4 нанесены годовые изменения сглаженных среднечасовых значе-

ний температуры окружающей среды (пунктирная линия) в пределах примерно от -15 до $+25$ °С. Как видно на рис. 4, обнаруживается обратная связь между годовыми изменениями усредненных значений амплитуды и температуры θ окружающей среды (коэффициент корреляции $r = -0,7$). Подобные зависимости были обнаружены при измерениях амплитуды отраженных сигналов в 2011–2012 гг.

Такие же обратные зависимости между амплитудой отраженных сигналов и температурой θ наблюдались во время измерений на линии «Кутлу Букаш – Нырты» и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы».

В результате анализа экспериментальных данных за трехгодичный цикл измерений можно утверждать, что из-за температурных изменений длины проводов имеют место суточные вариации, текущих значений амплитуд U , достигающие 5 % по среднему значению и ± 15 % по случайным отклонениям, а также существуют годовые вариации затухания. Погрешность измерения амплитуды отраженных сигналов не превышает ± 1 %.

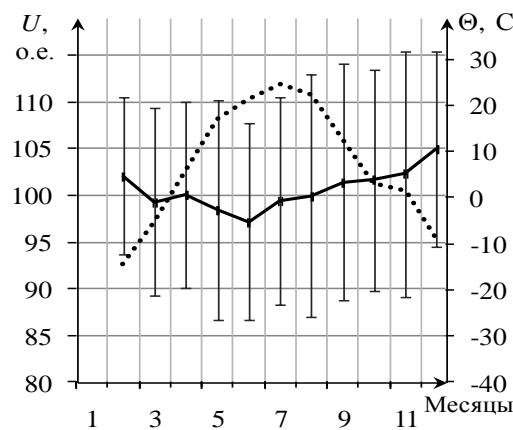


Рис. 4. Графики годовых изменений в 2010 г. среднемесячных значений амплитуд U (сплошная линия) отраженных сигналов с доверительными интервалами $\pm 3\sigma$ (вертикальные линии) для линии 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» и годовых изменений среднечасовых значений температуры θ (пунктирная линия) окружающей среды

Эксперименты показывают, что изменения амплитуды отраженного сигнала даже при появлении слабой изморози на проводах воздушных линий намного выше температурных изменений амплитуды. Поэтому небольшие (менее 15 %) случайные флуктуации амплитуды в штатных условиях не будут маскировать обнаружение гололеда на проводах ЛЭП. При определении уставки по амплитуде для обнаружения гололеда можно пренебречь суточно-годовыми вариациями U и считать, что

значения амплитуды U достаточно стабильны во времени и их погрешности (флуктуации) не превышают 15 % от средней величины $U_{\text{ср}}$.

Приведенные данные подтверждают высокую чувствительность и достаточную стабильность локационного метода при регистрации амплитудных изменений отраженного сигнала. При выборе значений уставок по амплитуде можно учесть суточный и годовой тренды, это еще больше повысит чувствительность по амплитуде системы локационного мониторинга воздушных линий электропередачи.

Список литературы

1. Минуллин Р.Г. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи / Р.Г. Минуллин, И.Ш. Фардиев. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008. – 202 с.
2. Боровиков В. STATISTICA; Искусство анализа данных на компьютере / В. Боровиков. – СПб.: Питер, 2001 – 656 с.

ДАТЧИК ОБНАРУЖЕНИЯ ГОЛОЛЕДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРОВОДАХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

А.В. МИНАЛИЕВ, Ю.В. ПИСКОВАЦКИЙ

Воздушные линии электропередачи являются наименее надежными элементами современной энергосистемы.

Гололедные образования оказывают огромную механическую нагрузку на воздушные линии, что может привести к обрыву проводов, а также к поломке опор линий электропередачи.

Предлагаемый способ обнаружения гололедных отложений на проводах линий электропередачи позволяет определить конкретный участок провода воздушной линии электропередачи, на котором произошло образование гололеда.

Высокочастотный сигнал, распространяющийся по ЛЭП, претерпевает определенные изменения. При наличии на ней гололедных отложений возникает увеличение затухания высокочастотного сигнала. Это затухание контролируется специальными датчиками, расположенными на опорах воздушной линии.

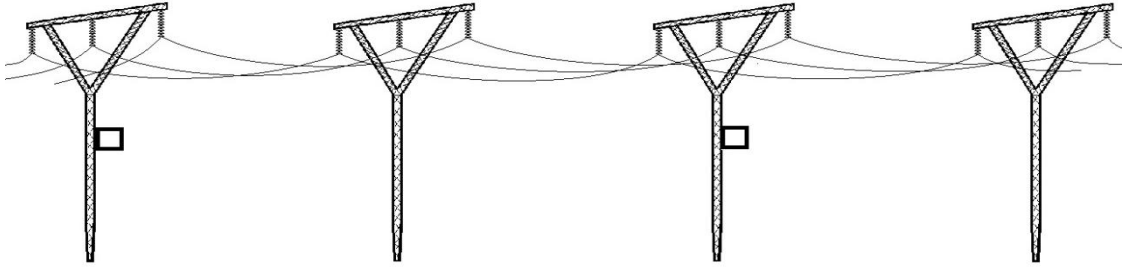


Рис. 1 . Линия электропередачи с размещенными на опорах датчиками

Учитывая длину провода между двумя датчиками, определяется увеличение этого затухания, а также толщина гололедной муфты на данном участке. Значение, измеренной с помощью датчика амплитуды высокочастотного сигнала, передается посредством беспроводной связи на приемный пункт, где производится расчет затухания α высокочастотного сигнала на каждом из участков, который равен отношению модулей амплитуды высокочастотного сигнала в начале участка $U_{\text{нач}}$ и в конце участка $U_{\text{кон}}$: $\alpha = 20 \cdot \lg (U_{\text{нач}} / U_{\text{кон}})$, где величина α в децибелах.

Датчик представляет собой высокочастотное емкостное устройство, первичной обкладкой которого является провод линии электропередачи, а вторичной – антенна электрического поля, представляющая собой металлический проводник, расположенный на максимально близком безопасном расстоянии к проводам линии.

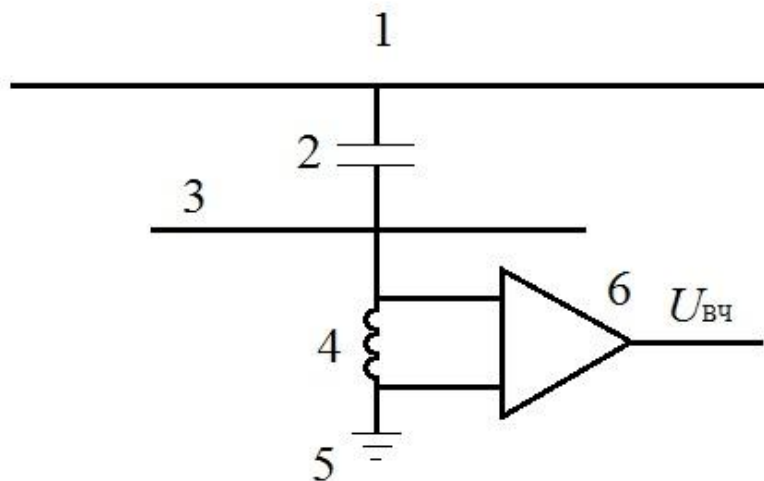


Рис. 2. Электрическая схема реализации датчика: 1 – провод ВЛ; 2 – емкость, образуемая проводом ВЛ и антенной; 3 – антенна датчика; 4 – индуктивность; 5 – опора; 6 – усилитель сигнала

Антенна через индуктивность заземлена на опору. Конденсатор, образуемый проводом линии электропередачи и антенной, и индуктивность образуют фильтр верхних частот, эффективно пропускающий высокие частоты, на которых работает данный метод, и не пропускающий промышленную частоту.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О.В. ВОРКУНОВ, В.С. ВОРКУНОВА

Высоковольтное электроэнергетическое оборудование в рабочем режиме является источником мощных электромагнитных полей, которые влияют не только на находящееся рядом оборудование, но и на здоровье человека. Опасность таких контактов подтверждается санитарно-гигиеническим нормированием полей – установлением предельно допустимых уровней на электрические и магнитные поля промышленной частоты, как для населения, так и для производственных условий. Для определения электромагнитной обстановки в настоящее время используется несколько групп методов: методы, основанные на прямых измерениях, методы имитационного моделирования и расчетные методы.

При проектировании электрических станций и подстанций для учета электромагнитной обстановки, в основном, применяются расчетные методы. Их несомненным достоинством является возможность учета возникающих нелинейных эффектов, таких как: явление электрического пробоя, насыщение ферромагнитных элементов, работа имеющихся устройств ограничения перенапряжений, помехи при молниевых разрядах и коротких замыканиях и т.п. Однако при типовом расчете основных узлов электроэнергетического оборудования целесообразно использовать методы имитационного моделирования с помощью современных программных комплексов. Возможность визуализации расчетных данных, скорость получения результатов, а также хорошая сходимость рассчитанных и полученных путем компьютерного моделирования данных, подтверждает целесообразность их использования.

В нашей стране для анализа электромагнитной обстановки используются следующие программные комплексы: ПК АЭМО, Phase2, ANSYS и др. Проведенный анализ показывает, что наиболее полно удовлетворяет нуждам электроэнергетики программа ANSYS. Ее программный модуль –

Multiphysics1, кроме расчета физических и гидрогазодинамических параметров, включает в себя возможность проведения электромагнитного анализа (магнитостатика, электростатика, электропроводность, низкочастотный гармонический и высокочастотный анализ) объектов энергосистем. Однако нехватка учебной литературы и образовательных сайтов по данному направлению препятствует их повсеместному внедрению.

Таким образом, развитие методов имитационного моделирования для анализа электромагнитной обстановки позволит облегчить процесс разработки и проектирования объектов энергосистем, а также выработать мероприятия по снижению электромагнитных полей.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НАГРУЗОК СТАТИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМОВ ИТЕРАЦИОННЫМ МЕТОДОМ НЬЮТОНА

Р.Ф. ГАЛИЕВ

В нынешних условиях, в энергетике возникает необходимость учета всех факторов, влияющих на изменение параметров режима. К одним из таких факторов относятся характеристики различных типов нагрузок.

В расчетах режимов электрических сетей мощности нагрузок чаще всего задаются постоянными значениями активной и реактивной мощности. Однако, это может привести к довольно серьезным отклонениям расчетных параметров режима от реальных, особенно в сетях без регуляторов напряжения. Эта ошибка тем больше, чем больше отклонения напряжения потребителей от номинального.

Моделирование нагрузки статическими характеристиками по напряжению (СХН) вносит существенную поправку в результаты расчета параметров режима, в сторону приближения расчетных параметров к реальным, особенно это касается распределительных сетей и сетей без регуляторов напряжения.

С достаточной для практических расчетов точностью СХН отражаются полиномами второй степени.

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right];$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right].$$

При расчете параметров режима сложных электроэнергетических систем, как правило, пользуются программными комплексами на ЭВМ. Решение системы нелинейных алгебраических уравнений заключается в последовательном приближении начальных (номинальных) параметров режима (модуль и фаза напряжения) к правильным расчетным значениям. Как правило, количество итераций не превышает четырех. Этого достаточно для нормальной сходимости итерационного метода расчета.

В ходе исследования была запрограммирована математическая модель, реализующая итерационный метод Ньютона. Многолетний опыт доказал, что именно метод Ньютона является наиболее подходящим для расчета режимов с использованием специализированных программных комплексов. Алгоритм работает при заданных постоянных значениях активной и реактивной мощностей нагрузок.

В классической постановке задачи ничего не отмечается об учете СХН в алгоритме расчета методом Ньютона.

Было проведено исследование, позволившее учитывать характеристики различных типов нагрузок в расчетах режима электрических сетей произвольной конфигурации.

Для учета статических характеристик нагрузок по напряжению в начало реализованного алгоритма был добавлен блок пересчета мощностей нагрузок на каждой итерации, в соответствии с изменяющимися на каждой итерации напряжениями. Статические характеристики описываются полиномами, коэффициенты которых подбираются так, чтобы получить достаточно точное совпадение аналитической характеристики с заданной. Как правило, используют типовые характеристики, заданные коэффициентами полинома второй степени. Реально необходимо для каждого нагрузочного узла лишь задать номер статической характеристики. В реализованном алгоритме номер статической характеристики задается вектором – столбцом, каждый элемент которого – это номер СХН для соответствующего узла. Если в узле не задана СХН, то элемент вектора равен единице. Стандартные, типовые СХН пронумерованы, а коэффициенты полинома берутся программой из изначально набранной таблицы, где каждой СХН соответствует свой набор полиномов.

$\text{СХН} :=$	1	0	0	1	0	0	0	0	0	Без учета СХН
	0.83	-0.3	0.47	4.9	-10.1	6.2	0.657	0.158	1.708	6-10 кВ
	1.4	0.6	-1	4.2	-9.5	6.3	0	0	0	6-10 кВ крупные промышленные потребители
	-0.2	1.2	0	4.6	-8.9	5.3	0	0	0	6-10 кВ крупные сельскохозяйственные районы
	0.83	-0.3	0.47	3.7	-7	4.3	0.721	0.158	1.49	110-220 кВ

Рис. 1. Таблица полиномов СХН в Mathcad

На первой итерации нагрузки равны номинальным при номинальных начальных приближениях напряжений. На второй итерации нагрузки пересчитываются в соответствии с рассчитанными на первой итерации напряжениями. На третьей и последующей итерациях пересчет нагрузок осуществляется аналогично второй итерации.

Стоит отметить, что если активная мощность нагрузок пересчитывается каждый раз по одному и тому же алгоритму, то реактивная мощность может пересчитываться по-разному. При небольших отклонениях напряжения узла от номинального пересчет ведется аналогично пересчету активной мощности (по трем коэффициентам полинома). Если же напряжение узла более чем на 19,5 % меньше номинального, то коэффициенты полинома следует изменить. Так же и для случаев сильного превышения напряжения соответствующего узла (на 20 % и более). Это значит, что в программу обязательно надо добавить операторы сравнения расчетного напряжения с номинальным (на каждой итерации).

$$P_{Нк} = P_{нагрк} \cdot \left[a_0 + a_1 \cdot \frac{U_k}{U_{НОМк}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_k}{U_{НОМк}} \right)^2 \right]$$

$$Q_{Нк} = Q_{нагрк} \cdot \left[b_0 + b_1 \cdot \frac{U_k}{U_{НОМк}} + b_2 \cdot \left(\frac{U_k}{U_{НОМк}} \right)^2 \right]$$

$$Q_{Нк} = Q_{нагрк} \cdot \left[b_3 + b_4 \cdot \frac{U_k}{U_{НОМк}} \right], \text{ если } \frac{U_k}{U_{НОМк}} < 0.815$$

$$Q_{Нк} = Q_{нагрк} \cdot [b_5], \text{ если } \frac{U_k}{U_{НОМк}} > 1.2,$$

где $P_{Н}$, $Q_{Н}$ – значения мощностей нагрузок на соответствующей итерации; $P_{нагр}$, $Q_{нагр}$ – значения мощностей нагрузок при номинальном напряжении в узлах; a_0 , a_1 , a_2 – значения коэффициентов полинома для активной мощности; b_0 , b_1 , b_2 – значения коэффициентов полинома для реактивной мощности; b_3 , b_4 – значения коэффициентов полинома для реактивной мощности при отклонении напряжения меньше номинального значения на 19,5 % и более; b_5 – значения коэффициента полинома для реактивной мощности при отклонении напряжения выше номинального значения более чем на 20 %.

В ходе исследования удалось добиться поставленных целей. В исследуемой схеме значения параметров режима (уровни напряжений и перетоки мощности) значительно приблизились к параметрам реального режима. Благодаря полученным данным появляется возможность моделирования нагрузок статическими характеристиками, и применять полученный алгоритм в итерационном методе Ньютона.

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ ОТОБРАЖЕНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ ИНФОРМАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА РАБОТЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА

И.В. БУКРЕЕВ, Д.Г. ФИЛЯЕВ, А.Б. КОРОТКОВ

Необходимость оптимизации отображения диспетчерской информации

При ведении режима работы энергосистемы диспетчером диспетчерского центра контролируется масса режимных параметров, таких как напряжение, токовая загрузка элементов электрической сети, перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, частота электрического тока. Кроме того, необходимо контролировать выполнение графика генерации электрическими станциями, отклонение текущего потребления энергосистемы относительно прогнозного потребления, координировать ведение оперативных переключений оперативным персоналом субъектов электроэнергетики и вести оперативные переключения по изменению эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, находящихся в диспетчерском управлении.

Для предотвращения срабатывания противоаварийной автоматики в нормальном режиме работы энергосистемы, своевременного обнаружения рисков возникновения, предотвращения развития аварии, минимизации времени принятия решения и выбора правильной стратегии ликвидации аварии существует необходимость создания графически наглядного способа отображения запаса по величинам режимных параметров до предельно допустимых значений и уставок срабатывания противоаварийной автоматики.

Для осуществления контроля за режимом работы энергосистемы в Башкирском РДУ используется оперативно-информационный комплекс ОИК СК-2007 совместно с дополнительно разработанным специалистами Башкирского РДУ программным обеспечением. В ОИК СК-2007 используется визуальная (выделение цветом в табличных формах) и звуковая (уведомление) сигнализация перегрузки сетевого оборудования и контролируемых сечений, выхода частоты за допустимые пределы, отклонения напряжений в контрольных пунктах от графика оптимальных уровней и выход напряжения за допустимые значения.

Для быстрого реагирования диспетчера на существенные изменения параметров электроэнергетического режима оптимально использовать цветовую и звуковую сигнализацию, как в табличных формах, так и в оперативных схемах.

Для снижения риска ошибок диспетчерского персонала, сокращения времени принятия решений и создания условий для выбора оптимальной стратегии ликвидации аварийной ситуации целесообразно предусмотреть на рабочих местах диспетчерского персонала:

- возможность оперативного создания дополнительных сечений для контроля неинструктивных сечений в ремонтных схемах и послеаварийных режимах;
- графическое отображение недопустимого отклонения напряжения на шинах энергообъекта на диспетчерском щите (видеостене);
- возможность оперативного изменения уставок сигнализации приближения параметров к допустимым пределам.

Специалистами Башкирского РДУ с целью облегчения контроля режимных параметров работы энергосистемы диспетчерским персоналом были разработаны средства автоматизации, позволяющие увеличить объем отображения диспетчерской информации.

Оптимизация контроля параметров электроэнергетического режима

Для оперативного создания и контроля неинструктивных сечений в ремонтных и послеаварийных схемах разработано локальное средство автоматизации (далее – ЛСА) «Контролируемые сечения» (рис. 1).

Наименование	Факт	Предел	%	Уставка	Превышение	Отдых
Бекетово-Бугульма	96,6	70	137,95	100	00:06	

Наименование	Р факт, МВт	МДП, МВт	Загрузка, %	Уставка приближения к МДП, %	Время превышения МДП	Время отдыха	Резерв на загрузку, МВт	Резерв на разгрузку, МВт
Центральная часть энергосистемы РБ	598,0	1080	55,4	90			380	147
Уфимское № 1	157,0	140	112,2	90	00:05		218	44
Уфимское № 2	104,0	260	40,0	90			218	44
Южное № 1	-52,3	340	15,4	90			130	65
Южное № 2	-35,8	200	17,9	90			130	65
Ново-Стерлитамак - ЮПП	44,7	164	27,3	95			130	65
Белорецкий ЭР	105,8	193	54,8	90				
Сибайский ЭР	48,2	101	47,8	90			-17	21
Янаул-Татышлинский ЭР	108,1	195	55,4	90				
Редькино-Арланский ЭР	197,3	280	70,5	90				
Буйско-Янаульский ЭР	128,5	385	33,4	90				

Рис. 1. Интерфейс пользователя ЛСА «Контролируемые сечения»

Данное средство позволяет диспетчерскому персоналу оперативно составлять неинструктивные сечения, состоящие из выбираемых диспетчером наборов телеизмерений активной мощности (тока), а также в процентном соотношении от допустимых значений устанавливать уставки звуковой и визуальной сигнализации, вести интегральный расчет времени перегрузки сечений. Кроме того, данная программа позволяет хранить и

применять архивные сечения, отслеживать пользователя, который создал или внес изменения в набор.

С целью оптимизации контроля загрузки генераторов электростанций по реактивной мощности при регулировании уровней напряжения в контрольных пунктах была доработана форма ОИК СК-2007 «Контроль напряжений» (рис. 2).

Контрольные пункты	Авар. доп. уровень	Мин. доп. уровень	Расч. оптим. знач.	Нижний предуп.	Факт осн.	Факт резерв	Верхний предуп.	Наиб. рабочее напр.	Q min МВар	Q факт МВар	Q max МВар
2.1 СШ-500 кВ Кармановская ГРЭС	463*	490	520	510	515,9	0,0	525	525	-50,0	77,5	755,0
1.2 СШ-110 кВ Кармановская ГРЭС	94	99	122	120	122,0	121,9	125	126	-30,0	4,2	240,0
I,II СШ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-1	86	91	119	117	118,6	119,0	122	126	3,0	15,8	41,2
I,II СШ 220 кВ Уфимская ТЭЦ-2	171	181	240	234	240,8	241,0	246	252	55,0	51,3	160,0
I,II СШ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2	86	91	119	118	120,7	120,6	123	126	55,3	33,2	181,0
I,II СШ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-3	86	91	120	118	119,7	119,8	122	126	7,5	19,0	55,0
I,II СШ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4	86	91	119	117	119,3	119,2	122	126	30,6	41,3	103,0
1.2 с.ш. 110 кВ Приуфимская ТЭЦ	98	103	120	118	117,8	117,9	123	126	28,0	63,1	129,7
1.2 СШ-110 кВ Стерлитамакская ТЭЦ	93	98	121	118	120,8	121,0	123	126	54,2	75,8	150,4

Рис. 2. Доработанная форма ОИК СК-2007 «Контроль напряжений»

В форму добавлено отображение текущей генерации реактивной мощности электростанцией и ее регулировочный диапазон по реактивной мощности в зависимости от состава включенного генерирующего оборудования и величины вырабатываемой активной мощности, что обеспечило наглядное представление регулировочного диапазона генераторов электростанций на загрузку и разгрузку по реактивной мощности.

Для облегчения контроля токовой загрузки линий электропередачи, трансформаторов связи и автотрансформаторов разработано ЛСА «Контроль токовых нагрузок» (рис. 3).

Наименование	T	I расч	I изм	I длит	%	%I изм
ВЛ 110 кВ ППК - Ашкадар 1,2, "Зеленая"	-7	355,1		580	61,22	
ВЛ 220 кВ ТЭЦ-2 - НПЗ (НПЗ)	-4	366,3	365,7	750	48,84	48,8
ВЛ 220 кВ ТЭЦ-2 - НПЗ (ТЭЦ-2)	-4	361,8	363,8	750	48,24	48,5
ВЛ 110 кВ Приуфимская - Бирск (Приуфимская)	-3	197,6	203,0	493	40,09	41,2
ВЛ 110 кВ Приуфимская - Бирск (Бирск)	1	191,5		483	39,66	
ВЛ 110 кВ Дема - Бекетово 1 (Бекетово)	-8	255,9	259,9	657	38,95	39,6
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 - Макимовка (ТЭЦ-2)	-4	192,1	196,8	497	38,66	39,6
ВЛ 110 кВ Приуфимская - Бирск (Приуфимская) (АОПО)	-3	197,6	196,8	500	39,53	39,4
ВЛ 110 кВ Дема - Бекетово 2 (Бекетово)	-8	255,2	259,0	657	38,85	39,4
ВЛ 500 кВ Буйская - Калино (Калино)	-4	782,2		2000	39,11	
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 - Макимовка (ТЭЦ-2) (АОПО)	-4	192,1	196,8	503	38,20	39,1
ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Ириклинская ГРЭС (Магнитогорск...)	-2	475,8	472,0	1250	38,06	37,8

Наименование	РПН	I расч	I изм	I доп	%	%I изм
СТТЭЦ 4ГТ 6кВ	---	6580,8		6873	95,75	
ТЭЦ-2 6ГТ 110 кВ	---	489,2		569	85,92	
ТЭЦ-2 8ГТ 10 кВ	---	5275,7		6870	76,79	
СТТЭЦ 9ГТ 6 кВ	---	5169,6		6873	75,22	
СТТЭЦ 9ГТ 110 кВ	2	422,4		568	74,35	
НПЗ АТ-1 (ВН)	---	227,6	227,0	313	72,71	72,5
НПЗ АТ-2 (ВН)	---	227,1	227,2	313	72,55	72,6
СалТЭЦ С9Т 110 кВ	9	251,3		347	72,50	
НПЗ АТ-1	6	436,6	436,6	608	71,80	71,8
НПЗ АТ-2	6	434,5	434,8	608	71,47	71,5
СалТЭЦ С0Т 110 кВ	9	118,4		173	68,34	

Рис. 3. Интерфейс пользователя ЛСА «Контроль токовых нагрузок»

Данное средство автоматизации сравнивает токовую загрузку элементов электрической сети с длительно допустимыми значениями для текущей температуры окружающего воздуха и уставками срабатывания противоаварийной автоматики. При достижении токовой загрузки свыше 70, 90 или 100 % от ДДТН (уставки ПА) сетевой элемент в таблице выделяется цветом и раздается звуковая сигнализация. Кроме того, элементы сети в таблице «Контроль токовых нагрузок» располагаются в порядке убывания токовой загрузки, что позволяет диспетчерскому персоналу заранее определить «узкие места» и разработать план по снижению токовой загрузки оборудования.

С целью своевременного обнаружения перегруженных или перегруженных элементов электрической сети на диспетчерском щите (видеостене) выполнена визуальная сигнализация токовой загрузки относительно длительно допустимых значений для текущей температуры окружающего воздуха и уставок срабатывания ПА (рис. 4).

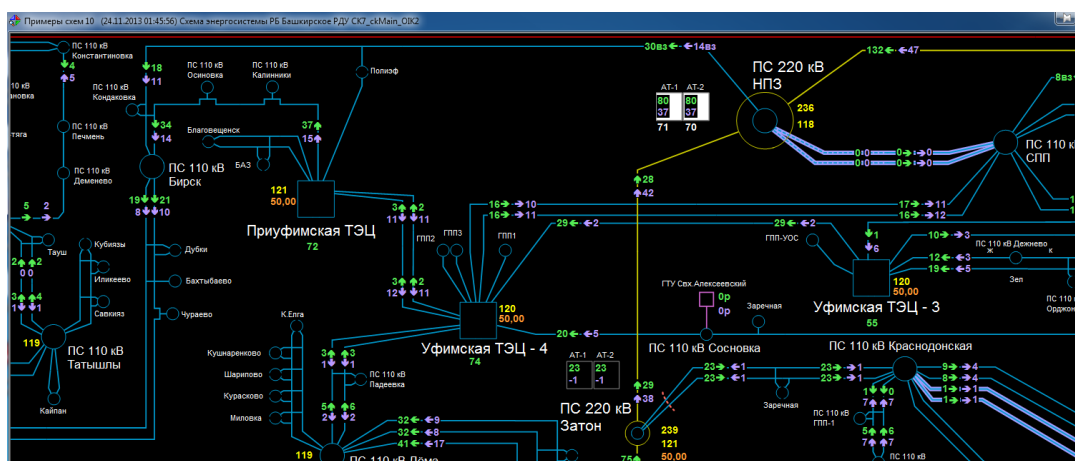


Рис. 4. Визуализация загрузки автотрансформаторов ПС 220 кВ НПЗ свыше 70 %

При загрузке АТ свыше 70, 90 или 100 % от ДДТН для текущего положения переключателя РПН, АТ выделяется цветом и под ним отображается его токовая загрузка в процентах. При загрузке ЛЭП свыше 70, 90 или 100 % от ДДТН для текущей температуры окружающего воздуха ЛЭП выделяется подложкой, цвет которой изменяется в зависимости от загрузки. При загрузке ЛЭП свыше 70, 90 или 100 % от уставки срабатывания ПА ЛЭП выделяется штрихпунктирной подложкой, цвет которой изменяется в зависимости от загрузки.

Вышеперечисленные разработки активно используются диспетчерским персоналом Башкирского РДУ как в повседневной работе, так и при проведении противоаварийных тренировок. Благодаря оптимизации мето-

дов отображения диспетчерской информации, удалось повысить качество работы диспетчерского персонала в части ведения режима работы энергосистемы, а также минимизировать время ликвидации аварийных ситуаций.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Р.Д. КАДЕРМЯТОВ

Решаемая проблема

Целью доклада является разработка методики выбора состава и режимов работы оборудования ТЭЦ с ПТУ и оптимизации распределения нагрузок между агрегатами станции с учетом особенностей режимов работы ПТУ.

Актуальность

В настоящее время в России основная доля электрической и тепловой энергии вырабатывается тепловыми электрическими станциями. Большая часть оборудования электростанций эксплуатируется уже много лет и является технически и морально устаревшим, при этом, на многих станциях не обеспечиваются требуемые экономические, экологические и особенно надежность показатели эксплуатации станций. Поэтому на данном этапе развития энергетики необходима существенная модернизация и замена используемого оборудования.

Важным обстоятельством является более низкая (почти вдвое) стоимость газотурбинных и парогазовых ТЭЦ по сравнению с паровыми, при этом срок окупаемости таких установок составляет 3–4 года.

Среди других преимуществ газотурбинных и парогазовых технологий можно отметить низкий коэффициент вынужденных остановов газотурбинных установок (отношение числа часов вынужденного простоя машины за год, включая все аварии во время пуска, работы и останова, к предполагаемому числу часов работы в году, равному 8760) на уровне 1 %.

Решение

Значительно увеличить эффективность ТЭЦ, работающих на природном газе, можно путем использования газотурбинных и парогазовых технологий, объединив в одной парогазовой установке (ПГУ) высокотемпературный подвод (в ГТУ) и низкотемпературный отвод тепла (в конденсаторе паровой турбины).

Результаты и выводы

При расчете энергетических характеристик тепловой электростанции рассматривают три этапа преобразования энергии:

- переход энергии топлива в тепловую энергию;
- переход пара, питательной воды по станции;
- переход энергии пара в электроэнергию.

Первый этап отражается в характеристиках котлов и котельных.

Второй этап отражается так называемым эксплуатационным коэффициентом, учитывающим потери тепла при транспортировке пара и воды. Сюда же можно отнести расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов.

Третий этап отражается в характеристиках турбоагрегатов и машинных залов.

Если обозначить:

- расход топлива B (т/ч);
- отпуск тепла котельной Q (Гкал/ч);
- получение тепла турбоагрегатами Q_T (Гкал/ч);
- вырабатываемая мощность N (МВт);

$$b_1 = \frac{dB}{dQ} * \frac{dQ}{dQ_T} * \frac{dQ_T}{dN} = \frac{dB}{dN};$$

где $b_k = \frac{dB}{dQ}$ – относительный прирост расхода топлива котельной (т/Гкал);
 $k_{\text{экспл}} = \frac{dQ}{dQ_T}$ – эксплуатационный коэффициент; $q = \frac{dQ_T}{dN}$ – относительный прирост расхода тепла машинного зала (Гкал/(МВт·ч)).

Поскольку часть вырабатываемой мощности $N_{\text{н.с}}$ тратится на собственные нужды, отпускаемая энергия определяется как

$$N_{\text{н}} = N - N_{\text{н.с}}$$

Тогда относительный прирост с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды

$$b = b_1 * \frac{dN}{dN_{\text{н}}} = \frac{b_1}{1 - \frac{dN_{\text{н.с.}}}{dN}} > b_1.$$

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

А.Г. ИГНАТЬЕВ, Л.В. ФЕТИСОВ

Неэффективное использование энергоресурсов в сфере ЖКХ является одной из актуальных тем энергетики на сегодняшний день. Стоимость

энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве составляет около 80 % от общей себестоимости.

Целью данной работы является достижение оптимальных производственно – экономических, технологических и технических параметров работы котлов за счет внедрения автоматизированных систем управления.

Автоматизированная система управления предназначена для управления работой технологического оборудования водогрейных котлов типа ДКВР в соответствии с технологическим регламентом и режимной картой.

Объектами контроля и управления АСУ являются:

- система подачи воздуха на горение;
- система подачи газа;
- система регулирования разрежения в топке;
- система регулирования уровня воды в барабане;
- система регулирования температуры воды на выходе котла.

Все приборы, датчики, преобразователи сигналов имеют унифицированный выходной сигнал (0–5 мА, 0–20 мА, –20 мА, 0–10 В), погрешность измерения не более 1,0 %.

Исполнительные механизмы располагаются непосредственно у технологического оборудования.

Структура АСУ является иерархической и распределенной. На нижнем уровне располагаются датчики давления, перепада давления, температуры, уровня и расхода теплоносителя, исполнительные механизмы, а также средства дистанционного управления (местные посты) исполнительными механизмами (задвижками, клапанами и др.), позволяющие оператору вести технологический процесс в ручном аварийном режиме или в процессе наладки.

Логика управления реализуется на среднем уровне системы, где расположен основной модуль системы, базирующийся на промышленном программируемом контроллере производства Schneider Electric, оснащенном необходимыми устройствами ввода/вывода информации. Основным модуль представляет собой комплекс технических и программных средств.

Контроллер выполняет функции сбора, обработки информации, управления, регулирования и защиты котла от нештатных ситуаций, подачи предупредительной и аварийной сигнализации, блокировок. Конструктивно основной модуль контроллера установлен в отдельном шкафу со своим пультом управления и панелью для отображения параметров.

Преимущества использования АСУ:

- обеспечение визуального контроля технологического процесса;

- сокращение расхода топлива на производство тепловой энергии на 3–5 % за счет управления процессом по оптимальному закону;
- сокращение потребления электроэнергии на 30–35 % за счет применения частотных преобразователей питающего напряжения электродвигателей;
- срок окупаемости АСУ в среднем составляет 1,0–1,5 года.

Список литературы

1. Автоматизированные системы управления. <http://www.rsys.ru>.
2. Комплект автоматики парового котла типа ДКВр, ДЕ. http://sovras.ru/parovyh_vodogrejnyh_kotlov.

ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ТРАКТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ЗАПАЗДЫВАНИЯ ОТРАЖЕННЫХ ЛОКАЦИОННЫХ СИГНАЛОВ

Р.Г. МИНУЛЛИН, В.А. КАСИМОВ, Т.К. ФИЛИМОНОВА

Исследуются вариации запаздывания Δt отраженных импульсов в режиме штатного состояния ЛЭП, которые определяют стабильность регистрируемых параметров ВЧ тракта и предельную чувствительность локационного метода при обнаружении гололедных образований на проводах линий электропередачи.

На рис. 1. приведены изменения запаздывания отраженного импульса Δt в зависимости от изменения температуры окружающей среды (температурные запаздывания) в течение пяти суток с 20 по 24 июля 2011 г. Измерения выполнены на трех линиях «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» длиной 40 000 м, «Кутлу Букаш – Нырты» длиной 37 800 м и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» длиной 45 700 м. На всех графиках $\Delta \tau (t)$ видно, что в полдень задержки Δt максимальны, а в полночь – минимальны. Коэффициент взаимной корреляции суточных вариаций $\Delta \tau (t)$ для всех трех линий равен 0,73. Это дает возможность полагать, что суточные вариации запаздывания Δt реально существуют и обусловлены, видимо, удлинением проводов линий днем из-за повышения температуры окружающей среды и укорочением ночью из-за ее понижения. Естественно, что на линиях большой длины («Кутлу Букаш – Богатые Сабы») абсолютные изменения запаздывания больше, чем на линии меньшей длины («Кутлу Букаш – Нырты»). Поэтому при прогнозе суточных температурных вариаций Δt необходимо учитывать исходную длину линии.

На суточных графиках $\Delta\tau(t)$, приведенных на рис. 1, видны выбросы амплитудных значений как в положительную, так и в отрицательную сторону. Это реакция схемы измерения на воздействие импульсных помех, их необходимо учитывать при выборе уставки по задержке импульсного сигнала.

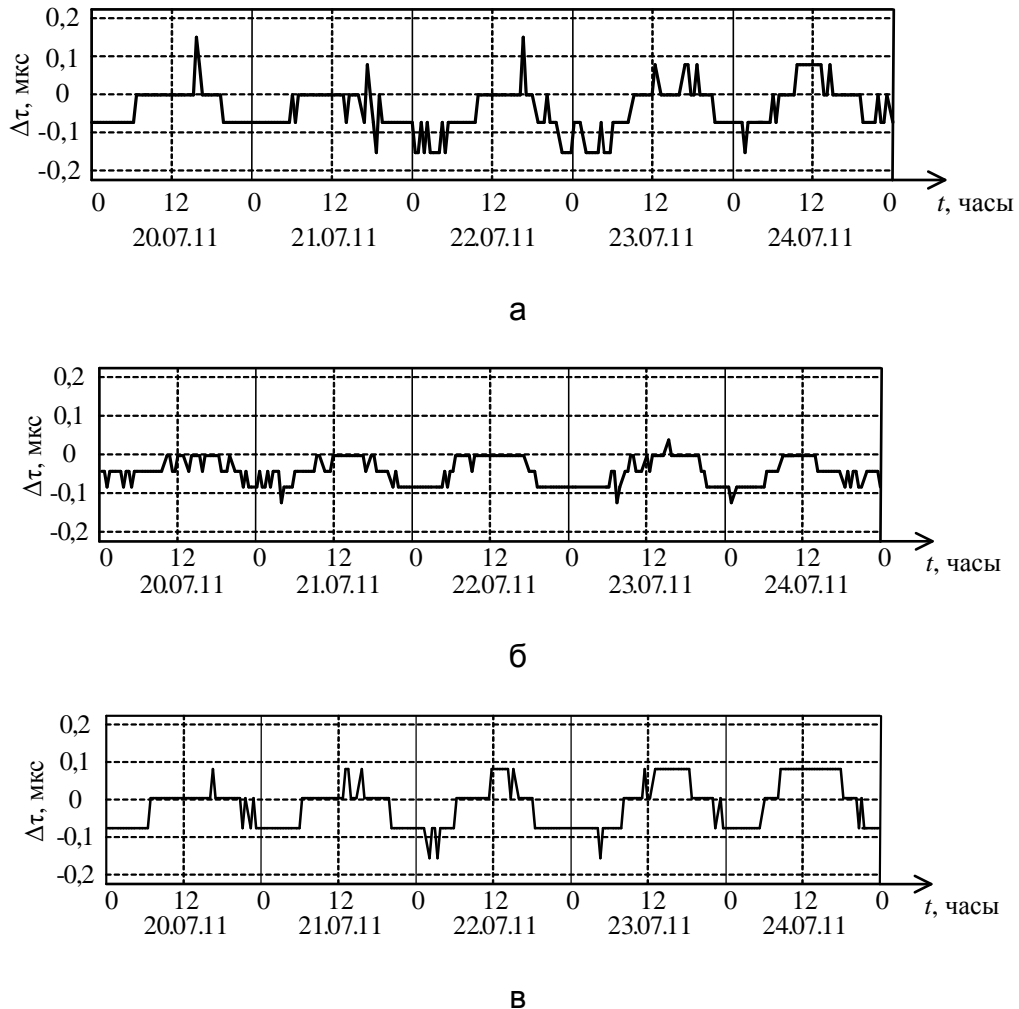


Рис. 1. Суточные изменения температурного запаздывания $\Delta\tau$ отраженного импульса в мкс, измеренные через 30 мин., в течение пяти суток с 20 по 24 июля 2011 г. на линиях «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» (а), «Кутлу Букаш – Нырты» (б) и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (в)

Предельная чувствительность локационного метода по запаздыванию при обнаружении гололедных образований на проводах линий электропередачи определяется периодом дискретизации и разрядностью АЦП локационной аппаратуры. В нашем случае используется 8-разрядный АЦП с периодом дискретизации 0,08 мкс (соответствует отрезку линии в 12 м).

Дискретность отраженных сигналов хорошо видна на рис. 1 во всех трех случаях в виде «ступенек» напряжения. В ВЧ тракте всегда присутствуют шумы и помехи, которые вызывают хаотические изменения отсчетов не только амплитуды принимаемых сигналов, но и их запаздываний. По-

этому случайные флуктуации запаздывания отраженных сигналов, видимо, также подчиняются, подобно белому шуму, закону Гаусса или близки к этому.

Месячный массив измерений $\Delta\tau$ за сентябрь 2011 г. приведен как пример на рис. 2, а, соответствующее ему дифференциальное распределение $P(\Delta\tau)$ показано на рис. 2, б. Сплошными вертикальными линиями на рис. 2, б обозначены распределения экспериментальных значений запаздываний, а пунктирной линией обозначено гауссовское распределение, построенное с использованием математического ожидания и дисперсии данного экспериментального распределения $P(\Delta\tau)$.

С использованием программного пакета STATISTICA [2] анализировались месячные распределения $P(\Delta\tau)$, для которых были подсчитаны средние значения $\Delta\tau_{\text{ср}}$, среднеквадратические значения $\sigma_{\Delta\tau}$, коэффициенты асимметрии $A_{\Delta\tau}$ и эксцесса $E_{\Delta\tau}$, а также $\sigma_{A_{\Delta\tau}}$, $\sigma_{E_{\Delta\tau}}$ и отношения $\frac{|A_{\Delta\tau}|}{\sigma_{A_{\Delta\tau}}}$.

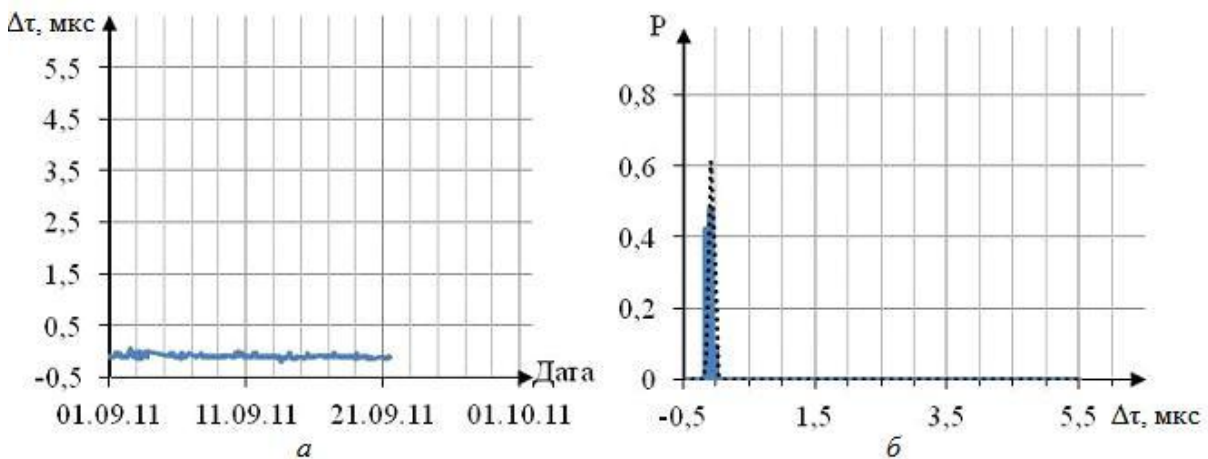


Рис. 2. Изменения текущих значений запаздываний $\Delta\tau$ (а) и дифференциальное распределение (б) при локационном зондировании ВЛ 110 кВ «Кутлу Букаш – Нырты» за сентябрь 2011 г.

Оценка показателей асимметрии A и эксцесса E позволяет сделать вывод о соответствии эмпирических распределений запаздываний $\Delta\tau$ нормальному (Гауссовскому) закону. Кроме того, с использованием программного пакета STATISTICA [2] были построены нормальные распределения по этим эмпирическим данным и были подвергнуты статистической проверке с помощью критериев согласия Пирсона (χ^2) и Колмогорова-Смирнова [3].

На рис. 3 приведен пример анализа вида распределения запаздываний $\Delta\tau$ для сентября 2011 г. на линии «Кутлу Букаш – Нырты». Для гисто-

граммы экспериментального распределения запаздываний $\Delta\tau$ показатель асимметрии равен 0,17, а показатель эксцесса равен $-0,47$. Если $A < 0,5$ и $\frac{|A_{\Delta\tau}|}{\sigma_{A_{\Delta\tau}}} < 3$, то считаем, что распределение соответствует нормальному распределению.

Расчеты показали, что распределения $P(\Delta\tau)$ в большинстве случаев подчиняются закону Гаусса и в практических целях можно доверительные интервалы устанавливать по уровню $\pm 3\sigma$. Тогда 99,7 % текущих значений измеряемых запаздываний будут находиться в пределах $\pm 3\sigma$ относительно $\Delta\tau_{\text{ср}}$.

Измерения значений запаздывания сигналов с разных трасс производились одним и тем же усилителем через коммутатор линий, поэтому полученные величины $\Delta\tau_{\text{ср}}$ и $\pm 3\sigma$ сравнимы между собой. Величина $\Delta\tau_{\text{ср}}$, усредненная за все время наблюдений на 4-х воздушных линиях, составляет $\Delta\tau_{\text{ср}} = 0,01$ мкс.

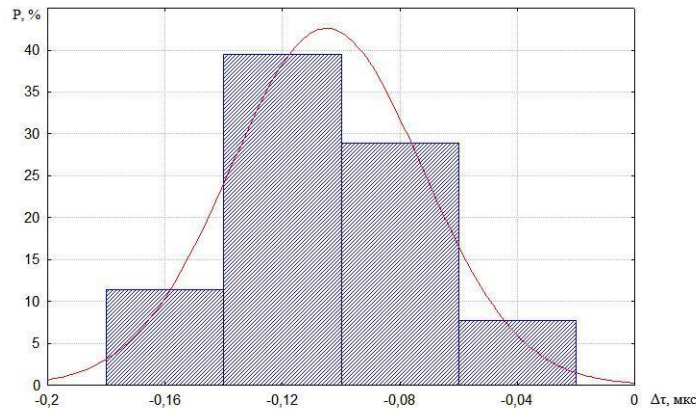


Рис. 3. Гистограмма распределения запаздываний $\Delta\tau$ отраженных сигналов для линии «Кутлу Букаш – Нырты» в сентябре 2011 г. и кривая нормального распределения (сплошная линия), построенная с использованием параметров гистограммы $U_{\text{ср}}$ и σ

С учетом величины $\pm 3\sigma = 0,18$ мкс, также усредненной за все время наблюдений на 4-х воздушных линиях, можно считать, что в штатных условиях (без гололеда) запаздывание отраженного сигнала может уменьшаться относительно усредненного значения примерно до $-0,19$ мкс и увеличиваться до $+0,16$ мкс, с вероятностью 0,997. Значения $\Delta\tau_{\text{ср}}$ для разных воздушных линий достаточно близки друг к другу, различия не превышают десятых долей мкс от усредненного значения, равного примерно нулю, и мало зависят от года измерений и длины воздушной линии.

Эти значения флуктуаций запаздывания можно брать как пороговые для отраженных сигналов локационного зондирования ВЧ трактов ЛЭП при определении уставок для обнаружения гололедных отложений на проводах ЛЭП.

Более тщательный анализ экспериментальных значений $\Delta\tau$ был выполнен с использованием всего массива измерений запаздываний отраженных сигналов на линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» за 2010–2012 гг. На рис. 4 приведен как пример график годовых изменений среднемесячных значений $\Delta\tau$ (сплошная линия) отраженных сигналов с доверительными интервалами $\pm 3\sigma$ (вертикальные линии) для линии «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» за 2010 г. На этом же рис. 4 нанесены годовые изменения сглаженных среднечасовых значений температуры окружающей среды θ (пунктирная линия) в пределах примерно от -15° до $+25^\circ\text{C}$. Как видно на рис. 4, обнаруживается прямая связь между годовыми изменениями усредненных значений запаздываний $\Delta\tau$ и температуры θ окружающей среды (коэффициент корреляции $r = 0,8$). Такие же зависимости были обнаружены при измерениях запаздываний отраженных сигналов в 2011–2012 гг.

Аналогичные зависимости между годовыми изменениями запаздывания $\Delta\tau$ отраженных сигналов и температурой θ наблюдались во время измерений на линиях «Кутлу Букаш – Кулуци», «Кутлу Букаш – Нырты» и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы».

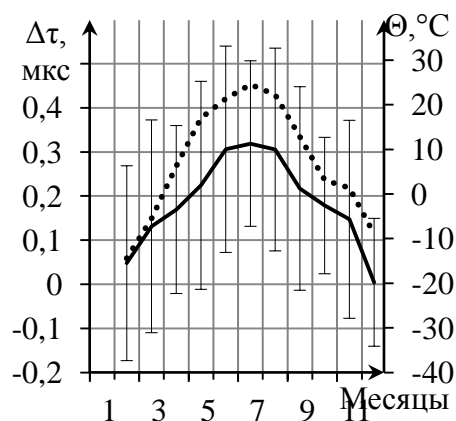


Рис. 4. Графики годовых изменений в 2010 г. среднемесячных значений запаздываний $\Delta\tau$ (сплошная линия) отраженных сигналов с доверительными интервалами $\pm 3\sigma$ (вертикальные линии) для линии 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» и годовых изменений среднечасовых значений температуры θ (пунктирная линия) окружающей среды

В результате анализа экспериментальных данных за трехгодичный цикл измерений можно утверждать, что имеют место годовые и суточные вариации запаздывания $\Delta\tau$. Для линий длиной около 40 000 м годовой

тренд изменений запаздывания Δt отраженных сигналов не превышает 0,3 мкс, суточные случайные вариации Δt находятся в пределах 0,4 мкс. При этом погрешность измерения запаздывания Δt отраженных сигналов определяется дискретностью отсчетов АЦП, которая равна 0,08 мкс.

Итак, приведенные данные подтверждают высокую чувствительность и достаточную стабильность локационного метода при регистрации запаздываний Δt отраженного сигнала. При выборе значений уставок по запаздыванию Δt можно учесть суточный и годовой тренды, это еще больше повысит чувствительность по запаздыванию Δt системы локационного мониторинга воздушных линий электропередачи.

Список литературы

1. Минуллин Р.Г. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи / Р.Г. Минуллин, И.Ш. Фардиев. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008.
2. Боровиков В. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере / В. Боровиков. – СПб.: Питер, 2001.
3. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В.Е. Гмурман. – М.: Высш. школа, 2007.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РОССИЙСКИХ МЕГАПОЛИСОВ

В.С. РОМАНОВ, В.Г. ГОЛЬДШТЕЙН

Энергоснабжение как одна из основных составляющих жизнеобеспечения и всех сторон жизнедеятельности должно соответствовать самым высоким требованиям по его качеству и надежности.

Особенно важной с этой точки зрения представляется организация качественного и безаварийного электроснабжения в современных крупных городах – мегаполисах (МП), в которых количество жителей превышает один миллион и достигает двадцати и более. Для них характерны огромные массы людей в ограниченном географическом пространстве, необыкновенно сложное городское хозяйство, беспрецедентные объемы и виды производства и др.

Энергосистемы МП целенаправленно координируют параллельную работу внутренних и внешних источников питания, а также обеспечивают и регулируют энергоснабжение всех районов города. Цель системы элек-

троснабжения (СЭС) МП в современных условиях – это организация надежного, устойчивого и экономичного обеспечения энергией собственно МП и всей инфраструктуры гигантских городских образований [2].

Для современной мировой энергетики и, в частности для МП, сказанное выше объединяет комплекс проблем, известный под названием энергетической трилеммы (ЭТР): 1) энергетическая, 2) экологическая безопасность; 3) свободный доступ к получению энергии и энергоресурсов [1].

Несомненно, важнейшей характеристикой МП, определяющей его электроснабжение является численность населения. В табл. 1, 2 приводятся данные о численности крупнейших городов мира и России. Данные о численности населения за 2010 г. использованы по результатам Всероссийской переписи населения 2010 г.; за 2013 г. оценка Федеральной службы государственной статистики.

Таблица 1

Население крупнейших городов мира по данным 2010–2013 гг., чел.

п.п.	Город	Население	Год оценки	Страна		Город	Население	Год оценки	Страна
1	Шанхай	23 800 000	2012	КНР	18	Джакарта	9 607 787	2011	Индонезия
2	Пекин	20 693 000	2012	КНР	19	Тегеран	8 778 535	2012	Иран
3	Мехико	19 851 000	2010	Мексика	20	Нью-Йорк	8 363 710	2013	США
4	Бангкок	15 012 197	2012	Таиланд	21	Лондон	8 173 900	2011	Великобритания
5	Тяньцзинь	14 100 000	2010	КНР	22	Каир	8 105 071	2012	Египет
6	Гуанчжоу	13 400 000	2010	КНР	23	Лима	7 605 742	2012	Перу
7	Токио	13 230 000	2013	Япония	24	Чунцин	7 500 000	2012	КНР
8	Карачи	13 205 339	2012	Пакистан	25	Лахор	7 129 629	2010	Пакистан
9	Мумбаи	12 478 447	2012	Индия	26	Хошимин	7 123 340	2010	Вьетнам
10	Дели	12 165 901	2012	Индия	27	Стамбул	6 536 862	2011	Турция
11	Москва	11 979 529	2013	Россия	28	Ханой	6 448 837	2010	Вьетнам
12	Сан-Паулу	11 316 149	2011	Бразилия	29	Рио-де-Жанейро	6 323 037	2010	Бразилия
13	Богота	10 763 453	2012	Колумбия	30	Багдад	6 050 000	2011	Ирак
14	Сеул	10 464 051	2011	Республика Корея	31	Сантьяго	5 428 590	2012	Чили
15	Дакка	9 724 976	2010	Бангладеш	32	Сингапур	5 312 400	2012	Сингапур
16	Киншаса	9 464 000	2012	ДР Конго	33	Калькутта	5 080 519	2012	Индия
17	Лагос	9 968 455	2012	Нигерия	34	Санкт-Петербург	5 028 000	2013	Россия

**Население крупнейших городов России по результатам переписи
2010 г. и текущие данные 2013 г., чел.**

п.п.	Город	Перепись 2010 г.	Тек. данные 2013 г.	п.п.	Город	Перепись 2010 г.	Тек. данные 2013 г.
1	Москва	11503500	11979529	11	Уфа	1062300	1077700
2	С.-Петербург	4879600	5028000	12	Волгоград	1021200	1018800
3	Новосибирск	1473800	1523800	13	Красноярск	974300	1016400
4	Екатеринбург	1349800	1396100	14	Пермь	991300	1013900
5	Ниж. Новгород	1250600	1259900	15	Воронеж	890500	1003700
6	Самара	1164700	1171600	16	Саратов	837800	840600
7	Омск	1154100	1160700	17	Краснодар	744900	784100
8	Казань	1143500	1176200	18	Тольятти	719500	719500
9	Челябинск	1130100	1156200	19	Тюмень	582300	634400
10	Ростов-на-Дону	1089300	1103700	20	Ижевск	628800	633200

В настоящее время в энергообеспечении МП существует ряд кардинальных проблем. Среди них можно выделить следующие:

- а) нехватка генерирующих мощностей;
- б) нехватка распределительных сетей на уровне 110 ÷ 220 кВ, чтобы довести эти мощности до конкретных районов МП;
- в) ненадежность электроснабжения потребителей на уровне распределительных сетей 6 (10) и 0,4 кВ;
- г) неустойчивость работы всех трех направлений – генерации, передачи, распределения;
- д) отсутствие эффективной консолидации их между собой и с электропотреблением;
- е) неудовлетворительное формирование тарифов и т.д.

Характерные проблемы и недостатки в энергоснабжении – это технически или морально устаревшая инфраструктура, а также продолжение эксплуатации и строительство в городе тепловых электростанций малой и средней мощности, так как крупные – разместить невозможно по многим причинам, но в основном из-за отсутствия свободных территорий и экологических ограничений. Кроме того, часто нет адекватного технического обслуживания систем электроснабжения, квалифицированного проектирования, планирования и т.д. [4].

Энергосистемы МП, сформированные, построенные и реализованные сегодня по традиционным принципам, с большой вероятностью не смогут в полной мере удовлетворить требованиям, которым они должны будут отвечать в самой близкой перспективе, что определяет необходи-

мость перехода к инновационным направлениям их развития. Возможность такого перехода обусловлена повсеместным широким внедрением и активным применением новейших технологий. Часть из них можно сформулировать следующим образом:

- использование новых технологий и материалов для проводов ЛЭП, силовых трансформаторов и других комплексов электроустановок и, прежде всего те из них, которые работают на основе применения эффекта высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП); [3]

- относительно новые виды силовых высоковольтных кабельных линий (КЛ) с полимерной изоляцией (СПЭ – сшитый полиэтилен, ЭПР – этилен-пропиленовая резина и др.), используемые в условиях энергосистем МП вместо воздушных линий электропередач;

- используемые в распределительных сетях подстанций комплектных устройств с элегазовыми, вакуумными и полупроводниковыми коммутационными аппаратами;

- технологии гибких ЛЭП, вставок и ЛЭП постоянного тока на основе преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением;

- высокоскоростные средства связи;

- мониторинг статических и динамических характеристик свойств, оценка технического состояния ЭЭС на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени;

- обработка информации и управление оборудованием с помощью современных вычислительных устройств и микропроцессорной техники.

Анализируя представленные данные можно отметить ряд особенностей электроснабжения МП в России:

В списке крупнейших МП мира с населением более 3 млн человек всего 2 российских города. Это говорит о том, что многие проблемы, которые решает сейчас отечественная энергетика в энергосистемах МП в определенной мере уже не являются новыми.

Принципиальным и наиболее значительным отличием построения электроэнергетики нашей страны и отечественных МП являются географические причины. Это беспрецедентные расстояния между промышленными и социальными центрами, особенно, в восточной части.

Подавляющее большинство крупнейших МП расположены в южных районах Азии, Африки, Америки, а также зонах мягкого, в частности, европейского климата. При сравнении их природных условий с жесткими, резко континентальными условиями России, где один только температурный диапазон – более 100 °С, очевидна необходимость очень строгих ограничений и специфичных требований, которые накладываются при этом на решение задач отечественной энергетике. Для их удовлетворения приходится идти на значительные затраты. Это коренным образом меняет

представления об энергоэффективности, энергосбережении, производственных процессах, проектировании и эксплуатации и др.

Следующая проблема связана с широким внедрением в российскую энергетику зарубежного электрооборудования, которое часто не в полной мере соответствует российским нормам и стандартам. Незнание влияния параметров нового электрооборудования по отдельности и совместно на режимы функционирования, техническое состояние ЭССЭ, перераспределение потоков мощности в них, несоответствие нормам режимов напряжения в узлах сети и т.д. может привести к серьезным системным авариям вследствие выхода из строя этого оборудования в целом в электрических сетях и системах и конкретно в условиях МП. Примером сказанному могут служить распространенные в средствах массовой информации общеизвестные факты об авариях в Мосэнерго и других энергосистемах, в составе которых использовались КРУЭ и кабели с полимерной изоляцией и, в частности, из СПЭ.

В представленной статье произведен обзор, анализ крупнейших МП мира и России, представлены проблемы их электроснабжения и предложены пути их решения. Тема исследования особо актуальна в настоящее время, поскольку с предстоящими проблемами отечественных мегаполисов мировое сообщество уже сталкивалось. Наша задача сегодня заключается в разработке совершенной для наших условий системы электроснабжения МП, основанной на мировом опыте и инновационных достижениях в области науки, используя инновационные типы электрооборудования и методы управления режимами крупных энергообъединений.

Список литературы

1. International Energy Agency, World Energy Report, 2004.
2. The Financial Express, 16.01.2006.
3. Prayas submission on СП proposal for Pune Load Shedding, 05.12.2005.
4. IEA, Energy Policies in IEA Countries-Denmark, 2006.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРОННОГО РАЗРЯДА

А.Н. САБИРЗЯНОВ

В настоящее время наблюдается возрастающий интерес к коронным разрядам. Исследования коронного разряда ведутся в двух направлениях – это физические исследования различных коронных разрядов и их применение для решения технологических задач.

Коронный разряд – разновидность тлеющего разряда, возникает при резко выраженной неоднородности электрического поля вблизи одного или обоих электродов. Подобные поля формируются у электродов с очень большой кривизной поверхности (острые или тонкие провода). При коронном разряде эти электроды окружены характерным свечением, получившим название короны, или коронирующего слоя. Примыкающая к короне несветящаяся («темная») область межэлектродного пространства называется внешней зоной. Коронный разряд может иметь место при различных давлениях газа в разрядном промежутке, но наиболее отчетливо он проявляется при давлениях не ниже атмосферного. Появление коронного разряда объясняется ионной лавиной. В газе всегда есть некоторое число ионов и электронов, возникающих от случайных причин. Однако число их настолько мало, что газ практически не проводит электричества. При достаточно большой напряженности поля кинетическая энергия, накопленная ионом в промежутке между двумя соударениями, может сделаться достаточной, чтобы ионизировать нейтральную молекулу при соударении. В результате образуется новый отрицательный электрон и положительно заряженный ион. Разряд начинается, когда напряжение между электродами достигает так называемого «начального потенциала» короны (типичные значения – тысячи и десятки тысяч вольт). Ток коронного разряда пропорционален разности и подвижности образующихся в разряде ионов газа он обычно невелик (доли мА на 1 см длины коронирующего электрода). При повышении яркость и толщина коронирующих слоев растут. Когда достигает потенциала «искрового перекрытия», коронный разряд переходит в искровой разряд.

Исследование коронного разряда имеет определенную перспективу, из-за его применения в озонаторах и ионизаторах.

Коронный разряд можно классифицировать по следующим характеристикам:

1) в зависимости от знака напряжения, приложенного к коронирующему электроду:

а) положительный;

б) отрицательный;

в) биполярный (перенос заряда осуществляется ионами разных знаков, заряд которых взаимно компенсируется в центральной части разряда).

Положительный коронный разряд образуется на проводнике, заряженном положительно. Этот тип короны имеет небольшой размер и выглядит как свечение вокруг определенного места. Это относительно слабый источник коронного разряда, и он создает очень незначительный зву-

ковой сигнал. В положительной короне коронирующая плазменная область совпадает с областью ионизации.

Отрицательный коронный разряд образуется на проводнике, заряженном отрицательно. Этот тип короны выглядит как пламя, форма, направление и размер которого постоянно изменяются. Эта корона очень чувствительна к изменению параметров окружающей среды. Ее возникновение также приводит к появлению звукового сигнала примерно удвоенной промышленной частоты (например, 100 Гц) или кратной ей.

Биполярная корона постоянного тока возникает в том случае, если оба электрода, на которые подается высокое напряжение, имеют малый радиус кривизны. В зависимости от знака приложенного напряжения на этих электродах будут существовать разные коронные разряды. В случае биполярной короны имеются два коронирующих электрода, которые окружены зоной ионизации. Перенос заряда осуществляется ионами разных знаков, заряд которых взаимно компенсируется в центральной части разряда. Биполярная корона имеет большое значение при проектировании линий электропередач.

2. По характеру импульса:

- а) с кратковременным импульсом;
- б) импульсный;
- в) разряд на постоянном токе.

В целом, формы импульсной короны подобны формам короны при постоянном напряжении – свечение наблюдается вблизи активного электрода. Однако при импульсном воздействии корона имеет стримерную форму, тогда как при постоянном напряжении в случае отрицательной полярности активного электрода корона имеет облегающую форму, стримеров не наблюдается.

Применение коронного разряда в электрографии и электростатической печати определяется свойствами короны. Эффективная зарядка частиц красителя осуществляется ионами, которые создаются в активной зоне короны. Перенос частиц красителя к барабану происходит под действием электрического поля коронного разряда.

Областью применения коронных разрядов является и обработка поверхностей полимерных материалов. Как правило, пластики имеют химически инертные и непористые поверхности с низким поверхностным натяжением, что затрудняет образование связей с подложками, печатными красками, покрытиями и клеями. Среди различных пластиков самую низкую поверхностную энергию имеют полиэтилен и полипропилен, именно эти два материала чаще всего подвергаются обработке для улучшения их

адгезионных свойств. Цель поверхностной обработки – увеличить смачиваемость поверхности, таким образом, улучшая ее способность к образованию связей с растворителями, клеями, покрытиями и материалами для экструзионного покрытия. Система обработки коронным разрядом предназначена для повышения поверхностной энергии полимерных пленок, фольги и бумаги с целью увеличения смачиваемости и адгезии к печатным краскам, покрытиям и клеям. В результате, обработанный материал показывает более высокие печатные и адгезионные свойства, а также более высокую прочность ламинирования.

Практически все электрофильтры для очистки воздуха в помещениях работают на коронном разряде. Установка с электрофильтром для очистки газов состоит в большинстве случаев из двух частей: собственно электрофильтра – осаждающей камеры, через которую пропускают газы, подлежащие очистке, и преобразовательной подстанции с соответствующей аппаратурой. В электрофильтр смонтированы электроды двух типов: осаждающие и коронирующие. Осаждающие выполняются из пластин или труб, а коронирующие выполняются из проволоки круглого или другого профиля. Заряженные взвешенные частицы под действием электрического поля движутся к электродам и оседают на них, а очищенные газы, пройдя электрическое поле, выходят из электрофильтра. Эффективно использование коронного разряда для очистки воды.

СРАВНЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ОСНОВЕ ПЬЕЗОЭЛЕМЕНТОВ

И.В. ХАСАНОВ

Если сравнивать генераторы на основе пьезоэлектрических элементов можно сделать следующие выводы:

Генераторы, приводимые во вращение от стороннего привода, работающего в продолжительном режиме, являются более эффективными. Этому есть свое объяснение. Так как привод работает в постоянном режиме, на пьезоэлементы оказывается постоянное воздействие и деформация. Вследствие этого происходит постоянная генерация электрической энергии. Пьезогенераторы такого типа могут быть использованы лишь в том случае, когда возможно подключение к механическому приводу, для передачи вращающего момента на вал генератора, не мешая нормальному функционированию привода.

Дисковый пьезогенератор обладает некоторыми преимуществами. Например, они просты в эксплуатации, довольно-таки эффективны в качестве маломощного генератора, возможность широкого применения на предприятиях и в других сферах народного хозяйства.

Необходимо иметь ввиду, что наиболее лучший результат достигается при использовании такого типа генератора с приводами или вращающимися механизмами, работающие в продолжительном или повторно кратковременном режиме.

Пьезоэлектрические генераторы, дополняя собой маломощные ветрогенераторы, водонагреватели демонстрируют себя с наилучшей стороны, имеют хорошие показатели энергоэффективности.

Не так давно был разработан наногенератор. В основе этого наногенератора, предложенного американскими исследователями, лежит пьезоэффект, заключающийся в поляризации диэлектрика под действием внешних механических напряжений. Подавляющее большинство, таких устройств построено из нанонитей, нановолокон или нанотрубок таких соединений как оксид цинка, титанат-цирконат свинца и титанат бария, обладающих наиболее высокими пьезоэлектрическими константами.

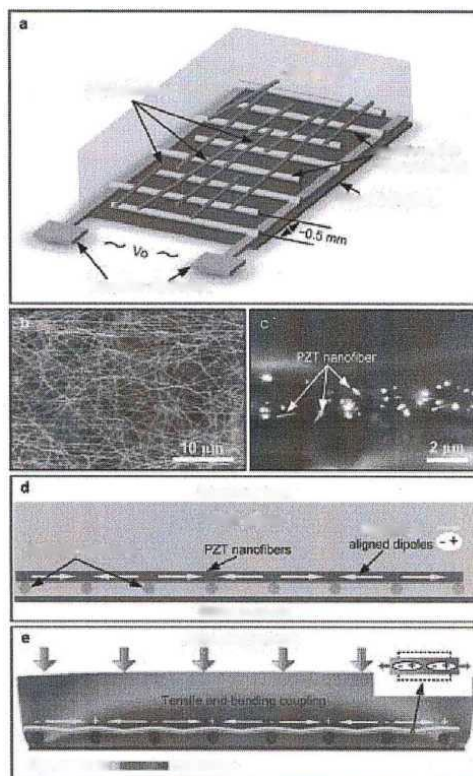


Рис. 1. Наногенератор

Однако основной трудностью, с которой приходилось сталкиваться ученым ранее, было недостаточное выходное напряжение таких мини-

турных наногенераторов, вызванное невозможностью получать нанонити длиной более 50 мкм и диаметром менее 100 нм.

В качестве объекта исследования ученые выбрали титанат-цирконат свинца (*PZT*), благодаря его высокому пьезоэлектрическому напряжению и высокой диэлектрической проницаемости. Объемный *PZT*, впрочем, как и тонкие пленки вкуче с микроволокнами являются довольно хрупким материалом, что сводит на нет его практическое применение. Однако нанонити *PZT*, полученные методом электроспиннга, обладают достаточной механической гибкостью и прочностью. Варьируя концентрацию поливинилпирролидона в золь-гель растворе *PZT*, исследователям удалось получить нанонити диаметром 60 нм, которые были нанесены на массив платиновых проводов, в свою очередь, собранных на кремниевой подложке. После нанесения нанонити были обрезаны, для чего на них было подано удельное напряжение 4В мкм при температуре выше 140° в течение 24 часов. В довершение, пьезогенератор был инкапсулирован полидиметилсилоксаном.

В ходе испытаний пьезогенератора, при его нагружении тефлоновым бруском, исследователям удалось получить максимальное напряжение 1,6 В, соответствующее напряжению пальчиковой батарейки, что является уже вполне приемлемым значением для промышленного применения. Последнему способствует также гибкость в выборе материала подложки и материала для инкапсуляции, позволяющая добиться необходимых механических свойств для каждого конкретного случая.

К примеру, ученым из Технологического института Джорджии удалось создать то, что они называют первым наногенератором, который может быть использован на практике (рис. 2).

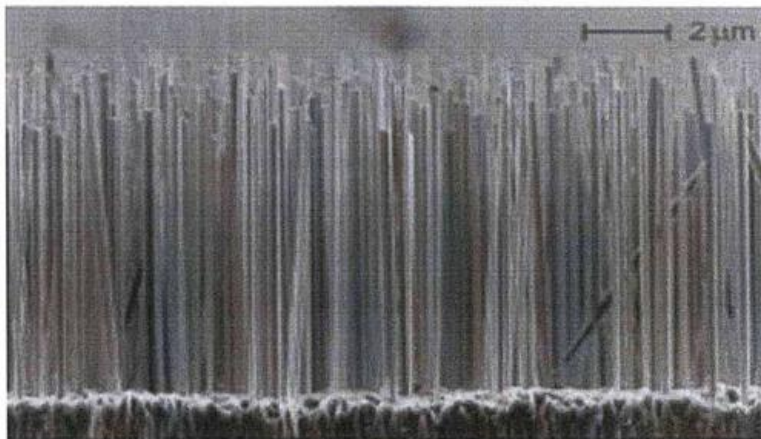


Рис. 2. Наногенератор Технологического института Джорджии

Энергии, вырабатываемой этим генератором, вполне достаточно, чтобы обеспечить работу малогабаритного электронного устройства, такого как iPod, мобильный телефон и встраиваемой медицинской техники. Ученые работали в этом направлении более шести лет, еще в прошлом году им удалось создать первые функционирующие образцы. За прошедшее с того момента время, им удалось добиться повышения выходной мощности генератора более чем в 1000 раз, а его выходного напряжения – в 150 раз.

Недавно ученые продемонстрировали опытный образец наногенератора, который способен обеспечить энергией светодиодный фонарик или жидкокристаллический дисплей мобильного телефона, используя движения пальцев руки человека.

«Наше достижение откроет век портативной электроники, приводимой в действие движением тела без использования батарей и других внешних источников энергии, – рассказал Жонг Лин Вон (Zhong Lin Wang), ведущий ученый Технологического института штата Джорджия. – Наши наногенераторы могут сильно повлиять на жизнь в будущем, их потенциал пока ограничивается только воображением конструкторов и дизайнеров. Мы постараемся еще больше их усовершенствовать для того, что бы они могли снабдить электричеством и более мощную электронику, требующую большего количества энергии». Основой наногенератора является оксид цинка (ZnO), достаточно распространенный и высокоэффективный пьезоэлектрический материал. Нанопроводники из оксида цинка вырабатывают электричество, когда они подвергаются деформации или изгибу. Группа ученых Вона наконец нашла способ эффективно снять и объединить электрические заряды, снимаемые с миллионов крошечных нанопроводников из оксида цинка. Они так же разработали способ эффективного нанесения и упорядочивания нанопроводников на поверхность гибкого электронного чипа, размером в четверть размера почтовой марки. Пять таких наногенераторов, соединенных вместе, производят такое же напряжение и мощность, как две обычных батарейки размера AA. «Несмотря на то, что мы достигли значительных успехов в увеличении эффективности наногенераторов, их мощность пока еще относительно мала, – говорит Вонг. – Для снабжения энергией более крупной электроники, такой как MP3– плееры и мобильные телефоны, потребуются чипы наногенераторов большей площади или несколько маленьких генераторов, соединенных последовательно».

Следующими шагами, которые предпримут ученые, будут новые исследования и эксперименты, направленные на еще большее увеличение эффективности наногенераторов. В это же время будет проводиться поиск

компании, которая возьмет на себя коммерческое производство таких наногенераторов. А в продаже они могут появиться через 3–5 лет.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.А. ХУСАЕВ, А.Р. ДЕНИСОВА

В настоящее время в нефтегазовой отрасли имеется проблема с обеспечением электропитания потребителей небольшой мощности, удаленных от энергосистемы, примером этому может служить нефтедобывающие станки-качалки. Для питания этих установок требуется прокладка новых протяженных линий электропередач на высоком напряжении и установки собственной трансформаторной подстанции. Такие линии обычно имеют большие потери электроэнергии, а трансформаторы низкий коэффициент загрузки, что экономически не выгодно.

В качестве альтернативных источников энергии могут быть использованы:

- попутный газ (мини-ТЭС);
- ветряная энергия;
- солнечная энергия.

Солнечная энергетика – направление нетрадиционной энергетике, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде. Потенциальные возможности энергетике, основанной на применении непосредственно солнечного излучения, чрезвычайно велики. К настоящему времени достигнут большой прогресс в преобразовании солнечной энергии различными методами. Наиболее эффективным путем использования солнечной энергии является непосредственное преобразование ее в электрическую в фотоэлементах.

Преобразование энергии основано на фотовольтаическом эффекте, который возникает в неоднородных полупроводниковых структурах при воздействии на них солнечного излучения.

Наиболее распространенным, в качестве полупроводникового слоя выступают следующие элементы:

- солнечные панели из поликристаллических элементов;
- солнечные панели из монокристаллических фотоэлектрических элементов;
- солнечные батареи из аморфного кремния.

На сегодняшний день наиболее эффективными и распространенными для широкого потребления являются монокристаллические кремниевые элементы, материалом для которых служит крайне чистый кремний. Эффективность такого элемента составляет от 16 до 19 % в стандартных условиях тестирования. Срок службы таких панелей у хороших производителей составляет обычно 40–50 лет.

Как известно, для питания электроустановок, в частности электродвигателя привода станка-качалки от солнца, недостаточно лишь самих солнечных панелей, а требуется дополнительное оборудование, совместно с которым эти панели и будут вырабатывать электроэнергию. В качестве дополнительного оборудования служат: аккумулятор, для накопления электроэнергии; контроллера заряда аккумулятора, для защиты от перезаряда и инвертора, для преобразования постоянного тока в переменный. Так как мощность станка-качалки обычно выше 1 кВт, то потребуются значительное число солнечных панелей, а вместе с ними и значительное число аккумуляторов. Установка такого оборудования требует возведение отдельно стоящего помещения, в котором будет поддерживаться оптимальная температура для нормальной его работы.

В результате проведенных технико-экономических расчетов, получение энергии с использованием солнечных батарей имеет короткие сроки окупаемости. Такая установка позволяет получить дешевую электроэнергию для питания удаленных от энергосистем потребителей без вреда окружающей среде.

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Д.Ф. ГУБАЕВ, Г.Н. ГАЛИЕВА

Способ заземления нейтрали сети является достаточно важной характеристикой.

4 режима заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ

В настоящее время в мировой практике используются следующие способы заземления нейтрали сетей среднего напряжения:

- изолированная (незаземленная);
- глухозаземленная (непосредственно присоединенная к заземляющему контуру);
- заземленная через дугогасящий реактор;
- заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный).

Изолированная нейтраль

Режим изолированной нейтрали достаточно широко применяется в России. Исторически режим изолированной нейтрали был первым режимом заземления нейтрали, использовавшимся в электроустановках среднего напряжения. Его достоинствами являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- малый ток в месте повреждения (при малой емкости сети на землю).

Нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор

Она также достаточно часто применяется в России. Этот способ заземления нейтрали, как правило, находит применение в разветвленных кабельных сетях промышленных предприятий и городов.

Достоинствами этого метода заземления нейтрали являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- малый ток в месте повреждения (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);
- возможность самоликвидации однофазного замыкания, возникшего на воздушной линии или ошиновке (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);
- исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.

Принятый в России режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) – это исторически сложившаяся реальность, а не просто чья-то прихоть. Еще в 30-е гг. прошлого столетия было принято решение о внедрении в сетях 6–35 кВ компенсации емкостного тока и определены предельные токи замыкания на землю, при которых в сети должны устанавливаться дугогасящие реакторы. Эти нормы почти без изменений дошли до наших дней, и сейчас в России примерно 80 % сетей 6–35 кВ работают с компенсацией емкостного тока замыкания на землю.

Нейтраль, заземленная через резистор (высокоомный или низкоомный)

Возможны два варианта реализации резистивного заземления нейтрали: высокоомный или низкоомный. Достоинствами резистивного заземления нейтрали являются:

- отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в сети;

- отсутствие необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);
- исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;
- уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);
- практически полное исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);
- простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

Глухозаземленная нейтраль

Как уже было сказано, в отечественных сетях 6–35 кВ не используется. Этот режим заземления нейтрали широко распространен в США, Канаде, Австралии, Великобритании и связанных с ними странах. Применение глухого заземления нейтрали в сетях среднего напряжения в России вряд ли необходимо и вероятно в обозримом будущем. Указанный выше случай глухого заземления нейтрали в кабельной сети 35 кВ, питающей г. Кронштадт, является исключением.

Главной целью исследования являлось сравнение особенностей процессов, происходящих при ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью (наличие только ДГР в нейтрали) и после установки резисторов параллельно катушке. С применением методов статистической обработки результатов по выборке, включающей 239 осциллограмм, показано, как меняется динамика процессов, вызывающих опасные воздействия на изоляцию сети, в зависимости от способа заземления нейтрали. Это позволит в дальнейшем более корректно и обоснованно подходить к выбору способа заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ, режим эксплуатации которых близок к описываемому.

Анализ воздействующих на изоляцию кабелей перенапряжений

Развитие режима ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью зачастую связано с изменением схемы сети, как в результате действия релейной защиты, так и при оперативных переключениях. Следовательно, изменяется настройка ДГР, что в случае возникновения перемежающегося режима горения дуги может привести к возникновению опасных перенапряжений. Перенапряжениям подвергается прежде всего бумажно-масляная изоляция (БМИ) кабелей секций ГРУ.

В данной сети, как и в большинстве сетей классов 6–35 кВ, где используются ДГР с дискретным регулированием, возможны заметные расстройки компенсации за счет изменения схемы.

Помимо этого, по крайней мере два ДГР из трех являются постоянно включенными (в режиме перекомпенсации), поэтому ликвидация дугового замыкания часто сопровождается процессом биения фазных напряжений – наложением на установившееся напряжение промышленной частоты свободной составляющей близкой частоты. Этот случай характеризуется увеличением напряжения на поврежденной фазе до значений $1,8–2,0 U_{\phi}$.

Проведенный анализ уровней перенапряжений, длительности горения дуги позволяет заключить: во-первых, при наличии в нейтрали резистора и реактора уровни перенапряжений, как и время их воздействия на изоляцию, оказываются более низкими, чем при наличии только ДГР; во-вторых, вероятность повторных пробоев в случае комбинированного заземления нейтрали также снижается. Поэтому число воздействий перенапряжений на неповрежденные фидеры, наоборот, может быть уменьшено.

Подчеркнем, что перенапряжения после повторных пробоев до перехода ОЗЗ в устойчивое «металлическое» однофазное замыкание с отключением оборудования защитой могут быть достаточно высоки по сравнению с имевшими место после первого погасания дуги. Так, при отсутствии резистора в рассматриваемой сети были зарегистрированы замыкания с максимальным уровнем перенапряжений $2,7 U_{\phi}$. Таким образом, при установке резистора в нейтраль сети 6 кВ параллельно дугогасящему реактору наблюдается следующая картина: все попытки повторных зажиганий и действительные повторные пробои имеют место, как правило, в течение одного-двух периодов промышленной частоты после первого замыкания на землю и не приводят в абсолютном большинстве случаев к перенапряжениям, превышающим первоначальные $2,0–2,1 U_{\phi}$.

Анализ длительности горения дуги

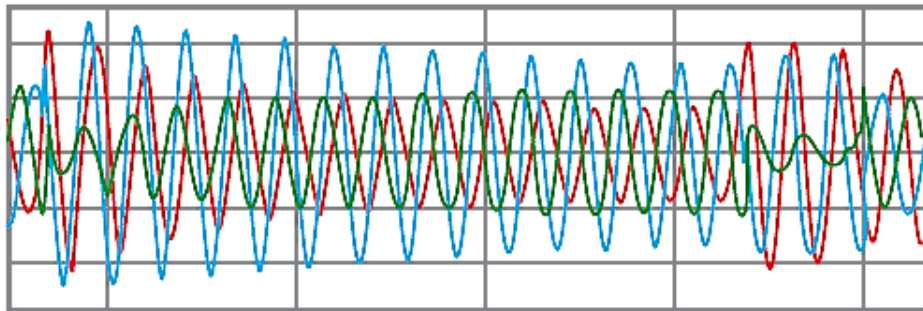
В рассматриваемой сети при ОДЗЗ по условиям гашения перемежающейся дуги подавляющее большинство зарегистрированных повреждений обусловлено так называемым горением дуги в узком канале. Для этих дуг характерны принудительное гашение из-за сильного продольного дутья за счет разложения изоляции (масла) в канале пробоя и, следовательно, достаточно высокая скорость деионизации дугового промежутка. При горении закрытой дуги в кабеле или муфте происходит науглероживание дугового канала, при котором через некоторое время дуговое замыкание может перейти в металлическое. Напряжение повторных пробоев дугового промежутка постепенно снижается.

При комбинированном заземлении нейтрали сети дуга горит в среднем в три раза меньше по времени, чем при компенсированной нейтрали.

Включение резистора в нейтраль способствует самогашению дуги, препятствует созданию условий ее повторных зажиганий и в целом облегчает работу электрической изоляции оборудования.

На рис. 1 приведены экспериментальные осциллограммы напряжений в фазах на секции шин ТЭЦ КМК при различной продолжительности процессов горения дуги и времени восстановления напряжения. Видно, что в случае реактированной нейтрали в зависимости от условий, при которых происходит пробой, восстановление напряжения поврежденной фазы зачастую обрывается: происходят повторные зажигания дуги.

а) плавное восстановление напряжения поврежденной фазы с повторными пробоями



б) частые многократные ОДЗ в одной фазе без перехода в устойчивое металлическое ОЗЗ

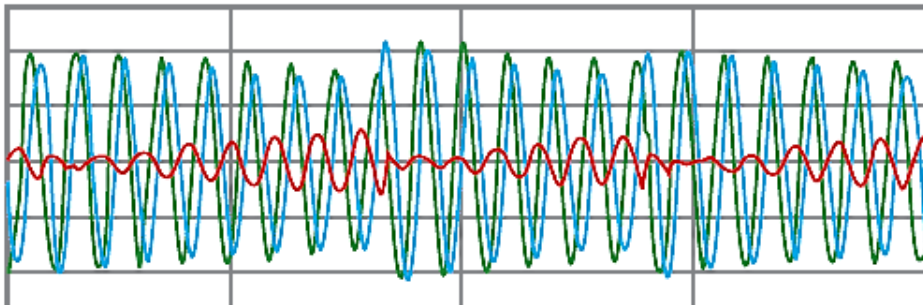


Рис. 1. Процессы в сети 6 кВ ТЭЦ с компенсированной нейтралью при многократных повторных пробоях в разные интервалы времени (графики растянуты)

Выводы

Характер процессов горения и гашения дуги при наличии в нейтрали резистора с очевидностью ведет к снижению уровня перенапряжений. Кроме того, в сети с комбинированной нейтралью происходит сокращение времени горения дуги после однократного пробоя примерно в 3 раза по сравнению с компенсированной нейтралью.

2. В сетях средних классов напряжения с изолированной или компенсированной нейтралью большую опасность представляют двойные (и многоместные) повреждения.

3. Включение в нейтраль сети резистора способствует самогашению дуги, уменьшая степень повреждения изоляции и вероятность повторных пробоев.

4. Интенсивное горение закрытых дуг сопровождается возникновением ударного давления, в результате чего поврежденная изоляция может быть механически разрушена. Все эти достаточно тяжелые последствия дуговых замыканий в КЛ могут быть снижены с помощью усиления эффекта самопогасания дуги посредством включения в нейтраль активного сопротивления.

ВЫПОЛНЕНИЕ РЕЗЕРВНОЙ СТУПЕНИ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ К КОРОТКИМ ЗАМЫКАНИЯМ ЗА ТРАНСФОРМАТОРАМИ ОТВЕТВЛЕНИЙ

Л.М. КОЛЕСОВ, В.В. МОЖЖУХИНА

При осуществлении дистанционной защиты (ДЗ) линий с ответвлениями возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) за трансформаторами ответвлений. Это определяется в первую очередь тем, что на замер сопротивления влияет подпитка с противоположной стороны линии, при которой замер может быть значительно больше действительного сопротивления до места КЗ. Во вторых, реле сопротивления должно быть отстроено от нагрузочного режима линии. Причем переток мощности по линии может быть таким, что ток нагрузки соизмерим с током КЗ за трансформатором ответвления, а сопротивление нагрузочного режима близко к замеру сопротивления при КЗ за трансформатором. Еще большие трудности возникают при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «звезда – треугольник».

В данной работе предлагается специальное выполнение дистанционной защиты (ДЗ) линий с ответвлениями напряжением 110–220 кВ [1], на которых в качестве основной защиты используется продольная дифференциальная токовая защита (ДЗЛ). Предполагается, что в микропроцессорных терминалах ДЗЛ также имеются функции резервных ступенчатых защит (КСЗ), в том числе и ДЗ.

В каждом из терминалов ДЗЛ (рис. 1) имеется информация о токе через защиту, токе противоположного конца линии, их сумма, а также напряжение на шинах в месте установки защиты (I_1 , I_2 , $(I_1 + I_2)$ и $U_{ш}$).

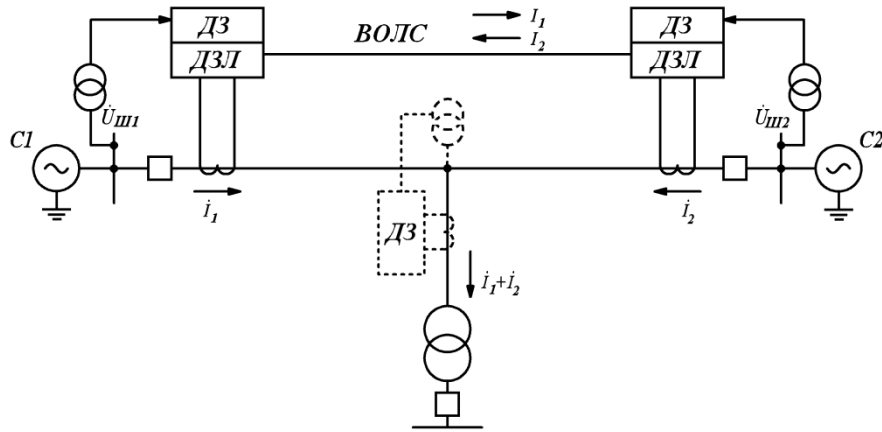


Рис. 1. Схема виртуального ИО сопротивления, включаемого на междуфазное напряжение в месте отщвления и ток в отщвлении

Имея такие параметры, предлагается выполнить дополнительное виртуальное реле сопротивления, включаемое на междуфазное напряжение в месте отщвления и ток в отщвлении и предназначенное для действия только при КЗ за трансформатором отщвления.

Для получения напряжения в месте отщвления используется напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до отщвления. Для защиты 1 напряжение $\dot{U}_{отв1}$ определяется по выражению:

$$\dot{U}_{отв1} = \dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_{л1},$$

где $\dot{U}_{ш1}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты; $\underline{Z}_{л1}$ – сопротивление участка линии до отщвления; \dot{I}_1 – ток через защиту.

Ток в отщвлении $\dot{I}_{отв}$ определяется как сумма токов по концам линии:

$$\dot{I}_{отв} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2,$$

где \dot{I}_2 – ток противоположного конца линии.

При этом замер сопротивления измерительного органа определяется выражением:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_{л1}}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

В качестве подведенных величин, как и в традиционных измерительных органах сопротивления, используются междуфазные напряжения и соответствующие разности фазных токов. Например, для реле, включенного на междуфазное напряжение фаз *A* и *B*, замер сопротивления производится по выражению:

$$\underline{Z}_{замAB} = \frac{\dot{U}_{AB1} - \underline{Z}_{л1}(\dot{I}_{A1} - \dot{I}_{B1})}{(\dot{I}_{A1} - \dot{I}_{B1}) + (\dot{I}_{A2} - \dot{I}_{B2})}.$$

Для проверки предлагаемого алгоритма работы виртуального реле сопротивления проведены расчеты замеров сопротивления в различных режимах. На рис. 2 представлена расчетная схема сети с указанием выбранных характерных точек КЗ.

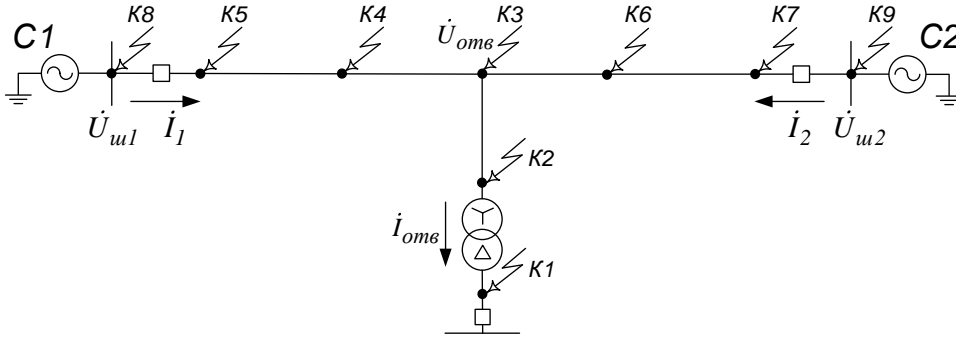


Рис. 2. Расчетная схема для определения замера сопротивления предлагаемого реле

При трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (K1) сопротивление на зажимах защиты $\underline{Z}_{зам}^{(3)}$ будет равно:

$$\underline{Z}_{зам}^{(3)} = \underline{Z}_{омв} + \underline{Z}_{мп} + r_n,$$

где $\underline{Z}_{омв}$ – сопротивление ответвления; $\underline{Z}_{мп}$ – сопротивление трансформатора ответвления; r_n – переходное сопротивление электрической дуги.

При двухфазном КЗ за трансформатором ответвления (Y/D) замер осуществляется для двух реле $\underline{Z}_{зам1}^{(2)}$ и $\underline{Z}_{зам2}^{(2)}$ и определяется по выражениям [2]:

$$\underline{Z}_{зам1}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{зам}^{(3)} \cdot e^{-j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{-j90^\circ},$$

$$\underline{Z}_{зам2}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{зам}^{(3)} \cdot e^{+j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{+j90^\circ},$$

где $\underline{Z}_{с.экв}$ – эквивалентное сопротивление систем, которое вычисляется как:

$$\underline{Z}_{с.экв} = (\underline{Z}_{c1} + \underline{Z}_{л1}) // (\underline{Z}_{c2} + \underline{Z}_{л2}),$$

где \underline{Z}_{c1} , \underline{Z}_{c2} – сопротивления систем C1 и C2.

При КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора ответвления (K2) сопротивление на зажимах защиты $\underline{Z}_{зам}$ будет равно:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{отв} + r_n.$$

При металлическом КЗ в месте ответвления (К3) замер равен нулю.

При металлическом КЗ на линии до ответвления (К4) замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\underline{Z}_{л1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ.

При КЗ в начале линии (К5) замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = -\underline{Z}_{л1} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

При КЗ на линии после ответвления (К6) замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2_кз} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\underline{Z}_{л2_кз}$ – сопротивление от места ответвления до места КЗ.

При КЗ в конце линии (К7) замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

При внешнем КЗ «за спиной» (К8) замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{с1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{с1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}},$$

где $\underline{Z}_{с1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ в системе С1; $\dot{I}_{нагр_отв}$ – ток нагрузки ответвления. При внешнем КЗ за защищаемой линией (К9) замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{с2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{с2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}},$$

где $\underline{Z}_{с2_кз}$ – сопротивление от конца линии до места КЗ в системе С2.

В нагрузочном режиме сумма токов по концам защищаемой линии равна току нагрузки ответвления. Поэтому замер сопротивления оказывается равным сопротивлению нагрузки ответвления. При внешних КЗ и в

нагрузочном режиме замер сопротивления значительно больше замера сопротивления при КЗ в зоне действия виртуального реле.

На рис. 3 приведены результаты расчета сопротивлений на зажимах виртуальной защиты в различных режимах.

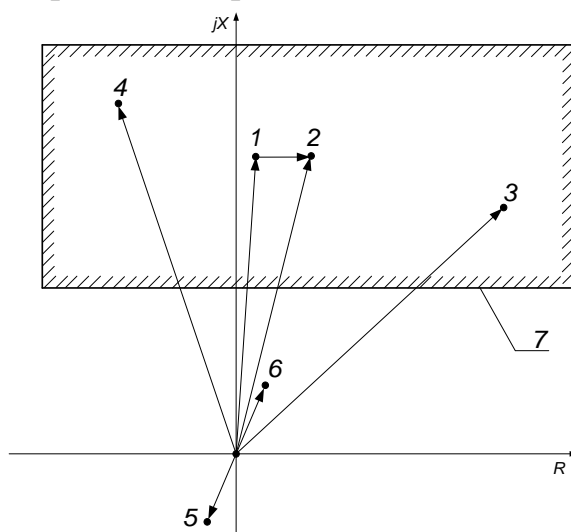


Рис. 3. Замер сопротивления виртуального реле при КЗ в различных точках расчетной схемы и характеристика срабатывания реле: 1 – при металлическом трехфазном КЗ в т. К1 за трансформатором ответвления; 2 – при трехфазном КЗ через переходное сопротивление в т. К1 за трансформатором ответвления; 3 – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление в т. К1 за трансформатором ответвления; 4 – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление в т. К1 за трансформатором ответвления; 5 – при металлическом КЗ в т. К5 в начале линии; 6 – при металлическом КЗ в т. К7 в конце линии; 7 – характеристика срабатывания реле

Анализ полученных результатов показывает следующее. При КЗ на ответвлении замер сопротивления виртуального реле оказывается таким же, как у реального реле, включаемого на междуфазное напряжение в месте ответвления и ток в ответвлении. Для любого вида междуфазного КЗ до трансформатора и за трансформатором с соединением обмоток «звезда – звезда», а также при трехфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток «звезда – треугольник» замер сопротивления оказывается равным действительному сопротивлению до места КЗ. При двухфазном КЗ за трансформатором замер искажается, но влияние подпитки все равно устраняется.

При внешних КЗ замер виртуального реле равен сопротивлению нагрузки ответвления, т.е. таким же, как и у заменяемого реле.

При КЗ на линии до ответвления замер у виртуального реле оказывается фиктивным, располагается в третьем квадранте и не превышает значения сопротивления линии до ответвления. При КЗ на линии после ответвления замер у виртуального реле оказывается фиктивным, располага-

ется в первом квадранте и не превышает значения сопротивления линии после ответвления.

Замер сопротивления при КЗ за трансформатором ответвления, как при металлическом, так и через переходное сопротивление, существенно отличается от замеров сопротивления при КЗ в других расчетных точках, что свидетельствует о возможности выполнить дополнительную ступень ДЗ, основанную на данном принципе. Для выполнения защиты, чувствительной к КЗ за трансформатором ответвления и отстроенной от всех других КЗ, предлагается использовать характеристику срабатывания измерительного органа сопротивления в виде прямоугольника, охватывающего область замеров сопротивлений при КЗ за трансформатором (рис. 3).

При неисправности цепей напряжения предлагается использовать реле тока, включаемое на сумму токов по концам защищаемой линии. Это реле должно отстраиваться только от тока нагрузки ответвления, а не от значительно большего тока нагрузки линии. Поэтому суммарная токовая защита обеспечивает значительно большую чувствительность, чем существующие токовые защиты.

Заключение

Для действия при КЗ за трансформатором ответвления предлагается выполнить дополнительное виртуальное реле сопротивления, включаемое на междуфазное напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов по концам линии.

При КЗ на ответвлении виртуальное реле оказывается как бы включенным в сеть с односторонним питанием, где отсутствует заглубляющее защиту влияние подпитки от противоположной системы и перетока мощности по линии. Поэтому чувствительность предлагаемой защиты оказывается значительно выше существующей.

Для обеспечения несрабатывания в режимах без КЗ достаточно обеспечить отстройку от тока нагрузки только трансформатора ответвления, а не от перетока мощности по линии, что значительно улучшает отстроенность от нагрузочных режимов.

При неисправности цепей напряжения предлагается использовать реле тока, включаемое на сумму токов по концам защищаемой линии, обеспечивающее большую чувствительность, чем существующие токовые защиты.

Список литературы

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем / А.М. Федосеев. – М.: Энергия, 1976.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Энергия, 1966.

АВТОРЫ**Алфавитный порядок**

АБАНИНА Е.И. КГЭУ, г. Казань.

АБДРАХМАНОВ А.Х. студент КГЭУ, г. Казань.

АБДУЛЛИН Л.И. электромонтер Высокогорского РЭС, ОАО «Сетевая компания».

АКМАЕВ А.Н. главный эксперт ОТК филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

АЛЕШИНА Н.Н. ведущий специалист СЭР филиала ОАО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ, г. Пенза.

АХМЕРОВ И.Б. начальник СЭРиБ филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

АХМЕТОВА И.Г. канд. техн. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

БАРСКОВА Р.Н. инженер службы релейной защиты и автоматики, Управление ОАО «Генерирующая компания», г. Казань.

БАХМИСОВ О.В. аспирант ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ», г. Москва.

БЕЛЯЕВ Е.В. КГЭУ, г. Казань.

БИКАЕВА Г.Ш. инженер проектно-сметного отдела НГДУ «Азнакаевскнефть», г. Азнакаево.

БИЛАЛОВ Ф.Ф. инженер по наладке и испытаниям СРПиЭ ООО «Диагностика-Энергосервис», г. Альметьевск.

БИЧУРИН А.А. инженер-энергетик цеха поддержания пластового давления НГДУ «Ямашнефть», г. Альметьевск.

БУДНИКОВА И.К. канд. тех. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

БУКРЕЕВ И.В. диспетчер оперативно-диспетчерской службы филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа.

ВАЛЕЕВ И.М. профессор, д-р техн. наук, зав. кафедрой «Электрические станции», КГЭУ, г. Казань.

ВАЛИУЛЛИН Р.Р. инженер по наладке и испытаниям СРПиЭ ООО «Диагностика-Энергосервис», г. Альметьевск.

ВОДОПЬЯНОВ В.А. электромонтер электрического цеха,

ВОРКУНОВ О.В. канд. техн. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

ВОРКУНОВА В.С. КГЭУ, г. Казань.

ГАБДРАХИМОВ И.А. магистр 1-го года, КГЭУ, г. Казань.

ГАЛИЕВ Р.Ф. магистрант КГЭУ, г. Казань.

ГАЛИЕВА Г.Н. студент КГЭУ, группы АУС-1-10, г. Казань.

ГАЛЛЯМОВ Д.Ф. ведущий специалист СРЗА.

ГИЛЬФАНОВ К.Х. д-р техн. наук, профессор КГЭУ, г. Казань.

ГЛУХОВ Д.А. ведущий специалист СРЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ, аспирант кафедры «Энергетика и электротехнологии» ФГБОУ ВПО ИжГСХА, г. Ижевск.

ГОЛЬДШТЕЙН В.Г. д-р техн. наук, профессор ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет», г. Самара.

ГОРБУНОВ В.В. зам. начальника АЭЭЦ ООО «Электро-Энергосервис», г. Альметьевск.

ГУБАЕВ Д.Ф. канд. техн. наук, профессор КГЭУ, г. Казань.

ГУБАЙДУЛЛИН И.И. ведущий инженер программист отдела информационных систем управления филиала ОАО «ТГК-16» Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1), г. Нижнекамск

ДЕНИСОВА А.Р. канд. техн. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

ЗДОРЕНКО С.Б. специалист 1 категории СРЗА.

ИВАНОВ Ф.А. зам. технического директора ЗАО «ЭнЛАБ», г. Чебоксары.

ИГНАТОВ А.С. директор обособленного подразделения, ООО «Электра», г. Санкт-Петербург.

ИГНАТЬЕВ А.Г. КГЭУ, г. Казань.

ИЛЬЯСОВА Д.Т. КГЭУ, г. Казань.

ИОНОВ А.А. начальник отдела СРЗА.

ИСАЕВ И.А. инженер группы метрологии, филиал ОАО «Сетевая компания», Приволжские электрические сети, Казань.

ИСАКОВ Д.Г. студент 4 курса, КГЭУ, г. Казань.

ИСАКОВ Р.Г. канд. техн. наук, КНИТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань.

ИСМАГИЛОВ Т.С. канд. техн. наук, главный специалист Филиал ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа.

КАБАЦКИЙ А.В. студент КГЭУ, г. Казань.

КАДЕРМЯТОВ Р. Д. студент 5-го курса факультета ИЭИТ.

КАРТАШОВА А.А. аспирант КГЭУ, г. Казань.

КАСИМОВ В.А. аспирант КГЭУ, г. Казань.

КОЛЕСОВ Л.М. канд. техн. наук, доцент ИГЭУ, г. Иваново.

КОПЫЛОВ А.М. магистрант 2-го года обучения, гр. ЭХПм-1-12, КГЭУ, г. Казань.

КОРОТКОВ А.Б. директор филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа.

КУЗНЕЦОВ О.Н. канд. техн. наук, доцент ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ», г. Москва.

КУКСОВ С.В. студент КГЭУ, г. Казань.

КУРАКИН С.В. инженер службы релейной защиты и автоматики, Управление ОАО «Генерирующая компания», г. Казань.

МИНАЛИЕВ А.В. КГЭУ, г. Казань.

МИНАЛИЕВ И.В. студент гр. АУСм-1-13, КГЭУ, г. Казань.

МИНУЛЛИН Р.Г. д-р физ.-мат. наук, профессор КГЭУ, г. Казань.

МИФТАХОВА А.Н. студентка 4-го курса КГЭУ, г. Казань.

МОЖЖУХИНА В.В. аспирант ИГЭУ, г. Иваново.

МУРАВЬЕВ О.В. инженер группы возбуждения и защиты блоков.

МУСАЕВ Т.А. мастер службы подстанций, Казанские электрические сети, аспирант 3 года обучения, КГЭУ, г. Казань.

МУСТАФИН К.А. КГЭУ, г. Казань.

МУХАМЕТОВА Л.Р. аспирант КГЭУ, г. Казань.

МУХОРТОВ И.С. начальник СРПиЭ ООО «Диагностика-Энергосервис», г. Альметьевск.

НОВИКОВ В.Ф. д-р хим. наук, профессор КГЭУ, г. Казань.

НУРТДИНОВ И.Г. инженер филиала ОАО «Сетевая компания» БуЭС, г. Буинск.

МАЛОЛЕТКИНА О.В. специалист 2 категории службы электрических режимов, специалист 2 категории оперативно-диспетчерской службы филиала ОАО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ, г. Оренбург.

МИРОНОВА А.В. специалист 2 категории службы электрических режимов, специалист 2 категории оперативно-диспетчерской службы филиала ОАО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ, г. Оренбург.

ОКОННИКОВ И.Н. студент гр. УРСм-1-12, КГЭУ, г. Казань.

ПИСКОВАЦКИЙ Ю.В. доцент КГЭУ, г. Казань.

ПЛЕШАКОВ А.И. начальник отдела учета топливно-энергетических ресурсов и реализации тепловой энергии ООО «Тепло-Энергосервис», г. Альметьевск.

РАДИОНОВ А.С. КГЭУ, г. Казань.

РОМАНОВ В.С. аспирант, машинист гидроагрегатов филиала ОАО «РусГидро» – «Жигулевская ГЭС», г. Жигулевск.

САБИРЗЯНОВ А.Н. магистрант 2-го года обучения, КГЭУ, г. Казань.

САЕТГАРАЕВА Л.Ф. специалист ОИТ управления ОАО «Сетевая компания», г. Казань.

САМОЙЛОВ А.В. студент КГЭУ, г. Казань.

САФАРГАЛИЕВ А.И. ведущий инженер ООО «Диагностика Энергосервис», г. Альметьевск.

Сафин Р.Р. магистр 1 года обучения, КГЭУ, Казань.

САФИУЛЛИН И.Р. ведущий инженер-энергетик отдела главного энергетика нефтегазодобывающего управления «Альметьевнефть», г. Альметьевск.

СЕЛИВАНОВ Р.С. магистрант КГЭУ, г. Казань.

СОКОЛОВ В.А. заместитель начальника СРЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

СОКОЛОВ Д.В. КГЭУ, г. Казань.

СОКОЛОВ С.А. начальник СРЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

СТОЛЯРОВА Я.С. студент гр. АУСм-1-13, г. Казань.

ФЕДОТОВ А.И. д-р техн. наук, профессор КГЭУ, г. Казань.

ФЕТИСОВ Л.В. канд. техн. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

ФИЛИМОНОВА Т.К. канд. физ.-мат. наук, доцент КГЭУ, г. Казань.

ФИЛЯЕВ Д.Г. заместитель начальника оперативно-диспетчерской службы филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа.

ХАЗИЕВ И.Н. начальник отдела эксплуатации, ООО «Диагностика-Энергосервис», г. Альметьевск.

ХАКИМЗЯНОВ Э.Ф. ст. преподаватель каф. РЗА КГЭУ, г. Казань.

ХАСАНОВ И.В. магистрант 2-го года обучения, КГЭУ, г. Казань.

ХОХЛОВ А.М. аспирант ФГБОУ ВПО НИУ «МЭИ», г. Москва.

ХУСАЕНОВ И.А. магистрант КГЭУ, г. Казань.

ЧЕРЕМИСИНОВ Б.А. ведущий инженер ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ», г. Москва.

ЧУГУНОВА М.С. КГЭУ, г. Казань.

ШАРАФЕЕВ Р.Ф. главный специалист.

ШАРИФУЛЛИН А.Ф. студент КГЭУ, г. Казань.

ЯРУЛЛИН М.Р. аспирант КГЭУ, г. Казань.

СОДЕРЖАНИЕ

Игнатов А.С. Система активной молниезащиты Forend	3
Галлямов Д.Ф., Коротков А.Б. Повышение надежности работы энергосистемы путем оптимального выбора принципов автоматического повторного включения шин (АПВШ) 110 (220) кВ и автосборки (АС) секций (систем) шин в нормальном и ремонтном режимах	8
Муравьев О.В. Дистанционное отключение сигнализации блоков ГТ-1÷11 при выводе энергоблока в резерв и для определения места замыкания в цепях сигнализации	13
Глухов Д.А. Разработка органа логического ускорения резервных защит автотрансформаторов	15
Нуртдинов И.Г. Мобильный комплекс инженера телемеханики . . .	20
Шарафеев Р.Ф., Исмагилов Т.С. Анализ надежности электрических режимов	22
Губайдуллин И.И. Пути повышения надежности корпоративной сети передачи данных Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1).	26
Алешина Н.Н. Повышение эффективности оперативного управления на основе исследования надежности ВЛ 110 кВ	30
Саетгараева Л.Ф. Основные аспекты автоматизации системы бюджетирования ОАО «Сетевая компания» на базе «IBM COGNOS TM1»	34
Малолеткина О.В., Миронова А.В. Идентификация низкочастотных колебаний применением метода эмпирической модовой декомпозиции	37
Калинин А.В. Разработка и внедрение системы мониторинга инженерной инфраструктуры	41
Писковацкий Ю.В. Способ обнаружения гололедных отложений на проводах воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ	46
Барскова Р.Н., Куракин С.В. Анализ излишнего срабатывания продольной дифференциальной защиты при внешних однофазных замыканиях на землю и способ решения данной проблемы	50
Исаев И.А. Автоматизация технического обслуживания цифровых устройств релейной защиты и автоматики	53
Здоренко С.Б., Ионов А.А. Сравнительный анализ подходов к реализации цепей тока и напряжения	55
Водопьянов В.А. Перспективы внедрения трансформаторов с аморфным магнитопроводом в энергетике	58
Карташова А.А., Новиков В.Ф. Повышение надежности работы энергетической системы посредством диагностики состояния маслонаполненного электрооборудования	61
Абдуллин Л.И. Моделирование защиты от ОЗЗ в РЭС на основе нечеткой логики	64

Оконников И.Н., Миналиев И.В. Организация температурного мониторинга воздушных линий электропередачи	66
Исаков Р.Г., Иванов Ф.А. Повышение технического совершенства релейной защиты и автоматики с использованием программно-аппаратного комплекса RTDS	69
Радионов А.С. Противоаварийная автоматика с температурной коррекцией	73
Сафин Р.Р. Релейная защита и автоматика на электростанциях малой энергетики при параллельной работе с энергосистемой	75
Соколов Д.В., Ахмеров И.Б. Определение факторов, влияющих на электропотребление в регионах с высоким уровнем промышленного производства (на примере республики Татарстан)	79
Куксов С.В., Исаков Р.Г. Определение критического времени работы АВР для выполнения самозапуска асинхронных двигателей	83
Чугунова М.С., Соколов С.А. Методика и способы повышения чувствительности дифференциальной защиты (ДЗШ) производства НПП ЭКРА при опробовании шин	88
Мифтахова А.Н. Энергетический кластер Татарстана	91
Мустафин К.А., Акмаев А.Н. Интерактивная база данных объектов диспетчеризации операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана	92
Федотов А.И., Ахметшин А.Р. Методики энергосбережения и повышения качества электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ	94
Беляев Е.В., Хакимзянов Э.Ф. Способы уменьшения гармонических составляющих	99
Козлов В.К., Уканеева Е.Р. Блок питания на основе трансформатора тока	103
Ахметова И.Г., Мухаметова Л.Р. Бенчмаркинг электросетевых компаний	105
Кузнецов О.Н., Хохлов А.М., Бахмисов О.В., Черемисинов Б.А. Совершенствование и расширение электродинамической модели МЭИ	110
Мухортов И.С., Горбунов В.В. Комплексная проверка изоляции без снятия напряжения в распределительных воздушных сетях 6(10) кВ	114
Селиванов Р.С. Принципы построения автоматизированной системы контроля и диагностики силового трансформатора	118
Сафаргалиев А.И., Хазиев И.Н. Метод селективного определения поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю на воздушных линиях 6 (10) кВ	123
Мусаев Т.А., Валеев И.М. Оптимизация режимов работы городской распределительной сети напряжением 6 (10) кВ	126

Валиуллин Р.Р., Билалов Ф.Ф. Диагностика кабельных линий методом регистрации частичных разрядов	129
Абанина Е.И., Соколов В.А. Обеспечение дальнего резервирования ЛЭП 35–220 кВ с помощью микропроцессорных терминалов «ИЦ БРЕСЛЕР»	133
Плешаков А.И. Автоматизированная система контроля качества сгорания попутного нефтяного газа котла ДЕ 10-14 котельной промбазы «Кичуй» НГДУ «Елховнефть»	137
Хакимзянов Э.Ф., Исаков Р.Г., Абдрахманов А.Х., Шарифуллин А.Ф. Поведение измерительных органов сопротивления при замыканиях на землю в распределительной сети 10 кВ	140
Хазиев И.Н., Сафаргалиев А.И. Организация автоматизированных систем управления на базе БМРЗ на подстанциях ОАО «Татнефть» . . .	146
Гильфанов К.Х., Самойлов А.В. Оптимизация пульсационного режима подачи жидкого реагента в нефтяную скважину	148
Сафиуллин И.Р. Внедрение программного комплекса «Энергобаланс» для решения задач баланса энергетических и материальных потоков в нефтегазодобывающем управлении «Альметьевнефть»	152
Копылов А.М. Интеллектуальная система управления внутренним освещением административных зданий	155
Бичурин А.А. Пути использования тепловой энергии ГТУ CAPSTONE на ГЗНУ-1331	160
Столярова Я.С., Губаев Д.Ф. Алгоритм автоматики разгрузки силового трансформатора	161
Бикаева Г.Ш. Использование полимерных материалов в системе электроснабжения нефтегазодобывающего управления «Азнакаевскнефть»	162
Габдрахимов И.А. Определение характеристик и мест повреждения кабелей среднего напряжения методом частичных разрядов	166
Кабацкий А.В., Будникова И.К. Расчет и диагностирование потерь напряжения в распределительных электрических сетях низкого напряжения	168
Исаков Д.Г., Исаков Р.Г. Анализ работы защиты от замыкания на землю в сетях с низкоомным заземлением нейтрали	172
Ильясова Д.Т., Гатауллин А.М. Комплексные микропроцессорные устройства релейной защиты	176
Яруллин М.Р., Касимов В.А., Минуллин Р.Г. Анализ методов обнаружения гололеда на линиях электропередачи	177
Касимов В.А., Минуллин Р.Г., Яруллин М.Р. Определение удельной плотности гололедообразования по длине линии электропередачи локационным методом	182

Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Филимонова Т.К. Влияние высокочастотного тракта линии электропередачи на амплитуду отраженных локационных сигналов	186
Миналиев А.В., Писковацкий Ю.В. Датчик обнаружения гололедных отложений на проводах линий электропередачи	191
Воркунов О.В., Воркунова В.С. Имитационное моделирование электромагнитных полей электроэнергетического оборудования высоковольтных станций и подстанций	193
Галиев Р.Ф. Особенности моделирования нагрузок статическими характеристиками при расчете режимов итерационным методом Ньютона	194
Букреев И.В., Филяев Д.Г., Коротков А.Б. Оптимизация методов отображения диспетчерской информации с целью повышения качества работы диспетчерского персонала	197
Кадермятов Р.Д. Разработка программного комплекса для выбора режимов работы	201
Игнатъев А.Г., Фетисов Л.В. Автоматизированная система управления водогрейных котлов	202
Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Филимонова Т.К. Влияние высокочастотного тракта линии электропередачи на запаздывания отраженных локационных сигналов	204
Романов В.С., Гольдштейн В.Г. Оценка состояния и перспектив развития систем электроснабжения российских мегаполисов	209
Сабирзянов А.Н. Исследование коронного разряда	213
Хасанов И.В. Сравнение существующих генераторов на основе пьезоэлементов	216
Хусаенов И.А., Денисова А.Р. Альтернативные источники энергии в нефтяной промышленности	220
Губаев Д.Ф., Галиева Г.Н. Перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью	221
Колесов Л.М., Можжухина В.В. Выполнение резервной ступени дистанционной защиты линий для обеспечения чувствительности к коротким замыканиям за трансформаторами ответвлений	226

Научное издание

VIII ОТКРЫТАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы докладов

28–29 ноября 2013 года

Казань

Под общей редакцией
кандидата технических наук,
профессора Э.Ю. Абдуллазянова

Примечание: печать докладов произведена с оригиналов, представленных авторами.

Издатель не несет ответственности за содержание докладов.

Редактирование, компьютерная верстка *К.В. Аршинова*

Подписано в печать 03.02.14

Формат 60x84/16. Бумага «Business». Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.

Усл. печ. л. 13,95. Уч.-изд. л. 15,48. Тираж 500 экз. Заказ №

Редакционно-издательский отдел КГЭУ, 420066, Казань, Красносельская, 51

VIII ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЈА И УПРАВЛЕНИЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКЕ

ISBN 978-5-89873-391-9



9 785898 733919