

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБОГРЕВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Алексеев К. И. – студент группы Э-21, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Экономия электроэнергии – крайне важный аспект жизни современного человеческого общества. Одним из основных объектов систем электроснабжения, позволяющих снизить потери электроэнергии, являются электрические подстанции. Основным расход электроэнергии на подстанциях приходится собственные нужды подстанций. При этом наиболее затратным является обогрев помещений и технического оборудования подстанций [1].

При общем обогреве помещений высокая температура отрицательно сказывается на состоянии оборудования и экономически не выгодна, а поддержание более низкой температуры может привести к выходу оборудования из строя [2].

Современные способы обогрева хорошо справляются со своими задачами и каждую систему можно использовать на подстанции для обогрева оборудования, но в то же время они окажутся экономически невыгодными, так как не обладают надлежащей автоматикой [3].

Для решения данной проблемы было решено спроектировать устройство, которое бы реализовывало идею автоматизации обогрева оборудования подстанции.

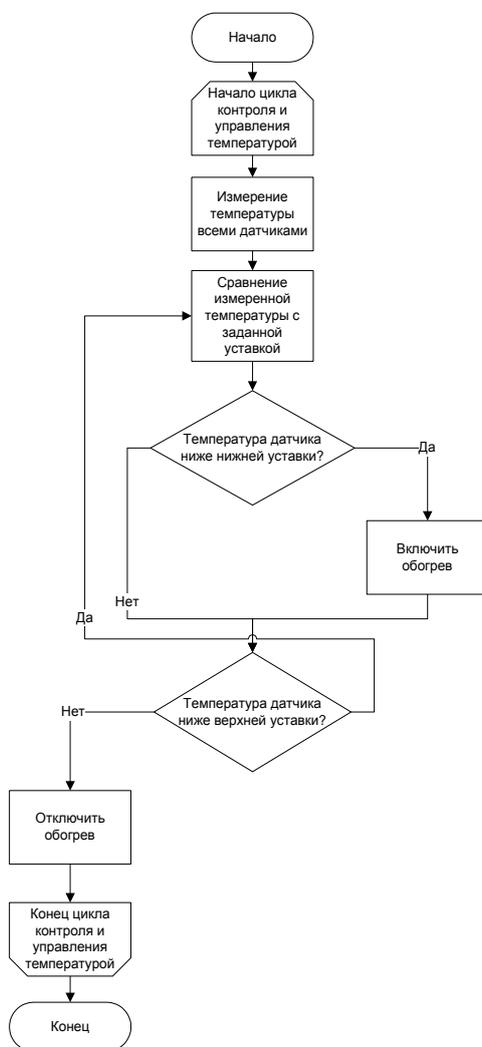


Рисунок 1 – Общая схема спроектированного устройства автоматизации обогрева

В ходе проектирования была поставлена задача, добиться постоянного и оперативного контроля параметров окружающей среды (температуры) с целью возможности регулирования в зависимости от поступивших на автоматику показателей [4].

Блок-схема спроектированного устройства представлена на рисунке 1. На ней наглядно показана логика работы спроектированного устройства.

Блок-схема, отображающая принцип работы системы настройки устройства изображена на рисунке 2.

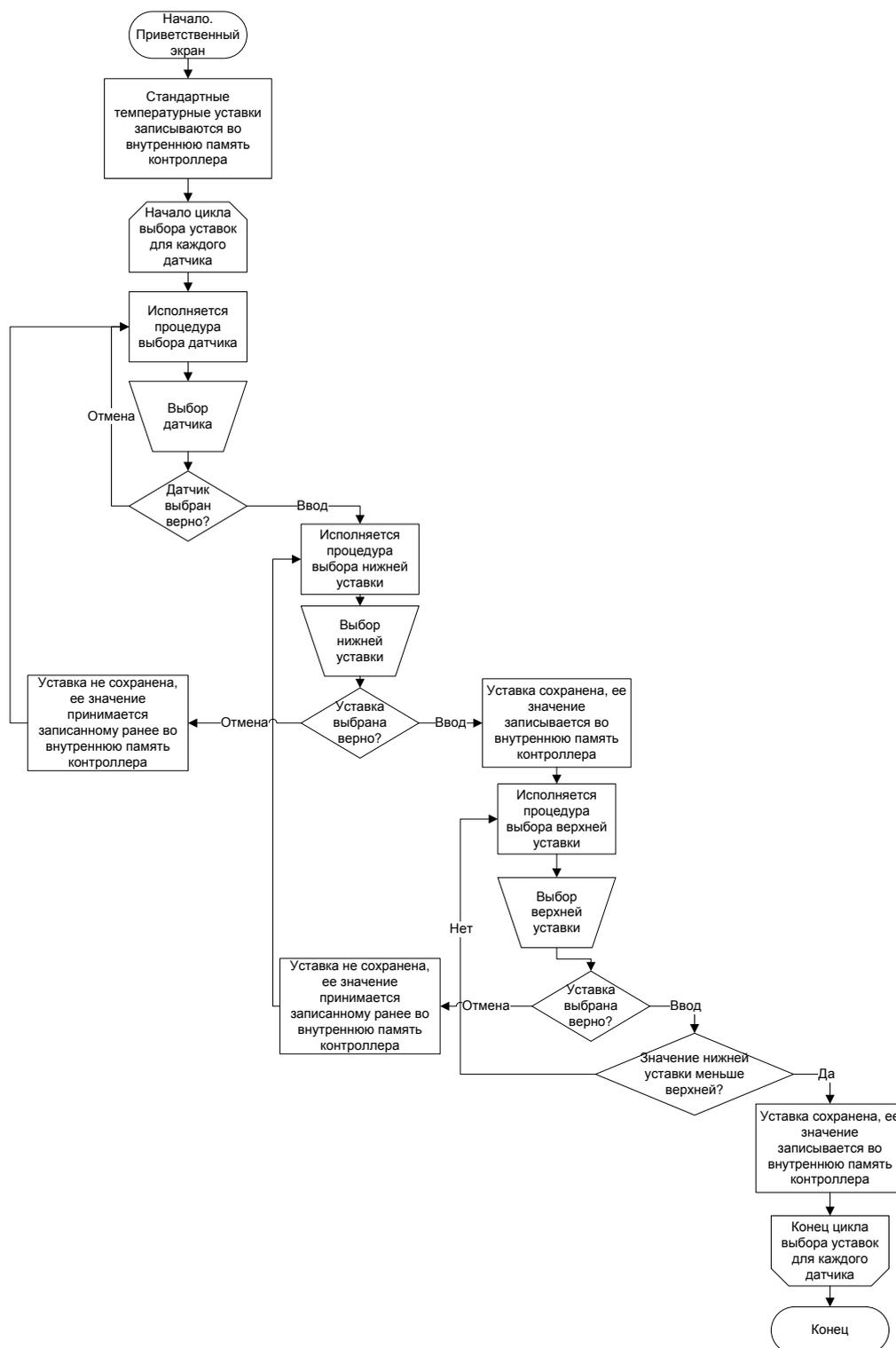


Рисунок 2 – Блок-схема меню настройки устройства

Принципиальная схема спроектированного устройства, созданная в среде Proteus, представлена на рисунке 3.

Разрабатываемое устройство позволит регулировать температуру нагревательных элементов в зависимости от температуры окружающей среды, что позволит сэкономить электроэнергию, а так же сохранить оборудование от замерзания и перегрева.

Данное устройство позволит предотвратить такие события, как несанкционированные потери электроэнергии, сокращение срока службы электрооборудования и преждевременный выход его из строя; увеличение энергозатрат на производстве, и, следовательно, позволит сократить денежные потери энергообеспечивающей компании.

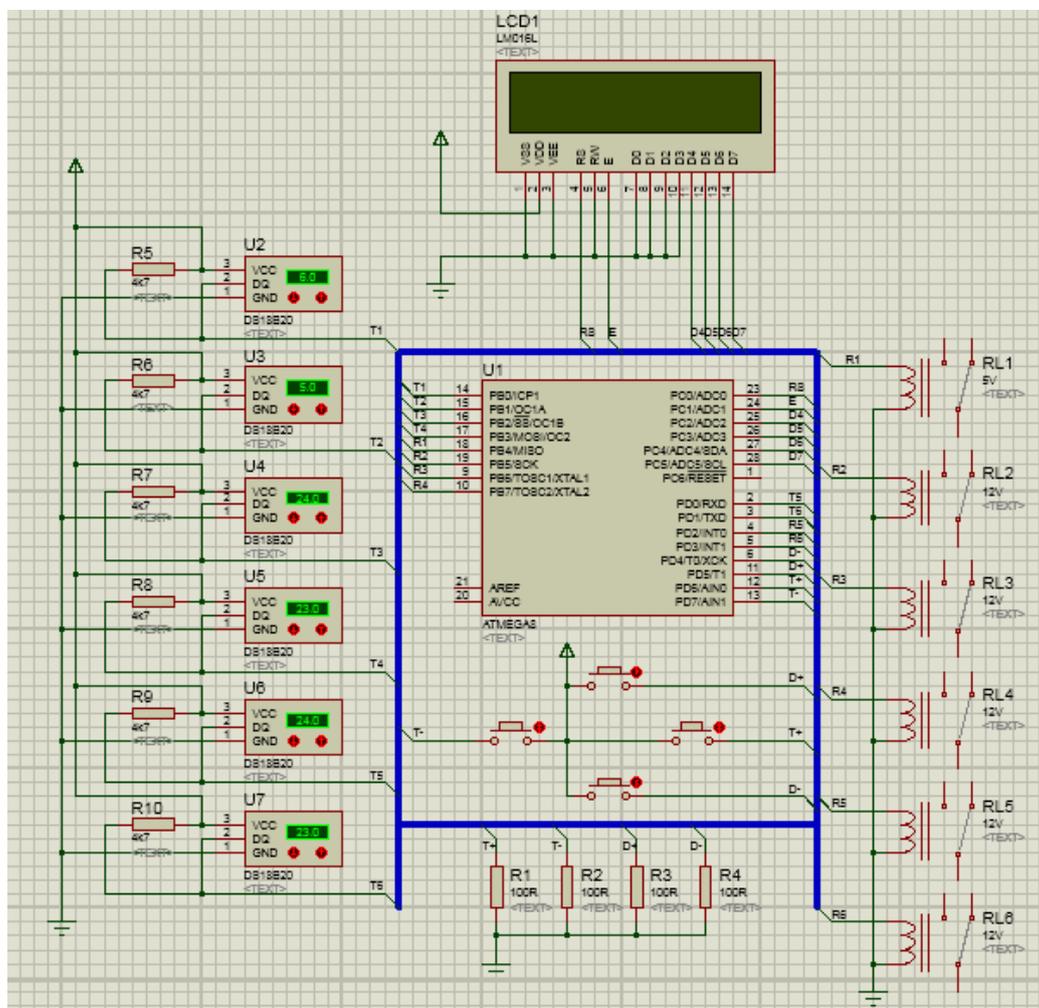


Рисунок 3 – Принципиальная схема устройства

Список использованных источников:

1. Арутюнян, А. А. Основы энергосбережения [Текст] / А. А. Арутюнян. – Москва : Энергосервис, 2007. – 600 с.
2. Красник, В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Текст] / В. В. Красник. – Москва : ЭНАС, 2011. – 182 с.
3. Хомутов, О. И. Моделирование систем обеспечения надежности и качества электропитания : Учебное пособие [Текст] / О. И. Хомутов, А. Н. Попов, Е. В. Кобзев. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ им. И. И. Ползунова, 2009. – 169 с.
4. Баранов, В. Н. Применение микроконтроллеров AVR : схемы, алгоритмы, программы [Текст] / В. Н. Баранов. – Москва : Додека XXI, 2006. – 288 с.

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОГО БЛОКА УПРАВЛЕНИЯ НИЗКОВОЛЬТНЫМИ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННЫМИ АППАРАТАМИ

Ащеулов И. А. – студент группы 8Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Любая электрическая сеть от бытовой до промышленной в обязательном порядке согласно нормативно-технической документации оснащается устройствами защиты от коротких замыканий и перегрузок. В низковольтных сетях, как правило, для выполнения данной функции используются автоматические выключатели. Стоит отметить, что автоматические выключатели являются коммутационными электрическими аппаратами, предназначенными для защиты электрических сетей и оборудования от токов короткого замыкания и токов перегрузки. Также функцией некоторых аппаратов является защита от снижения или исчезновения напряжения, изменения направления тока, возникновения магнитного поля мощных генераторов в аварийных условиях и так далее [1].

Основным компонентом любого автоматического выключателя является расцепитель. Расцепители коммутационного аппарата по функциональному назначению можно условно разделить на две группы:

- для защиты электрических цепей;
- выполняющие вспомогательные функции.

К расцепителем для защиты электрических цепей относят устройство, способное распознавать критическую ситуацию, например явление сверхтока, и заблаговременно прерывать её развитие, а именно вызывать расхождение главных контактов [2].

Ко второй группе расцепителей можно отнести дополнительные устройства, выполняющие вспомогательные функции. Приведем пример основных из них:

- независимый расцепитель – данный вид расцепителя выполняет дистанционное отключение автоматического выключателя с помощью сигнала из вспомогательной цепи;
- расцепитель минимального напряжения, который отключает коммутационный аппарат при падении напряжения в сети ниже допустимого;
- расцепитель нулевого напряжения, который вызывает расцепление контактов при существенном падении напряжения [3].

К расцепителям автоматического выключателя, выполняющим основные функции защиты и управления электрической сетью, относят электромагнитный, тепловой расцепитель и электронный, который заменяет первые два. Рассмотрим их подробнее.

Тепловой расцепитель предназначен для защиты электрической сети от перегрузок и конструктивно представляет собой биметаллическую пластину, нагреваемую протекающим током. При протекании тока выше допустимого значения биметаллическая пластина изгибается и приводит в действие механизм расцепления [4].

Электромагнитный расцепитель служит для защиты электрической сети от коротких замыканий и представляет собой соленоид, подвижный сердечник которого также может приводить в действие механизм расцепления. Ток, проходящий через выключатель, течет по обмотке соленоида и вызывает втягивание сердечника при превышении заданного порога тока (тока уставки). Рассмотрим типовую принципиальную электрическую схему автоматических выключателей с электромагнитным и тепловым расцепителями (рисунок 1).

Электронный расцепитель коммутационного аппарата предназначен для подачи команды на автоматическое отключения устройства с заданной программой при возникновении в электрической цепи сверхтоков перегрузки или замыкания. На рисунке 2 представлена типовая принципиальная электрическая схема автоматического выключателя с электронным расцепителем. В его состав входят измерительные устройства (датчики тока), получающие сигнал через трансформаторы тока, блок управления и исполнительный электромагнит К1.

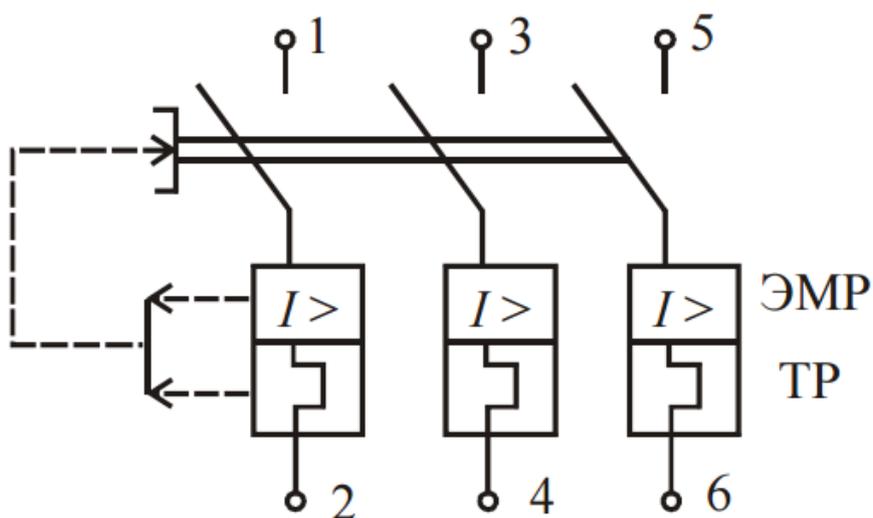


Рисунок 1 – Типовая принципиальная электрическая схема выключателей серии ВА с электромагнитным (ЭМП) и тепловым (ТР) расцепителем

Как мы видим на данной схеме трехфазной электрической сети, электромагнитный и тепловой расцепители непосредственно воздействуют на контакты, разрывающие электрическую цепь.

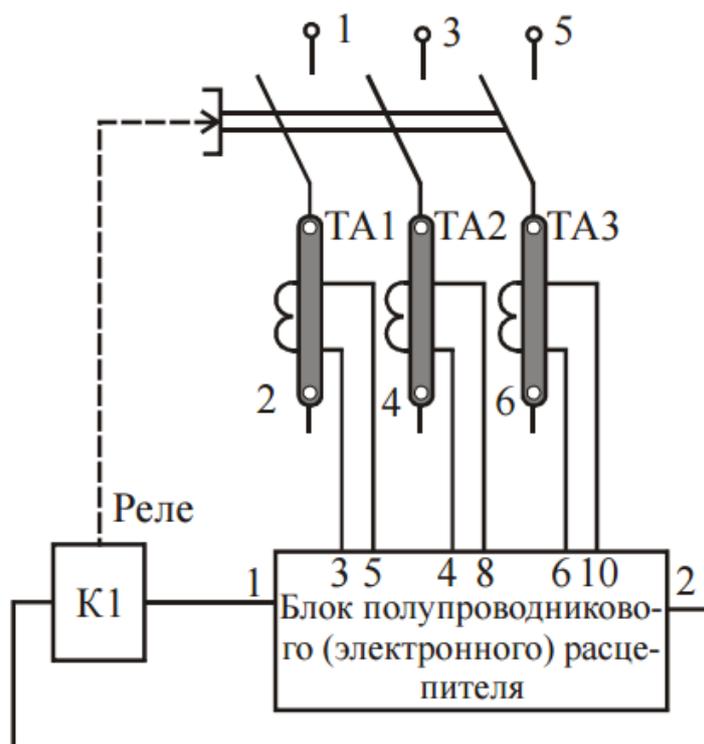


Рисунок 2 – Типовая принципиальная электрическая схема выключателей с полупроводниковым (электронным) расцепителем

Сигнал от трансформаторов обрабатывается электронной частью (микропроцессор), который сравнивает его с заданными уставками. Когда сигнал превышает установленное значение параметров тока и времени его протекания, расцепитель автоматического выключателя воздействует непосредственно на узел свободного расщепления выключателя при помощи отключающей катушки [5].

К достоинствам электронных расцепителей относят широкий выбор настроек, четкое следование прибора заданной программе, наличие индикаторов. Среди недостатков следует

отметить чувствительность расцепителя к воздействию электромагнитного излучения и высокую стоимость.

На электротехническом рынке представлены автоматические выключатели с электронными расцепителями, однако стоимость данных изделий достаточно велика. Электронный расцепитель может быть встроенного и модульного исполнения. Однако модули таких расцепителей выполняются под определенный аппарат этой же фирмы, которые в сумме дают очень высокую стоимость. Этот фактор обосновывает разработку недорогого электронного расцепителя, который будет подходить на любой типовой автоматический выключатель и выполнять все те же функции, что и его дорогой аналог. Блок управления данного расцепителя предполагается изготовить на основе микропроцессора, рассчитанного на следующие виды защит:

- защита от однофазного короткого замыкания с выдержкой времени или без нее;
- защита от междуфазного короткого замыкания с задержкой и без задержки времени срабатывания;
- защита от токов перегрузки с различными формами задержки времени, необходимой для селективности аппаратов защиты.

Электронный расцепитель на основе микропроцессора можно настроить на различные типы защит электрической сети в зависимости от её конфигурации.

Таким образом, разрабатываемое устройство включит в себя все достоинства более дорогих аналогов, снизит стоимость установки низковольтных автоматических выключателей с электронным расцепителем, что в свою очередь, повысит степень защищенности электрической цепи от аварийных режимов работы.

Список использованных источников:

1. Лебедева, А. А. Повышение эффективности выбора коммутационных аппаратов для щитов собственных нужд городских объектов энергетики [Текст] / А. А. Лебедева, А. А. Грибанов // Материалы XVI научно-практической конференции молодых ученых «Молодёжь – Барнаулу». – Барнаул, 2014 – С. 387-389.
2. Лебедева, А. А. Повышение эффективности выбора коммутационных аппаратов для щитов собственных нужд электроэнергетических объектов [Электронный ресурс] / А. А. Лебедева, А. А. Грибанов // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2014 : Сборник статей II Международной научно-технической конференции. – Барнаул : ЦЭОР АлтГТУ, 2014. – С. 146-150. – Режим доступа : <http://new.elib.altstu.ru/disser/conferenc/2014/27-11.pdf>
3. Черников, Г. Новейшие разработки, технические решения [Текст] / Г. Черников // Инженер. – 2011. – № 12. – С. 30-33
4. Горбов, А. М. Справочник по эксплуатации электрооборудования [Текст] / А. М. Горбов. – Москва : АСТ ; Владимир : ВКТ, 2010. – 143 с.
5. Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ПУСКА НА КОНВЕЙЕРАХ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗАО «ЗАВОД ЖБИ-100»

Байков А.А. – студент группы 9Э-01, Гутов И.А. – к. т. н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

На предприятии ЗАО «Завод ЖБИ-100» ленточные конвейера используются для подъема инертных заполнителей (песок, щебень, керамзит) из склада заполнителей в бетоносмесительный цех. В процессе эксплуатации ленточные конвейера большой протяженности систематически выходили из строя по следующим причинам: при прямом пуске электродвигателя из-за резких бросков тока происходило выгорание контактов пускателей и автоматических выключателей; разрыв конвейерных лент; разрушение шестерней редукторов. Все это приводило к дорогостоящему ремонту.

Руководство завода поставило задачу по повышению надежности работы электрооборудования конвейерных линий. На рассмотрение предлагалось несколько вариантов по предотвращению выхода из строя электрооборудования по вышеперечисленным причинам: устройство плавного пуска и торможения (УППиТ) [1, 5]; частотный преобразователь (регулятор скорости электродвигателя переменного тока) [5]; переключение электродвигателя со звезды на треугольник [2].

В результате сравнения технических и экономических показателей вариантов было выбрано устройство плавного пуска и торможения Altistart 22 производства фирмы Schneider Electric (рисунок 1) [1]. Целесообразность внедрения устройства плавного пуска определялось на основе технико-экономического расчета, с учетом фактора уменьшения затрат на обслуживание технологического оборудования, оперативности получения информации о неисправности электрооборудования на основании данных встроенного терминала УППиТ.



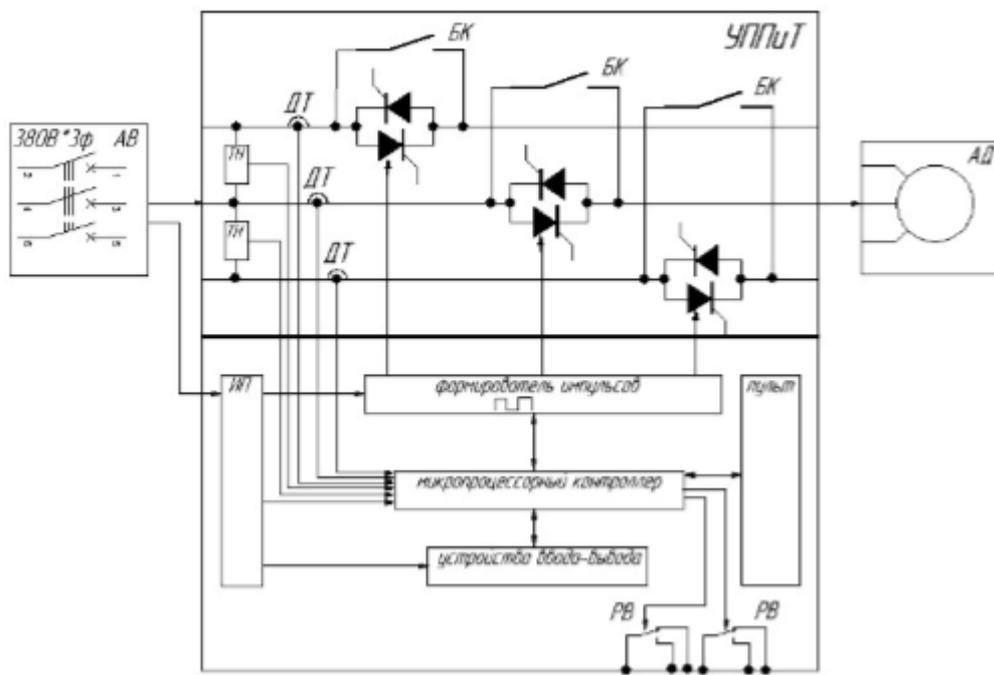
Рисунок 1 - УППиТ Altistart 22

Данное устройство имеет следующие преимущества:

- быстрая установка (снижение времени монтажа и подключения) [1];
- оптимальный выбор устройства благодаря широкой линейке типоразмеров [1];
- наличие встроенной функции байпаса [1 - 5];
- уменьшение нагрузок на электрическую сеть в результате уменьшения бросков тока и провалов напряжения в сети при пуске электродвигателя [2];
- уменьшение расходов на текущий ремонт вследствие повышения надежности работы ленточных конвейеров и редукторов транспортеров.

Устройство плавного пуска и торможения, управляя изменением напряжения и момента, обеспечивает плавный пуск и остановку трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Функция байпаса, основанная на применении шунтирующего контактора (рисунок 2) внутри устройства, позволяет использовать УППиТ для механизмов, требующих переключения на байпасный контактор в конце пускового процесса, например, для уменьшения теплоотдачи самим пусковым устройством [1].



АВ – автоматический выключатель; ТН – трансформатор напряжения; ДТ – датчик тока;
БК – байпасный контактор; АД – асинхронный двигатель; ИП – источник питания;
РВ – релейный выход

Рисунок 2 – Функциональная схема УППиТ

УППиТ имеет встроенный терминал, позволяющий пользователю выполнять как конфигурирование и настройку параметров, так и контролировать их значение для проверки соответствия работы механизма заложенному алгоритму.

Данное устройство обеспечивает тепловую защиту электродвигателя, позволяет легко контролировать параметры механизма и благодаря программному обеспечению, может быть введено в работу сразу после установки.

Используя УППиТ, стартовый крутящий момент может быть уменьшен до минимального значения, способного запустить ленту конвейера. Параметры настройки системы плавного пуска позволяют настроить крутящий момент так, чтобы он точно соответствовал значению, необходимому для пуска конвейера.

В результате минимизируется нагрузка на редукторы и соединения, предотвращается проскальзывание ленты, уменьшаются токи на пусковую аппаратуру в процессе пуска. Это минимизирует эксплуатационные расходы. При использовании УППиТ пусковой ток будет примерно в 3,5 раза выше номинального тока мотора (но не пяти-семикратный, как при прямом пуске) (рисунок 3) [6].

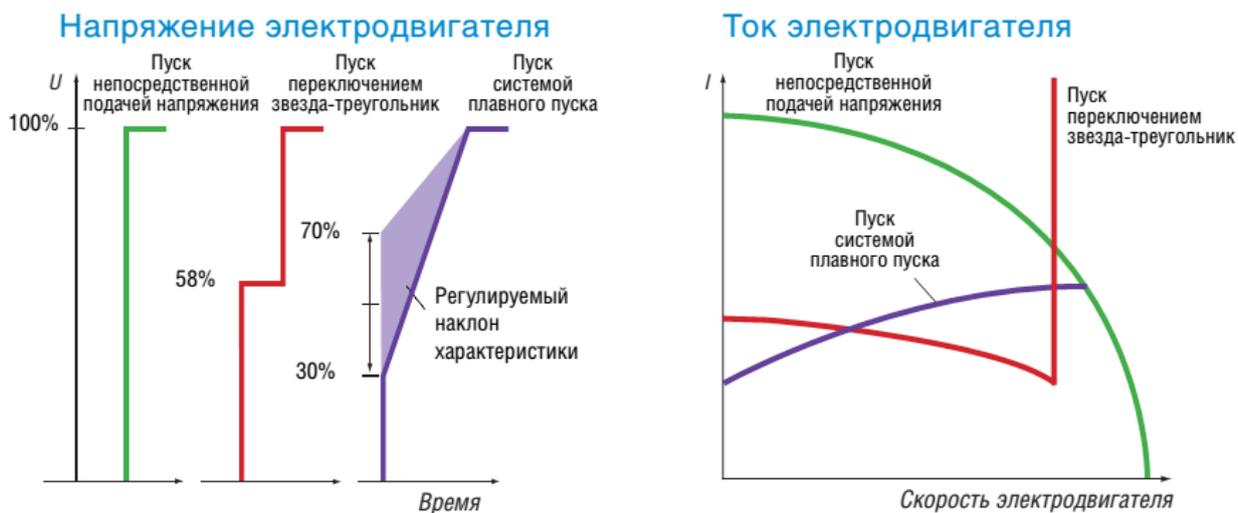


Рисунок 3 - Пуск электродвигателя с непосредственной подачей напряжения с переключением звезда-треугольник и с использованием УППиТ

Согласно руководству по эксплуатации [1] была разработана электрическая схема запуска электродвигателя конвейера (рисунок 4).

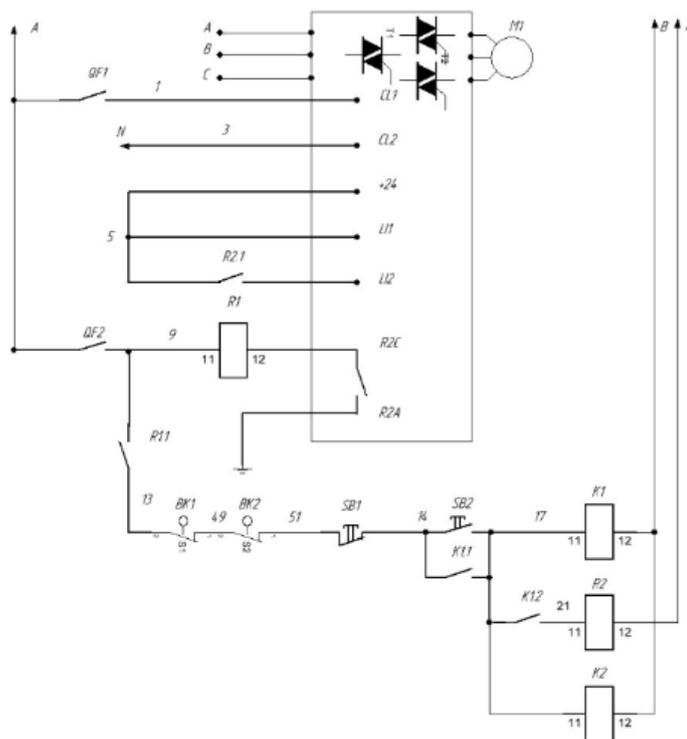


Рисунок 4 - Схема принципиальная электрическая конвейера с УППиТ

Применение устройства плавного пуска позволяет полностью устранить или существенно уменьшить проблемы, возникающие при тяжелых пусках двигателей. Простота конструкции устройств плавного пуска и простота обслуживания обеспечивает их надежную работу даже в самых тяжелых условиях [4].

В результате внедрения данного устройства была снижена аварийность ленточных конвейеров ЗАО «Завод ЖБИ-100» на 80%, что обеспечило бесперебойную работу предприятия в целом и дало значительный экономический эффект.

Список использованных источников:

1. Altistart 22 Устройство плавного пуска и торможения. [Электронный ресурс]: руководство пользователя. // Schneider Electric. 05/2010. - Режим доступа: http://msk.pr52.ru/upload/products/files/ATS22_Rukovodstvo_polzovatelya_RUS_V1.pdf
2. Magnus Kjellberg Системы плавного пуска. [Электронный ресурс]: учебное пособие / Magnus Kjellberg, Soren Kling; ABB Automation Technology Products AB, Control. - 2003. - Режим доступа: http://shop220.ru/download/ABB/Uchebnoe_posobie_sistemi_plavnogo_puska.pdf
3. Устройства плавного пуска [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический интернет портал ECOTECO.RU. - Режим доступа: <http://www.ecoteco.ru/id48>
4. Плавный пуск асинхронных двигателей [Электронный ресурс] // Электротехнический форум. Электротехника и электромонтажные работы. - Режим доступа: <http://forum220.ru/disorder-starter-motors.php>
5. Дроздов, П.А. Выбор устройств плавного пуска Altistart и преобразователей частоты Altivar. [Электронный ресурс] / П.А. Дроздов, А.В. Потапов // Техническая коллекция Schneider Electric. – 2009. - Выпуск N26. - Режим доступа: <http://netkom.by/docs/N26-Vybor-ustroystv-plavnogo-puska-Altistart-i-preobrazovatelya-chastoty-Altivar.pdf>
6. Производство своими руками плавного пуска для электродвигателя [Электронный ресурс]: // Elektro.guru. Советы опытных электриков. - 2016. - Режим доступа: <http://elektro.guru/elektrooborudovanie/elektrodvigatel/proizvodstvo-svoimi-rukami-plavnogo-puska-dlya-elektrodvigatelya.html>

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СТЕПЕНИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА

Валов Д. А. – студент группы 8Э-51, Хомутов С. О. – д.т.н., профессор
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Эффективность производства и распределения электрической энергии в настоящее время во многом зависит от надежной работы силового оборудования. Анализ парка силовых трансформаторов Алтайского края показывает, что масляные силовые трансформаторы зачастую эксплуатируются после выработки своего нормативного срока службы, что приводит к внезапным отказам работоспособных трансформаторов [1]. Таким образом, в настоящее время повышается актуальность вопросов диагностики силовых трансформаторов с целью снижения вероятности и недопущения внезапного отказа оборудования. Наиболее часто причиной отказов силовых трансформаторов являются повреждения в продольной и витковой изоляциях (55%) и 16% - в главной изоляции силовых трансформаторов [2]. Отказ является следствием возникшего и протекающего дефекта, связанного с воздействием токов короткого замыкания (КЗ). Тяжесть воздействия токов КЗ на состояние обмоток трансформатора зависит от ряда следующих факторов:

- величина тока КЗ системы и конфигурация схемы присоединения;
- конструктивное исполнение и номинальная мощность трансформатора;
- удалённость трансформатора от мощных источников генерации в системе, т.е. суммарное сопротивление промежуточных элементов схемы;
- значение ударного коэффициента $K_{уд}$, определяющего величину первого, наиболее опасного пика аperiodической составляющей тока КЗ;
- быстрдействие релейной защиты и надёжность работы коммутационных аппаратов, и другие факторы и обстоятельства.

Наиболее широко распространённый метод контроля сопротивления короткого замыкания [3], при всех своих преимуществах простоты и доступности, не отвечает многим требованиям к определению развивающегося дефекта обмоток силового трансформатора, обладает

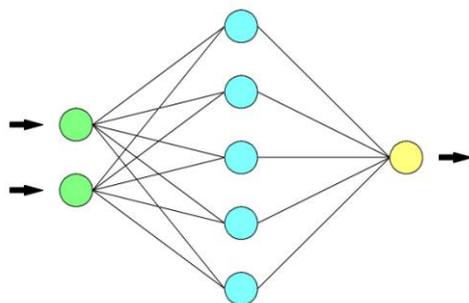
низкой чувствительностью к радиальным деформациям, а также требует отключения и полной расшиновки трансформатора.

Метод вибродиагностики предъявляет высокие требования к проведению измерения, в частности, однозначности установки вибродатчиков, и малоэффективен в качестве метода определения степени повреждения обмоток трансформатора в связи со сложностью определения зависимости между усилием прессовки обмоток трансформатора и распределением амплитуд гармоник в режимах работы трансформатора [4].

В последнее время известность приобрел пассивный спектральный метод диагностики силовых трансформаторов как механической системы. Регистрируя и интерпретируя собственные акустические шумы, возбуждаемые колебаниями конструкции, определяются дефекты, причем без снятия нагрузки. Однако вероятность того, что резонансная частота механического дефекта совпадёт с частотой гармоник промышленной частоты, даже учитывая естественный технологический дрейф в доли процента, крайне мала, т.о. реально данным методом можно регистрировать дефекты с резонансной частотой менее 1 кГц [5].

Решить задачи обнаружения на ранней стадии развития дефектов обмоток силовых трансформаторов позволяет метод низковольтных импульсов (НВИ). Впервые разработанный в 1966 году польскими учеными В. Лехом и Л. Тымински [6], метод низковольтных импульсов заключается в следующем: на одну из обмоток трансформатора специальным генератором подается прямоугольный зондирующий импульс, одновременно с этим осциллографируется реакция обмоток. Таким образом, определенное воздействие на исследуемый объект и полученный отклик позволяют выявить механический дефект, колеблемый на своей собственной частоте. В основу данного метода заложен принцип последовательного дефектографирования. Паспортизация реакции исправного (или нового) трансформатора на НВИ позволяет сравнить показания осциллограмм во время эксплуатации, а также после КЗ, что и позволяет эффективно определить дефект. Именно регистрация изменений в осциллограммах, либо в спектральных характеристиках осциллограмм, обработанных с помощью быстрого преобразования Фурье, свидетельствует о появлении электрических или механических повреждений. Однако лишь высококвалифицированные специалисты могут классифицировать основные виды дефектов обмоток силовых трансформаторов, т.к. простой в использовании и методически понятный метод классификации еще не разработан. Также определение вида дефекта осложняет то, что на практике чистые дефекты (распрессовка, сжатие, скручивание обмотки, деформация витков от/к оси обмотки, межслойное замыкание витков) встречаются крайне редко.

Автоматизировать и упростить диагностику состояния, степени повреждения обмоток и оставшегося ресурса работы трансформатора методом НВИ призваны искусственные нейронные сети. Искусственная нейронная сеть (ИНС) – это математическая модель, т.н. черный ящик, построенный по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей, который позволяет методом обучения, т.е. последовательного ввода входных и выходных данных, определить коэффициенты между «нейронами» (рисунок 1).



Зеленым цветом обозначены *входные* нейроны, голубым – *скрытые* нейроны, желтым – *выходной* нейрон.

Рисунок 1 – Структурная схема простой нейросети.

Нейронные сети не нужно программировать в привычном смысле этого слова, т.е. не нужно писать сложные алгоритмы. ИНС широко применяются в задачах распознавания и прогнозирования. ИНС после выявления сложных зависимостей между входными и выходными данными могут выполнять обобщение, т.е. в случае успешного обучения сеть сможет вернуть верный результат на основании данных, которые отсутствовали в обучающей выборке, а также неполных или зашумленных, искаженных данных [7]. Недостатком же ИНС является необходимость владения большой базой данных обследований силовых трансформаторов. Однако при повсеместном внедрении ИНС и метода НВИ в системы диагностики силового оборудования, а также при совершенствовании существующих математических моделей замещения силовых трансформаторов – применение ИНС в сочетании с методом НВИ позволит обеспечить быстрый определенный результат, выявить возникший и развивающийся механический дефект в обмотке, а также позволит определить остаточный ресурс силового трансформатора.

Список использованных источников:

1. Лебедев, Н. А. Моделирование изменений значений параметров схемы замещения обмоток силового трансформатора при эксплуатации для решения задач прогнозирования [Текст] : магистерская диссертация / Н. А. Лебедев. – Барнаул, 2015. – 145 с.
2. Макарова, Н. Л. Разработка метода и технических средств диагностики изоляции силовых трансформаторов сельских электрических сетей [Текст] : дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05.20.02 / Н. Л. Макарова. – Чебоксары, 2012. – 227 с.
3. РД ЭО 0410-02. Методические указания по оценке состояния и продлению срока служб силовых трансформаторов. – М. : М-во РФ по атомной энергетике концерн «РОС-ЭНЕРГОАТОМ», 2002. – 23 с.
4. Осотов, В. Н. Оценка механического состояния обмоток крупных трансформаторов без их разборки [Текст] / В. Н. Осотов, В. Н. Рущинский, В. В. Рущинский [и др.] // Электрические станции. – 2003. – № 6. – С. 51-57.
5. Киншт, Н. В. Возможности спектральных методов при диагностике силовых трансформаторов // ИАПУДВО РАН [Электронный ресурс] : сайт. – Электрон.дан. – Режим доступа: <http://masters.donntu.edu.ua/2011/etf/zhyravel/library/article6.htm>. – Загл. с экрана
6. Lech, W. Detecting transformer winding damage by the Low Voltage Impulse method /W. Lech// Electrical Review (ERA Translation). –1966. – Vol. 179, № 21. – P. 23-28.
7. Тригуб, С. Н. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание / Н. Н. Куссуль, А. Ю. Шелестова, С. Н. Тригуб [и др.] // Пер. с англ. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.

УСТРОЙСТВО СИГНАЛИЗАЦИИ ПРОНИКНОВЕНИЯ НА КТП БЕЗ ПОСТОЯННО НАХОДЯЩЕГОСЯ НА ДЕЖУРСТВЕ ПЕРСОНАЛА

Власов Р.Ю. – студент группы Э-21, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Трудно переоценить необходимость современного человека в электроэнергии, как следствие надёжность электроснабжения должна быть высокой. От сохранности оборудования и имущества объектов энергохозяйства зависит качество услуг, предоставляемых энергетиками. Необслуживаемые подстанции в данный момент не оборудованы никакими средствами сигнализации и представляют собой легкодоступные цели для проникновения. Создание устройства оповещения о фактах вандализма позволит избежать порчи и утраты оборудования подстанций при несанкционированных проникновениях, а также увеличит надёжность систем электроснабжения [1].

Как показывает статистика, около 50% случаев воровства регистрируется на воздушных линиях электропередачи. Это не удивительно, ведь они расположены далеко от населённых пунктов и закреплённый на них проводниковый материал является легкой добычей.

В свою очередь, около 35% преступлений совершается в отношении распределительных пунктов(РП) и комплектных трансформаторных подстанций(КТП). Данный вид электроустановок является легко доступным для правонарушителей, вследствие своей автономности. Ни для кого не секрет, что КТП и РП рассчитаны на автономную работу без участия оперативного персонала.

Таким образом, оборудование именно КТП, очень часто страдает от преступников и вандалов. От проникновения в КТП и РП защищает замок и стальная дверь, которые не составят труда для целенаправленного преступника.

Подводя итог можно сказать что состояние в области обеспечения охраны объектов энергетики является проблемным. Все больше стал распространяться вандализм, несанкционированные проникновения, что, безусловно, несет вред электроустановкам. Не стоит забывать, что в ходе вандализма на объектах энергетики могут получить травмы различной степени тяжести, вплоть до летального исхода, сами нарушители.

Обеспечить оперативное и надёжное оповещение о несанкционированном проникновении, позволяют множество технических методов. Наиболее эффективным является метод комплексной охранной сигнализации, основным элементом которой является приёмно-контрольный прибор (ППК) [2].

В большинстве случаев, приёмно-контрольные приборы рассчитаны на общепромышленные объекты. Как правило, поставщики охранных систем предоставляют готовые решения для частного имущества, торговых помещений, складов и т.д. Узкая специфика энергетики, не редко требует доработки существующих систем сигнализации. Реализовать прибор приема и контроля было решено на основе микроконтроллера. ППК на основе микроконтроллера можно программировать в зависимости от назначения.

В процессе разработки системы сигнализации, наиболее рационально как с экономической, так и с монтажной сторон реализовать передачу данных с помощью связи GSM, что доказывается далее.

Данный способ передачи сигнала удобен для дистанционного применения, так как при помощи GSM сигнала устанавливается двусторонняя связь. Из этого следует, что постановка на охрану или снятие с нее может производиться путем дистанционного дозвона до устройства диспетчером или дежурным. Поэтому нет необходимости в присутствии обслуживающего персонала в момент постановки объекта на охрану [3].

Не смотря на повсеместное использование телефонной связи, стоит отметить, что, в отличии радиосвязи, связь GSM имеет довольно устойчивые каналы. Следовательно, автоматически исключается возможность перегрузки «эфира». Нет риска поступления сигнала оператору с какой-либо задержкой, а значит, применение данной связи позволит своевременно узнать о проникновении нарушителей.

Для охранных систем применяются следующие типы первичных преобразователей [4]:

- датчики движения;
- датчики фотоэлектрические;
- датчики микроволновые;
- датчики ультразвуковые
- датчики магнитные;
- вибродатчики;
- шлейф;
- датчики разбития стекла;
- датчики инфракрасные.

Наиболее приемлемым вариантом как с экономической точки зрения являются магнитные и инфракрасные датчики. Они достаточно широко распространены и находятся в доступности для потребителей. Наиболее значимым преимуществом является возможность качественного использования данного вида датчиков на открытых объектах без потери надежности. У современных инфракрасных извещателей малая вероятность ложных срабатываний [5].

На начальном этапе проектирования устройства был разработан алгоритм работы устройства и составлена блок-схема, представленная на рисунке 1.

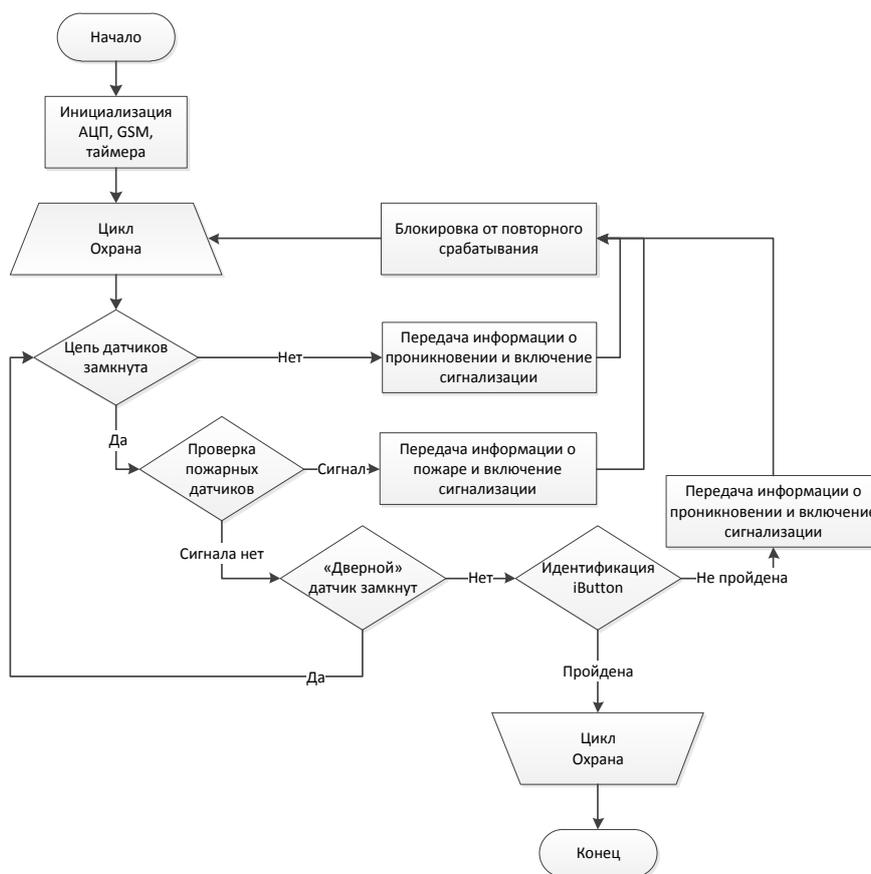


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритма работы устройства

В дальнейшем были разработаны структурная и принципиальная схемы, а также собран опытный образец на макетной плате.

Структурная схема отражает взаимосвязь блоков и их функции. На рисунке 2 приведена принципиальная схема устройства.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Воробьев С.С. – студент группы 8Э-41, Хомутов С.О. – д.т.н., профессор
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

В связи с большим объемом потребляемой электрической энергии и многочисленными видами потребителей, возникают различия в результатах измерения величины электроэнергии расчетными и контрольными приборами учета. Результаты исследований экспертов метрологических служб показали, что недоучет электроэнергии, обусловленный инструментальными погрешностями приборов учета, может достигать от 4% до 10%, что вызывает особый интерес к данной проблеме.

Неблагополучное состояние дел в области метрологического обеспечения измерений и учета электроэнергии ежегодно рассматривается на научно-практических конференциях, проводимых ОАО «ВНИИЭ» [2]. В частности, происхождение недоучета может быть обусловлено возникновением систематических погрешностей средств учета, входящих в состав измерительных комплексов (трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики).

В ходе выполненной авторами научно-исследовательской работы по данной проблеме были выявлены факторы, оказывающие, по мнению ряда специалистов, влияние на метрологические характеристики каналов учета электроэнергии [3, 4, 5]. Результаты анализа факторов из различных источников представлены в таблице 1.

С целью оптимизации результатов научно-исследовательской работы было произведено априорное ранжирование факторов по уровню значимости путем анкетирования экспертов – специалистов в области метрологии и электроэнергетики. Оценив согласованность мнений всех экспертов, была построена средняя диаграмма рангов. В результате, как наиболее значимый фактор, специалистами определен коэффициент мощности нагрузки.

Таблица 1 – Классификация факторов

	Трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения
Влияющие факторы	Первичный ток, сопротивление нагрузки	Мощность нагрузки
	Коэффициент мощности нагрузки	Первичное напряжение, коэффициент мощности нагрузки
	Температура окружающего воздуха, частота сети	Температура окружающего воздуха, частота сети

Изменение нагрузки может повлечь существенные изменения погрешностей. В реальных условиях нагрузки трансформаторов тока существенно ниже номинальных даже в максимум нагрузки. Это объясняется тем, что выбор номинальных параметров оборудования предусматривает увеличение нагрузки в процессе эксплуатации. Предел допускаемых погрешностей ТТ нормируется ГОСТ 7746 [1].

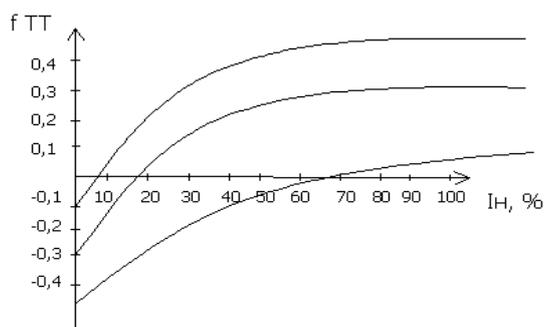


Рисунок 1 – Зависимость погрешности трансформатора тока.

С целью изучения параметров нагрузок, авторами было произведено наблюдение за их количественными характеристиками в течение 1,5 месяцев с линий 10 кВ. В результате наблюдения выявлено, что величина нагрузок действительно даже во время своих максимальных значений не всегда достигает 10% от номинальных, а чаще всего находится на отметках 5% и меньше. На рисунке 2 представлен график нагрузок одной из линий, номинальной мощностью 1000 кВт.

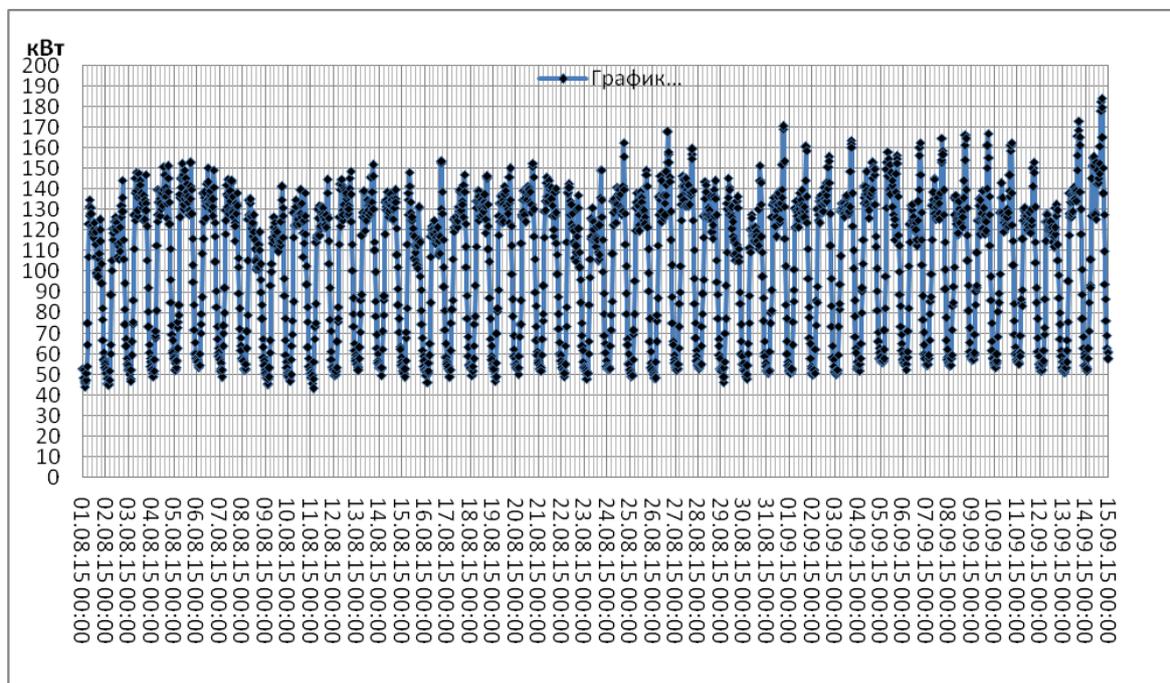


Рисунок 2 – График нагрузок

В соответствии с ГОСТ 7746, предел допускаемой погрешности при нагрузке 5% для ТТ класса точности 0,5 определяется как 1,5 вместо значения его паспортной точности (т.е. класс точности не сохраняется). Однако при оценке допустимых погрешностей, в соответствии с инструкциями по учету, указывается паспортное значение [6].

Таким образом, совершенствование методики оценки погрешностей измерительных комплексов, увеличивающей точность допустимых погрешностей, является наиболее приоритетным и не требующим больших вложений финансовых средств мероприятием. Внедрение данной методики учета позволило бы увеличить точность допустимых погрешностей в различных ситуациях на 4% -10%, что является весьма существенным результатом.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Текст]. – Взамен ГОСТ 7746-89; Введ. с 01.01.2003. – М. : Изд-во стандартов, 2003.
2. Загорский, Я. Т. Метрологическое обеспечение измерений для учета электроэнергии – насущная или ничтожная проблема? [Текст] / Я. Т. Загорский. – Новости электротехники. – №3(21). – 2003. – С. 54-58.
3. Миронюк, Н. Е. Метрологические характеристики измерительных трансформаторов при искажении синусоидальной формы кривой входных сигналов // Метрологическое обеспечение электрических измерений в электроэнергетике : материалы 3-го всерос. семинара [Текст] / Н. Е. Миронюк, Ю. И. Дидик. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – С. 99 -112.
4. Раскулов, Р. Ф. Влияние коэффициента мощности вторичной нагрузки на погрешности измерительных трансформаторов // Метрологическое обеспечение электрических измерений в электроэнергетике : материалы 3-го всерос. семинара [Текст] / Р. Ф. Раскулов, А. С. Смирнов. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – С. 101-119.
5. Раскулов, Р. Ф. Влияние температуры окружающего воздуха на погрешности измерительных трансформаторов // Метрологическое обеспечение электрических измерений в элек-

троэнергетике : материалы 20-го всерос. семинара [Текст] / Р. Ф. Раскулов, А. С. Смирнов. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2010. – С. 13-24.

6. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101.94 [Текст]. Введ. с 01.01.1995. – М. : СПО ОРГРЭС, 1995.

БЕСКОНТАКТНОЕ СРЕДСТВО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Головатчук П.В. – студент группы 9Э-01,

Гутов И.А. – к.т.н., доцент, Белицын И.В. – к.п.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Электроэнергия в РФ не имеет значение товара, а относится к одному из видов поставляемых энергосистемами услуг и поэтому хищение электроэнергии не считается воровством собственности, а похититель электроэнергии при обнаружении факта хищения может понести только административное наказание, а сам факт такого хищения довольно сложно доказать. Такое положение дел за долгое время позволило отработать механизмы хищения электроэнергии. По оценке энергосбытовых организаций в частном секторе хищение электроэнергии в среднем по России составляет до 60%, а в коммунальном секторе до 25% от всей потребляемой бытовыми потребителями электроэнергии. Поэтому разработка способов выявления несанкционированного потребления электроэнергии является актуальной.

Существуют устройства [1], позволяющие без изменения электрической схемы воздействовать на показания счетчиков электрической энергии. Работа таких устройств основана на том, что нагрузка питается не непосредственно от сети переменного тока, а от конденсатора, который постоянно заряжен. Естественно, питание нагрузки будет осуществляться постоянным током. Энергия, отданная конденсатором в нагрузку, восполняется через выпрямитель, но заряжается конденсатор не постоянным током, а прерывистым с высокой частотой. Счетчики электроэнергии содержат входной индукционный преобразователь, который имеет низкую чувствительность к токам высокой частоты. Поэтому энергопотребление в виде импульсов учитывается счетчиком с большой отрицательной погрешностью.

На рисунке 1 показана блок схема устройства для обнаружения такого вида хищения. Косвенно, с помощью датчика холла, снимается ток нагрузки, затем с помощью ВЧ фильтра, оставляем сигнал с частотой более 300 Гц, который усиливается и с динамика оповещает о хищении.

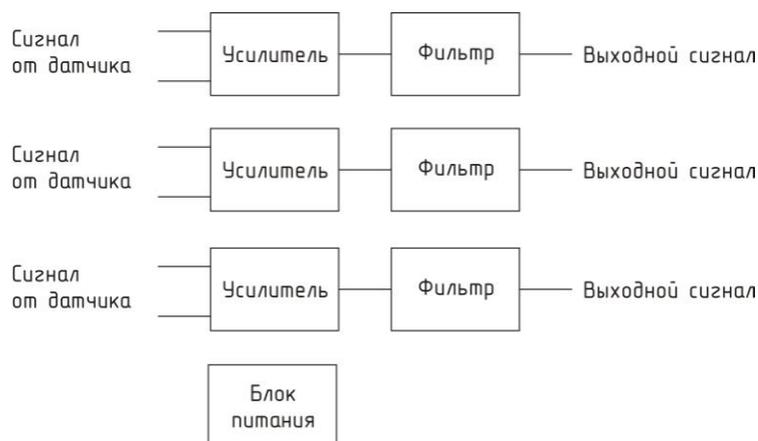


Рисунок 1 - Блок схема устройства

Таким образом, возникает необходимость бесконтактного способа измерения тока. Исходными данными для проектирования СИ являлись напряжение питания 5В, USB, количе-

ство каналов – 3, основная гармоника промышленной частоты – 50 Гц, ослабление сигнала за границей 1000 Гц > 10db, напряжение входного сигнала – 0.005 В – 10 В, источник питания пассивных датчиков – ±5В.

СИ выполнено на основе аналого-цифрового преобразователя (АЦП) ZET 210 предназначенного для измерений параметров сигналов с 16 входов в широком частотном диапазоне (с частотой дискретизации до 400 кГц), поступающих с различных первичных преобразователей. Подключение модуля ZET 210 к ПЭВМ осуществляется по шине USB 2.0, по ней же происходит питание модуля.

В автономном режиме питание осуществляется от блока аккумуляторов или преобразователя 220 В → 5 В. Для последующей обработки анализа записанных временных данных модуль АЦП подключается к ПК по шине USB 2.0 и воспроизводит сигналы из файлов.

По итогам проведенного анализа первичных преобразователей для измерения напряженности магнитного поля: магнитомеханических, феррозондовых, индукционных, магниторезистивных, основанных на эффекте Холла и ядерного магнитного резонанса [2].

В качестве первичного преобразователя был выбран датчик на эффекте Холла компании Honeywell с линейным выходом SS495A2. Он состоит из полупроводникового элемента Холла, стабилизатора питания, дифференциального усилителя и выходного каскада. Выходное напряжение этого датчика находится в линейной зависимости от величины вектора магнитной индукции и за пределами рабочей области датчик входит в насыщение. При отсутствии внешнего магнитного поля напряжение на выходе равно половине напряжения питания. Размах выходного напряжения и чувствительность датчиков находятся также в линейной зависимости от напряжения источника питания (пропорциональный выход). Этот тип датчиков характеризуется высокой нагрузочной способностью, линейной характеристикой преобразования в рабочем диапазоне магнитных полей, широким диапазоном рабочих температур и питающих напряжений, долговременной стабильностью параметров и малым током потребления.

Исследования проведенные, как с помощью математических моделей, так и с помощью натуральных экспериментов значения напряженности магнитного поля вблизи поверхности земли лежат обычно в диапазоне от 0,01 до 40 А/м, что соответствует 0,00013- 0,5 Гс. Таким образом, для надежной регистрации сигнала необходим предварительный усилитель с коэффициентом усиления 1000. В этом случае при использовании датчика SS495A с характеристикой приведенной на рисунке 2 мы сможем измерять напряженность магнитного поля в диапазоне 0,025 - 51 А/м с дискретностью не более 0,03 А/м.

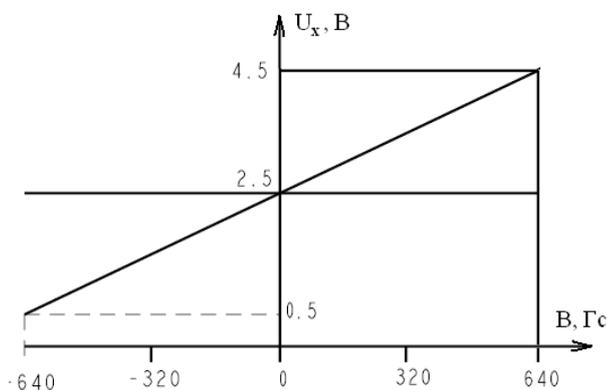


Рисунок 2 - Зависимость напряжения Холла от индукции магнитного поля при напряжении питания 5 В

Таким образом, разработан способ снижения коммерческих потерь электроэнергии с применением существующих приборов учета электрической энергии, позволяющий выявить ВЧ составляющей в токе нагрузке.

Список использованных источников:

1. Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии [Текст] / В. В. Красник. – М. : Изд-во НЦ Энас, 2008. – 160 с.
2. Методы практического конструирования при нормировании сигналов с датчиков [Текст]: пер. с англ. Б. Л. Горшков. - СПб.: ЗАО АВТЕКС, 2000. – 311 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ЗАДЕРЖКИ ОТПАДАНИЯ ПУСКАТЕЛЕЙ И КОНТАКТОРОВ В ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»

Еременко Ю.В. – студент группы 9Э-01,

Гутов И.А. – к.т.н., доцент, Белицын И.В. – к.п.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Устройство задержки отпадания пускателей и контакторов - предназначено для исключения останова нефтеперекачивающей станции (НПС), или магистрального насосного агрегата (МНА) и отказов вспомогательных систем, по причине отпадания пускателей вследствие посадки напряжения в момент пуска синхронного электродвигателя МНА.

Согласно [1] обеспечение устойчивой работы НПС ОАО «АК «Транснефть» при отключении одного источника электроснабжения (отключение питающей воздушной линии (ВЛ), отключение питающего трансформатора), пункт 1.2 под устойчивой работой НПС понимается работа оборудования НПС в требуемых режимах с заданными параметрами с целью выполнения заданных функций в течение требуемого промежутка времени, с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров режима работы нефтепровода при отключении или изменении характеристик одного из источников электроснабжения НПС.

Любое технологическое АВР или какая либо нештатная остановка электродвигателя МНА считается аварийной остановкой. Анализ событий пусков МНА (СТД 5-8 МВт) и их последствий показал, что во время пусков таких мощных СТД, (5-8 МВт), происходит глубокая кратковременная посадка напряжения на секции шин 6-10 кВ. Вследствие этого происходит падение напряжения и на секции шин ЩСУ -0,4 кВ с отпаданием пускателей вспомогательной системы (маслонасосы, приточно-вытяжная вентиляция, подпорная вентиляция, обратное водоснабжение и т.д.) этого же агрегата или всей НПС. В результате чего происходит отключение ЭД МНА. с их последующим технологическим АВР, как у ВС, так и у СТД.

Например, при запуске СТД №2 $P_n=8$ МВт ЗРУ-6кВ НПС-2 ЛПДС "Самотлор" падение напряжение составило 56% от $U_{нн}=6,2$ кВ то есть $U_{внп}=3,5$ кВ. Время падения напряжение составило 4,5 секунды. Что привело к отпаданию Магнитных пускателей ВС с последующим отключением МНА №2.

Для решения этой задачи предложено техническое решение на основе устройство задержки отпадания пускателей и контакторов УЗОПК-4/01, внешний вид представлен на рисунке 1.

Устройство задержки отпадания пускателей и контакторов УЗОПК-4/01 предназначено для удержания в притяннутом (сработанном) состоянии якоря пускателя или контактора во время кратковременного исчезновения (на время работы АВР или АПВ) или просадки напряжения питания 0,4 кВ. Это позволяет сохранить технологические схемы и параметры работы основного оборудования во время перерывов в электроснабжении, облегчает самозапуск электродвигателей на выбеге, снижает затраты на возобновление режимов работы.

При исчезновении напряжения сети начинается отсчет предварительно заданного времени удержания. При этом якорь катушки находится в притяннутом состоянии (питается от устройства УЗОПК-4/01). Если до истечения этого времени происходит возобновление электропитания – продолжается нормальная работа схемы. В случае, когда напряжение пропало

на период, превышающий заданное разрешенное время перерыва питания, происходит отпадение якоря и отключение из работы.

В комплекте на пять устройств предусмотрена заглушка разъема подключения, позволяющая дежурному персоналу осуществить быстрый возврат к прежней схеме питания катушки от сети [2].

Подключение устройства УЗОПК-4/01 к внешней схеме осуществляется через клеммы выходного разъема. Подключение УЗОПК-4/01 в действующую схему управления ЭД 0,4кВ вспомогательных систем МНА осуществляется без каких либо нарушений автоматизации и технологии процесса.



Рисунок 1 – Внешний вид УЗОПК

Устройство УЗОПК-4/01 состоит из силового блока, накопительной емкости, схемы контроллера, панели индикации и программирования. Принцип действия устройства УЗОПК-4/01 основан на питании катушки пускателя (контактора) импульсами постоянного тока. За счет этого достигается экономный разряд силовой емкости С при исчезновении напряжения сети. Силовой блок предназначен для организации напряжений питания схемы управления и катушки пускателя (контактора). Схема контроллера осуществляет контроль напряжения питания, защиту выхода от короткого замыкания, пуск пускателя (контактора) в работу, поддержание заданного тока катушки, отключение пускателя из работы по команде, удержание пускателя в притянутом состоянии заданное время после исчезновения напряжения питания.

Все элементы устройства УЗОПК-4/01 смонтированы на 2-х печатных платах в общем корпусе, состоящем из основания (цоколя) и крышки.

Устройство УЗОПК-4/01 имеет ЖК-индикацию отображения параметров и состояния (готовность, работа пониженное напряжение и т.д.), 4 кнопки для программирования и работы в меню.

Устройство УЗОПК-4/01 позволяет производить:

- оперативную регулировку тока катушки пускателя (контактора);
- оперативную регулировку времени удержания;
- просмотр и изменение значений программируемых параметров в процессе работы;
- просмотр и очистку архива из 4-х последних причин отключения пускателя (контактора) из работы.

Каждое включение-отключение таких электродвигателей, как СТД 5-8 МВт, считается коммутационным режимом, испытанием на прочность динамическими и термическими действиями пускового тока. При прохождении собственных критических частот (7 Гц) системы, повышается износ подшипников [3].

Сокращая число вынужденных пусков и остановок вследствие отказа работы ВС мощных электродвигателей МНА, можно значительно повысить время продления работы энергоустановок до следующего диагностического контроля, текущего и капитального ремонта.

Для оценки экономической эффективности рассмотрим ЛПДС "Нижневартовская" НПС-2, на котором установлены четыре СТД-5 МВт. Стоимость одного текущего ремонта СТД-5 МВт по последним усредненным данным тюменского ремонтного механизированного завода (ТРМЗ) составляет - 646100 рублей.

Стоимость текущего ремонта четырёх СТД-5000 кВт на ЛПДС "Нижневартовская" НПС-2 без УЗОПК $4 \cdot 646100 = 2584400$ рублей;

Анализ за период наблюдений 2-3 года с последующей обработкой данных однотипного оборудования показал, что время работы до следующего диагностического контроля с учетом наработки на отказ увеличится на 25 %, если установить УЗОПК-4/01.

Учитывая время продления работы электроустановки, с использованием УЗОПК, удельная стоимость текущего ремонта составит $2584400 \cdot \frac{25\%}{100\%} = 646100$ рублей.

Определим затраты связанные и установкой УЗОПК. Во вспомогательной системе находятся восемь электродвигателей, а именно, 2-маслонасоса; 2-приточной; 2-вытяжной; 2-подпорной вентиляции. Стоимостью одного УЗОПК составляет 7145 рублей, стоимость монтажа наладки 7097,76 рублей. Суммарные затраты составят $57160 + 7097,76 = 64257,76$ рублей. Экономический эффект от внедрения УЗОПК на ЛПДС "Нижневартовская" составит $2584400 - 646100 - 64257,76 = 187404,24$ рублей

Таким образом, использование устройства задержки отпадения пускателей и контакторов в ОАО «АК «Транснефть» является эффективным способом по снижению затрат на возобновление режимов работы основного оборудования - СТД 6-10 кВ (МНА).

Список использованных источников:

1. ОР-17.01-60.30.00-КТН-015-1-05 Регламент обеспечения устойчивой работы НПС при отключении одного источника электроснабжения (отключение питающей ВЛ, отключение питающего трансформатора) [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://www.tn-pro.ru/index.php/library/rd/726--7518000-272-06-21>.

2. Устройство задержки отпадения пускателей и контакторов УЗОПК-4/01 [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: http://ieprof.ru/upload/iblock/6db/uzopk4_instr.pdf.

3 РД-75.200.00-КТН-178-09 Положение о диагностировании, порядке технического освидетельствования и продления срока службы энергоустановок нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://www.tn-pro.ru/index.php/library/rd/1045--7518000-272-06-340>.

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЁМКОСТНОГО ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ

Жиряков Д.А. – студент группы Э-21, Попов А.Н. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Сложно представить жизнь современного человека без электроэнергии. Сегодня постоянно строятся новые производства, жилые кварталы, меняются структуры существующих объектов. Эти изменения сказываются и на структуре электрических сетей. Больше всего эти изменения затрагивают распределительные сети 6-35 кВ. Особенность этих сетей в отсутствии глухого заземления нейтрали [1]. Поэтому важным параметром этих сетей является ток однофазного замыкания на землю который обусловлен в основном емкостным током. От его величины зависит требуемый режим заземления нейтрали, ток компенсации однофазного замыкания на землю с использованием дугогасящих реакторов. Следовательно, возникает проблема измерения емкостного тока однофазного замыкания.

Для решения этой проблемы было решено разработать устройство, которое бы минимизировало трудовые затраты, увеличило точность, снизило вероятность ошибки при измерениях, и чтобы применяемый метод был наиболее универсальным и безопасным.

В настоящее время используется несколько методов для определения емкостного тока однофазного замыкания на землю [2]:

- резонансный метод измерения емкостного тока;
- метод металлического замыкания одной фазы на землю;
- измерение емкостного тока сети при замыкании фазы через активное сопротивление;

- метод постороннего напряжения, подводимого к нейтрали;
- метод предварительной оценки;
- метод определения емкостного тока без дугогасящего реактора.

На основании вышеперечисленных требований был выбран метод определения емкостного тока без дугогасящего реактора, так как обладает следующими преимуществами:

- измерения могут проводиться в действующей сети;
- при измерении не возникает опасных перенапряжений для изоляции;
- достаточная точность;
- минимальное количество необходимого оборудования;
- нет необходимости в дугогасящем реакторе.

Метод заключается в создании искусственной несимметрии при подключении дополнительной емкости, например, косинусного конденсатора, к одной из фаз сети. Дополнительная емкость должна составлять 10 – 15% суммарной емкости всех трех фаз сети [3].

Емкостный ток сети I_c (А) определяется по формуле:

$$I_c = 3,14 \cdot U_\phi \cdot \Delta C \left(\frac{U_\phi}{U_{нс.н}} - 1 \right) \cdot 10^{-12}, \quad (1)$$

где ΔC – дополнительная емкость, мкФ;

$U_{нс.н}$ – напряжение несимметрии при подключении дополнительной емкости, кВ.

При отсутствии или недоступности нейтрали сети определение емкостного тока можно выполнить расчетом по формуле:

$$I_c = 3,14 \cdot U_\phi \cdot \Delta C \left(\frac{1}{\frac{\sqrt{3}U_{1\phi}}{U_{1л}} - \frac{\sqrt{3}U_{2\phi}}{U_{2л}}} \right) \cdot 10^{-12}, \quad (2)$$

где $U_{1\phi}$ и $U_{2\phi}$ – напряжения какой-либо фазы сети относительно земли до и после подключения дополнительной емкости, измеренные на вторичной стороне трансформатора напряжения контроля изоляции, В;

$U_{1л}$ и $U_{2л}$ – линейные напряжения сети до и после подключения дополнительной емкости, В.

Эта формула применима как в кабельной, так и в воздушной сети.

Представленный метод измерения применяется без ДГР и с использованием оборудования, которое уже имеется на подстанции.

На первоначальном этапе проектирования устройства был разработан основной алгоритм работы устройства и составлена блок-схема, представленная на рисунке 1.

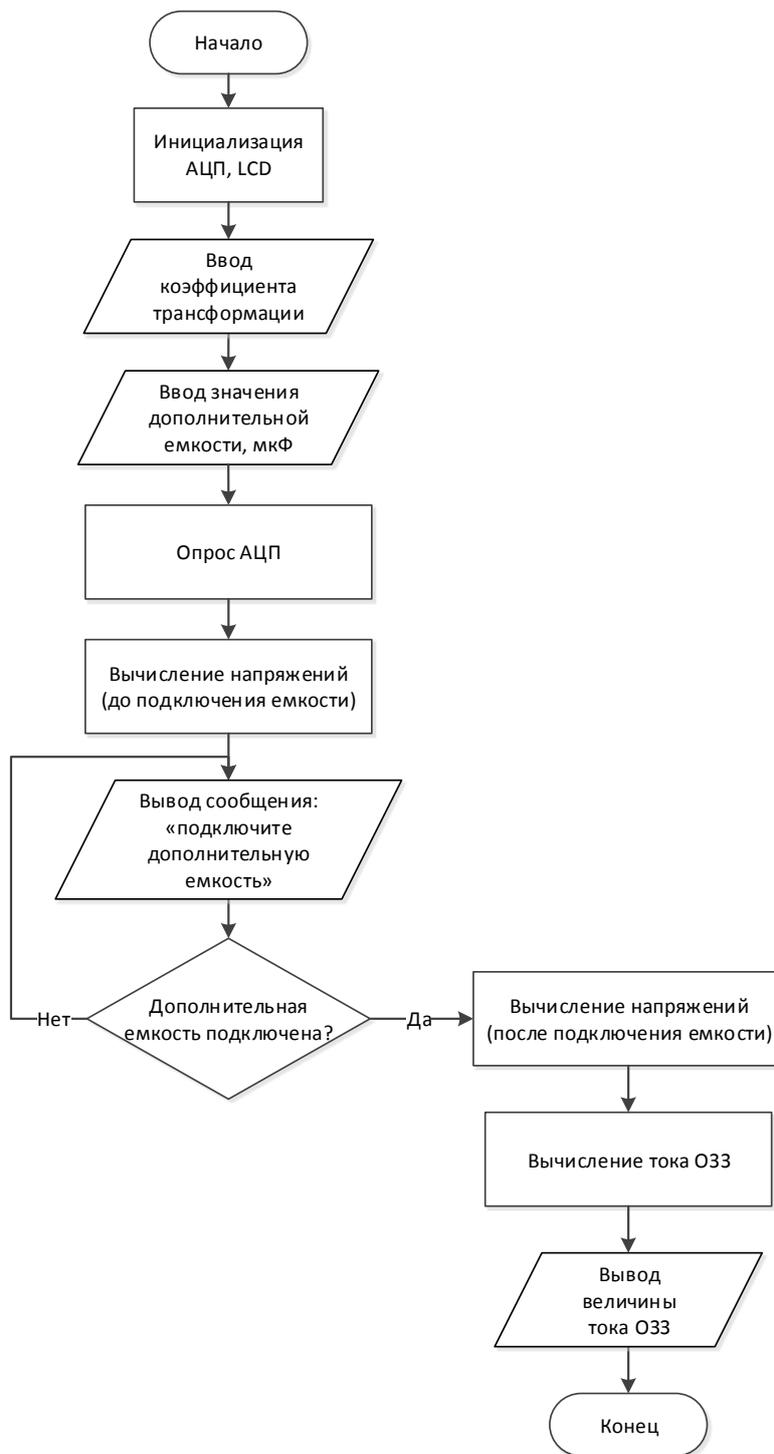


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритма работы устройства

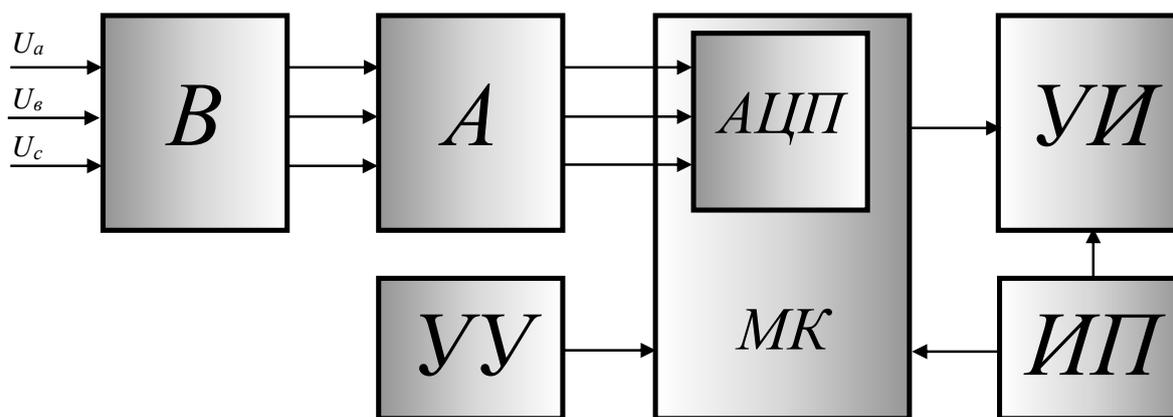


Рисунок 2 – Структурная схема устройства

Выпрямитель (*B*) осуществляет преобразование входного переменного напряжения, поступающего с измерительного трансформатора напряжения, в выпрямленное. Атенюатор (*A*) преобразует величину напряжений, поступающих с выпрямителя, до необходимого уровня. Аналогово-цифровой преобразователь (*АЦП*) осуществляет преобразование величины напряжений, приходящих с аттенюатора, в их цифровой эквивалент. Источник питания (*ИП*) обеспечивает гальваническую развязку от сети питания и необходимое напряжения для работы устройства. Устройство управления (*УУ*) служит для ввода, значений коэффициента трансформации трансформатора напряжения и емкости добавочного конденсатора, а также запуска и остановки измерения. Вводимые значения отображаются на устройстве индикации (*УИ*) представляющим собой LCD-дисплей LM016L позволяющим выводить данные в 2 строки по 16 символов в каждой. Микроконтроллер (*МК*) ATmega8, являющийся основным функциональным блоком устройства, на основании введенных параметров и поступающих от АЦП сигналов, вычисляет и выводит на устройство индикации расчетную величину тока однофазного замыкания на землю.

Внедрение прибора позволит сократить затраты труда и времени на измерение токов однофазного замыкания на землю, повысить точность и уменьшить вероятность ошибок. Возможна адаптация устройства для работы в автономном режиме. Предполагаемая область применения для вновь проектируемых подстанций или подстанций, на которых не установлены дугогасящие реакторы.

Список использованных источников:

1. Правила устройства электроустановок [Текст] : Утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 08.07.02 : Ввод. в действие с 01.01.03. – 7-е изд. – Москва : НИЦ ЭНАС, 2013. – 750 с.
2. Ольферт, К. Г. Устройство обнаружения замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью [Электронный ресурс] / К. Г. Ольферт, А. Н. Попов // Актуальные направления научных исследований: от теории к практике. – 2015. – №3 (5). – Чебоксары : "Центр научного сотрудничества "Интерактив плюс". – С. 270-271. – Режим доступа: <http://elibrary.ru/download/62761514.pdf>
3. РД34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ ВИДОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО НЕБАЛАНСУ С ПОМОЩЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Исупов Д.В. – студент группы 9Э-01, Гутов И.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время у электроснабжающих предприятий при транспортировке электроэнергии существуют большие потери [1]. Общий состав потерь электроэнергии на примере коммерческих потребителей города Бийска показан на рисунке 1, основную часть из них составляют технические и коммерческие потери.

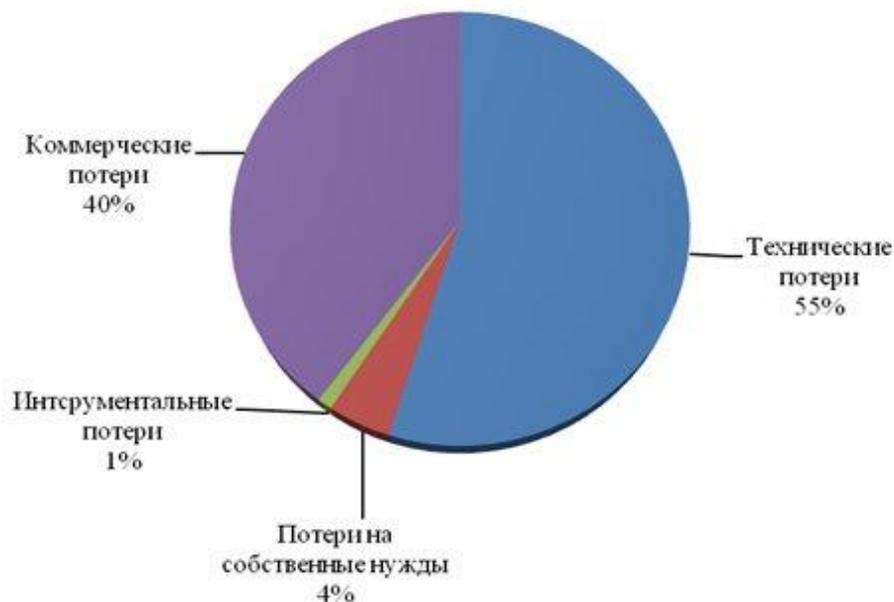


Рисунок 1 – Состав общих потерь электроэнергии

Для повышения эффективности мероприятий по снижению потерь наибольший интерес представляет борьба с коммерческими потерями, обусловленными хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию коммерческими и бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии [1]. Борьба с коммерческими потерями на ведомственных трансформаторных подстанциях (ТП) затрудняется по ряду причин:

- отсутствие полноценного доступа на ведомственную ТП;
- отсутствие постоянного контроля за вторичными цепями и приборами учета, установленными на ведомственной ТП.

Коммерческие потребители электроэнергии для хищения в основном используют способы, указанные в таблице 1 [2].

Для решения вышеуказанной проблемы необходимо решить целый комплекс задач, направленных на проведение организационных и технических мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

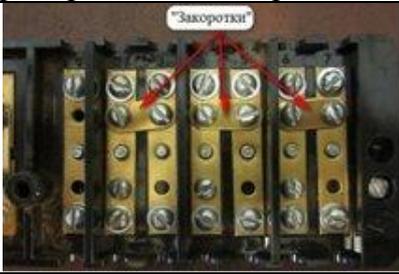
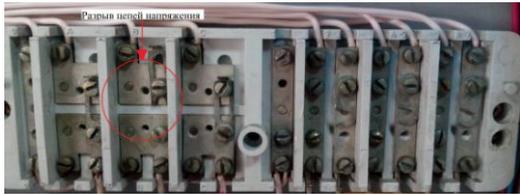
Наиболее эффективными способами борьбы с коммерческими потерями являются:

- всеобщий и постоянный контроль за вторичными цепями и приборами учета путем обходов и осмотров;
- периодичное энергетическое обследование соответствующими приборами;
- дистанционный контроль за приборами учета путем внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

Одной из задач является использование автоматизированной системы коммерческой учета электроэнергии (АСКУЭ) для определения и локализации видов потерь электроэнер-

гии по небалансу. Для этого необходимо организовать дистанционный контроль за приборами учета и определить конкретные места без учётного потребления физических и юридических потребителей.

Таблица 1 – Основные способы хищения электроэнергии коммерческими потребителями

Способ хищения	Пример технической реализации
Шунтирование токовой цепи счетчика - установка так называемых «закороток»	
Отключение цепей напряжения	
Установка дистанционного отключения фазы под кожух счетчика	
Пайка микроспроцессорной электроники под кожух счетчика	

Опыт показывает, что использование АСКУЭ позволяет [3]:

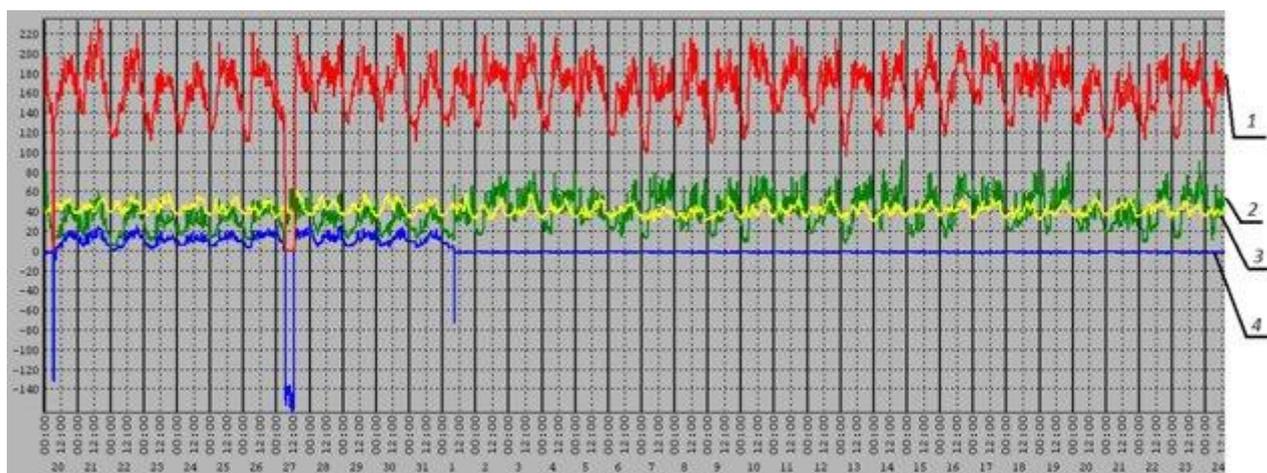
- выявить хищение электроэнергии;
- обеспечить контроль технологических параметров сети электроснабжения (оценка качества электроэнергии) и при необходимости защиту электрооборудования потребителей в аварийных режимах;
- получить данные с приборов учета без вторжения на территорию потребителя и его непосредственного участия;
- обеспечить технологическую надежность и защиту от несанкционированных воздействий на систему;
- сформировать эффективную работу на территориях с различной концентрацией потребителей;
- минимизировать финансовые затраты на этапах создания и эксплуатации.

В филиале «Бийские МЭС» АО «Сетевая компания «Алтайкрайэнерго»» используется АСКУЭ «MetCon». Система «MetCon» имеет радиально-кольцевую архитектуру с возможностью приема и передачи информации с неограниченного количества объектов. Каждый объект обеспечивает прием и передачу информации до 999 электрических счетчиков или других датчиков. При приеме и передаче информации в пределах объекта используются интерфейсы связи RS-485, RS-232, токовая петля. Счетчики электрической энергии или другие датчики, имеющие в своем составе интерфейс RS-485, объединяются двухпроводными линиями связи в сегменты. Один сегмент может включать до 999 счетчиков и иметь длину линий связи до 1200 м. К ветви счетчиков «MetCon» возможно подключение для локального считывания данных переносного компьютера типа NoteBook (при отсутствии каналов связи). Для управления модемной аппаратурой применяется контроллер серии ICP. Для модемной аппаратуры, не нуждающейся в управлении, контроллер не применяется. Информация в «MetCon» передается пакетами. В пакетах контролируется достоверность информации по контрольной сумме пакета. В случае обнаружения ошибки информация запрашивается повторно до получения безошибочных данных [4].

Чтобы проанализировать баланс потребления электроэнергии трансформаторной подстанции с отходящими линиями 0,4 кВ должны быть выполнены следующие действия:

- корректно и одновременно сняты показания всех счетчиков трансформаторной подстанции, по которой проводится анализ;
- снятые показания всех счетчиков трансформаторной подстанции заносятся в базу данных;
- по снятым показаниям счетчиков трансформаторной подстанции составляется формула для сведения баланса;
- в графической форме строится кривая небаланса, а также график потребления ввода и отходящих линий;
- проводится визуальный анализ кривой небаланса и графиков потребления ввода и отходящих линий;
- по результатам проведенного анализа находится отходящая линия с коммерческими потерями.

В качестве примера рассмотрены графики потребления электроэнергии потребителей (рисунок 2), питающихся от трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, имеющей один ввод и две отходящих кабельных линий электропередачи. В результате проведенного анализа небаланса потребления электроэнергии выявлено хищение по коммерческой отходящей кабельной линии 2.



- 1 – график потребления электроэнергии ввода;
 2 – график потребления электроэнергии коммерческой отходящей линией;
 3 – график потребления электроэнергии бытовой отходящей линией; 4 – кривая небаланса

Рисунок 2 – Пример выявления коммерческих потерь с помощью АСКУЭ

На рисунке 2 видно, что кривая небаланса (4) изменилась с прямой линии в кривую. Это показатель, что на данной трансформаторной подстанции потери. Строятся графики потребления электроэнергии ввода (1) и отходящих линий (2, 3). Пики нагрузок графика потребления электроэнергии отходящей коммерческой отходящей линии (2) совпадают с пиками кривой небаланса (4). Проведено энергетическое обследование прибора учета коммерческой отходящей линии. Выявлено хищение электроэнергии методом шунтирования токовых цепей.

Предотвращенный ущерб от хищения электроэнергии на данной городской подстанции примерно составил 72000 рублей/месяц.

На рисунке 3 отображено снижение общих потерь по городу с момента внедрения АСКУЭ.

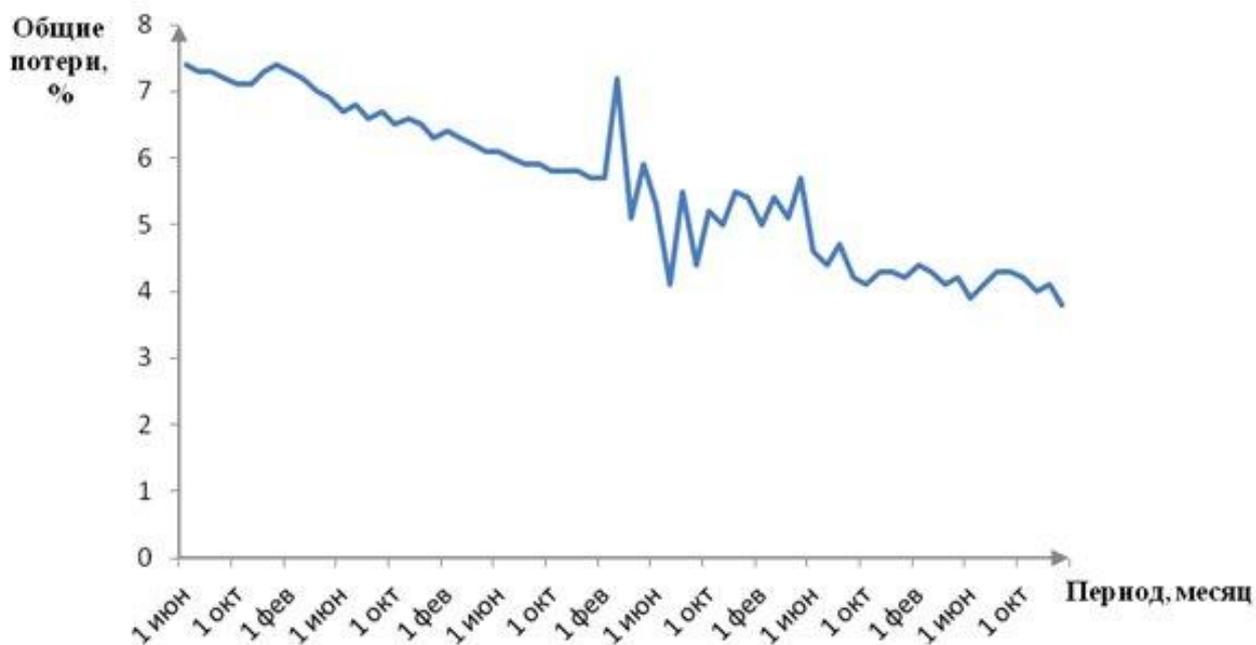


Рисунок 3 – Снижение общих потерь электроэнергии

На сегодняшний день разработчики системы «MetCon» ООО «СибирьСофт» постоянно совершенствуют свое программное обеспечение, последним добавлением является формирование отчета небалансов всех трансформаторных подстанций за произвольный период. Планируется регулярное добавление новых протоколов обмена счетчиков электрической энергии.

Сегодня уже нет существенных технических препятствий на пути реализации АСКУЭ для бытовых и юридических потребителей. Имеются счетчики электроэнергии от различных производителей, надежный канал связи между счетчиками электроэнергии и операционным центром электросетевой компании, где компания собирает данные.

Список использованных источников:

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст]: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. - Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Как обмануть счетчик [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://habarok.com/obman/obman1.shtm>
3. ООО Научно-производственная фирма Электронные информационные системы. НПФ ЭЛИС – Наш взгляд на АСКУЭ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://askue.com.ru/askue/intro.htm>
4. Федоров, Д.В. Организация АСКУЭ «MetCon» [Электронный ресурс] / Д.В. Федоров. – электрон. текстовые дан., - 2008. - Режим доступа: http://nvto.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=138&Itemid=175

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫМИ СИСТЕМАМИ ЧАСТНЫХ ДОМОВ

Кааль Р.В. – студент группы 8Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время достаточно широкое распространение получили системы управления энергообеспечением домов, а именно: управление подачей электроэнергии, воды, тепла, регулирование освещения. Реалии современной жизни заставляют людей экономить ресурсы и искать новые способы энергосбережения. По ряду причин для большинства населения страны подобные нововведения являются всего лишь термином и ничем больше. Внедрение таких систем происходит медленно и объясняется отсутствием понимания их принципа работы и, как следствие, реальной экономической выгоды. Часто возможны случаи, когда архитектурно – строительные особенности зданий не позволяют произвести монтаж оборудования системы управления [1].

Современные инженерные системы, как правило, имеют единый стандартизированный протокол управления. При помощи этого протокола можно «мягко», в рамках установленных производителем правил, влиять на работу системы, «подсказывая» ей наиболее оптимальный на данный момент, с учетом сложившихся условий работы других систем, режим функционирования [2]. Исходя из данных об окружающей обстановке, система управления дает корректирующие команды исполнительным приборам, согласно требуемым параметрам. Контроллер собирает информацию о состоянии датчиков через модули расширения. Информация поступает к контроллеру в понятном для него виде. Получив данные, контроллер сравнивает их с данными, записанными в нем, и дает команду модулям расширения для выполнения какого-либо действия управляемых устройств. Все эти действия направлены на приведение состояния датчиков к состоянию, которое требует контроллер.

Основные элементы систем управления – реле, датчики, клапаны, диммеры, контроллеры и исполнительные устройства механизмы. Они повсеместно распространены и уже не являются особенными.

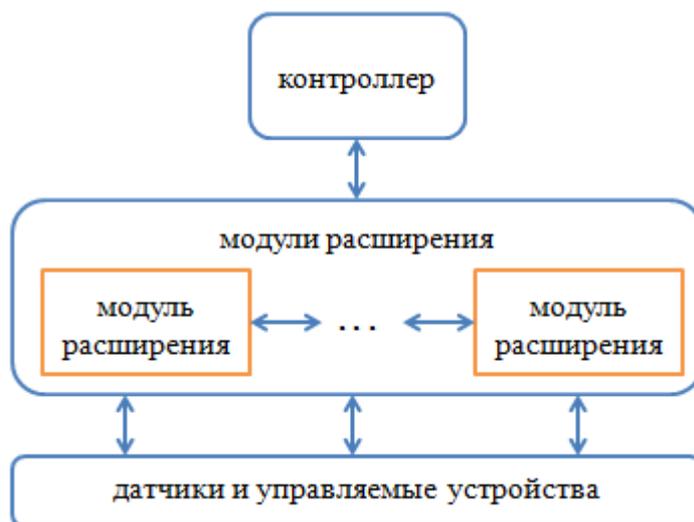


Рисунок 1 – Схема аппаратного обеспечения системы управления

В частных домах и коттеджах все управляемые устройства инженерных систем находятся на достаточно большом расстоянии, что не позволяет легко произвести установку системы управления. Если блок управления один, то усложнится монтаж оборудования. Так, например, если котельная находится в одной части дома, электрический щит в другой, а насосы водоснабжения – в третьей, то прокладка сетей усложняется вследствие увеличения общей длины проводов и условий их прокладки. Большое количество блоков управления, а конкретно по одному на каждую инженерную систему в некоторой мере может решить пробле-

му монтажа, но такая конфигурация системы управления не всегда возможна. Причиной этому является то, что не везде есть возможность безопасного расположения блоков управления, также их питания.

Исходя из сказанного выше, можно сделать вывод, что автоматическая система управления должна быть гибкой, технологичной, неприхотливой и ремонтпригодной. Её доработка и дополнение должно производиться без коренных изменений в принципе работы. Также необходима взаимозаменяемость некоторых блоков управления.

Целесообразность внедрения проектов систем управления очевидна. И состоит из большого числа факторов, в том числе экономических. Так, снижение расходов на электроэнергию может достигать 30%, на воду – 41%, на тепло – 50%. При постоянно растущих тарифах на газ и электроэнергию вопрос экономии затрат на эксплуатацию становится не теряет актуальности. Понятно, что при увеличении площади недвижимости многократно увеличивается и инвестиционная привлекательность внедрения интеллектуальных систем. Именно поэтому основная часть спроса на такие системы приходится на владельцев частных коттеджей площадью более 300 м² [2].

Преимущества систем автоматизации:

- сбор и статистической информации с формированием отчетов для административных служб города;
- мониторинг и учет потребления городских ресурсов (вода, газ, электроэнергия), увеличение эффективности их использования;
- контроль работы инженерных систем, планирование профилактических и ремонтных работ, увеличение срока эксплуатации оборудования [3].

Все чаще покупатель интересуется современными системами, позволяющими экономить. Из этого следует вывод: за «умными домами» – будущее.

Список использованных источников:

1. Овсянников, И. В. Методы энергоресурсосбережения и повышения энергоэффективности в технологическом процессе транспортировки электроэнергии [Электронный ресурс] / И. В. Овсянников, С. О. Хомутов, А. О. Жигалин // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2014 : Сборник статей II Международной научно-технической конференции. – Барнаул : ЦЭОР АлтГТУ, 2014. – С. 212-223. – Режим доступа : <http://new.elib.altstu.ru/disser/conferenc/2014/27-11.pdf>
2. «Умный дом» как сочетание стиля, функциональности и комфорта [Электронный ресурс] // Наука и технологии России – Национальный Информационный Центр по Науке и Инновациям. – Режим доступа: http://www.strf.ru/material.aspx?CatalogId=222&d_no=48787#.VvtJizGQDQs
3. «Умный дом» – возможности и перспективы развития [Электронный ресурс] // RTL-Service – система локального позиционирования в реальном времени RealTrac. – Режим доступа: http://rtlservice.ru/news2/umnyj_dom/

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕЗАКОННЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Казымов И.М. – студент группы Э-21, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Борьба с «коммерческими потерями» (потреблённая, но не оплаченная электроэнергия) в распределительных сетях является одним из важнейших направлений работы по повышению эффективности и рентабельности электросетевого комплекса. Безучётное и бездоговорное потребление энергии является одним из факторов риска нарушения электроснабжения, так как при самовольном подключении снижается напряжение в сети и ухудшается качество электроэнергии. Таким образом, своевременное выявление фактов хищения, бездоговорного и неучтённого потребления является одним из возможных направлений снижения издержек распределительных сетевых предприятий, а также позволяет снизить вероятность возникновения несчастных случаев и технологических нарушений.

О наличии на рассматриваемом участке электрической сети незаконных подключений говорит факт небаланса электроэнергии «отпущенной» потребителям с питающей подстанции и суммой потреблённой электроэнергии. Благодаря современным приборам учёта, способным передавать показания в автоматическом режиме, стало возможным проводить так называемый «интервальный» контроль за сетью, то есть передавать показания на обработки через определённые периоды времени. Однако, такой метод содержит в себе высокую погрешность, поскольку отсутствует возможность выделить технологические потери, зависящие от уровня нагрузки ввиду нелинейной зависимости потерь от передаваемой мощности. В связи с этим, для обеспечения необходимой точности измерений, возникает необходимость в определении дополнительного параметра - величины протекающего через прибор учёта тока и активной мощности.

Факт превышения разницей отдаваемых и потребляемых токов, за вычетом тока утечки, суммарной погрешности приборов является свидетельством неучтённого потребления электроэнергии на участке.

Определение места неучтённого потребления электроэнергии осуществляется на основе данных о падении напряжения на участках сети. Зная конфигурацию сети (длина и марка провода каждого участка, общая топология сети, применяемые изоляторы), а также показания приборов учёта на подстанции и у потребителей, можно определить дополнительное падение напряжения ΔU_d и ток небаланса ΔI . При помощи полученных данных определяется расстояние Δl от начала участка (началом участка считается его край со стороны питающей подстанции) до точки незаконного подключения.

Наиболее удобным способом представления конфигурации сети является таблица, примером такой таблицы является таблица 1.

Таблица 1 – Пример таблицы с исходными данными

№ уч-ка	Марка провода	Сечение провода, мм ²	Длина, км	R участка, Ом	X участка, Ом	Напряжение нач., В	Напряжение кон., В	Ток, А	Мощность P, кВт
1	АС-70/11	79,3	100	0,0306	0,04	230	-	150	27,6
1.1	АС-70/11	79,3	100	0,0306	0,04	-	220	130	22,88

В общем случае, имея в сети N участков ($N > 1$), необходимо определить «подозрительные участки». «Подозрительным» называется участок, фактическое напряжение $U_{\text{факт}}$ в узле которого (имеется в виду узел без прибора учёта, которому принадлежит данный участок) не совпадает с расчётным напряжением $U_{\text{расч}}$, рассчитанным относительно показаний прибора учёта, находящегося на данном участке. В случае, если узлу принадлежит несколько участков, у которых на другом конце присутствует прибор учёта, за фактическое напряжение в узле $U_{\text{факт}}$ принимается наибольшее расчётное напряжение $U_{\text{расч}}$ относительно отходящих

участков. Если $U_{\text{расч}}$ и $U_{\text{факт}}$ в конце участка не совпадают, то неучтённый ток ΔI находится на данном участке и вызывает дополнительное падение напряжения, протекая по части сопротивления. Расстояние до точки неучтённого потребления электроэнергии от начала участка определяется по сопротивлению участка, на котором происходит падение напряжения. Если $U_{\text{расч}}$ и $U_{\text{факт}}$ совпадают, то ток, вызванный неучтённым потреблением, находится на другом участке и движение по схеме продолжается. В конечном итоге определяются участки, содержащие точку неучтённого потребления, и падение напряжения, вызываемое неучтённым током, которое определяется разницей $U_{\text{расч}}$ и $U_{\text{факт}}$.

Далее необходимо рассчитать величину неучтённого тока и расстояние до утечки. Для этого в общем случае составляется система уравнений (1).

$$\begin{cases} \Delta U_1 = \Delta I_1 \sqrt{\Delta I_{a1}^2 \cdot R_0^2 + \Delta I_{r1}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{a1}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{r1}^2 \cdot R_0^2} \\ \Delta U_2 = \Delta I_2 \sqrt{\Delta I_{a2}^2 \cdot R_0^2 + \Delta I_{r2}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{a2}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{r2}^2 \cdot R_0^2} \\ \dots \\ \Delta U_n = \Delta I_n \sqrt{\Delta I_{an}^2 \cdot R_0^2 + \Delta I_{rn}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{an}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{rn}^2 \cdot R_0^2} \\ \Delta I_{a1} + \Delta I_{a2} + \dots + \Delta I_{an} = \Delta I_a \\ \Delta I_{r1} + \Delta I_{r2} + \dots + \Delta I_{rn} = \Delta I_r \end{cases}, \quad (1)$$

где n – количество участков с незаконным подключением;

ΔU_i – падение напряжения, вызываемое неучтённым током.

Для упрощения системы (1) примем $\Delta I_{ri} = k \cdot \Delta I_{ai}$, где k – коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$, для каждой утечки принимаемый равным $tg\varphi$ общей утечки, то есть:

$$k = tg\varphi_i = tg\varphi_{\Sigma} = \frac{\Delta I_r}{\Delta I_a}. \quad (2)$$

С учётом вышеописанных упрощений система примет следующий вид:

$$\begin{cases} \Delta U_1 = \Delta I_1 \sqrt{\Delta I_{a1}^2 \cdot R_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{a1}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{a1}^2 \cdot X_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{a1}^2 \cdot R_0^2} \\ \Delta U_2 = \Delta I_2 \sqrt{\Delta I_{a2}^2 \cdot R_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{a2}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{a2}^2 \cdot X_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{a2}^2 \cdot R_0^2} \\ \dots \\ \Delta U_n = \Delta I_n \sqrt{\Delta I_{an}^2 \cdot R_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{an}^2 \cdot X_0^2 + \Delta I_{an}^2 \cdot X_0^2 + k^2 \cdot \Delta I_{an}^2 \cdot R_0^2} \\ \Delta I_{a1} + \Delta I_{a2} + \dots + \Delta I_{an} = \Delta I_a \end{cases}. \quad (3)$$

Далее, применяя простейшие преобразования, получим:

$$\begin{cases} \Delta U_1 = \Delta I_1 \cdot \Delta I_{a1} \cdot K \\ \Delta U_2 = \Delta I_2 \cdot \Delta I_{a2} \cdot K \\ \dots \\ \Delta U_n = \Delta I_n \cdot \Delta I_{an} \cdot K \\ \Delta I_{a1} + \Delta I_{a2} + \dots + \Delta I_{an} = \Delta I_a \end{cases}, \quad (4)$$

где K – коэффициент, определяемый по формуле (5).

$$K = \sqrt{(R_0^2 + X_0^2)(k^2 + 1)}. \quad (5)$$

Очевидно, что система является определённой только в случае $n=1$, где она вырождается в уравнение с одним неизвестным (6):

$$\Delta U = \Delta I \cdot \Delta I_a \cdot K. \quad (6)$$

Рассмотрим реализацию метода на примере. Зададим сеть, гарантированно имеющую один участок с утечкой. Схема участка сети представлена на рисунке 1.

Сеть состоит из одного участка длиной $l = 200$ м, выполненного проводом АС 70/11 ($r_0 = 0,306$ Ом/км; $x_0 = 0,4$ Ом/км), в начале и конце которого установлены приборы учёта. Их показания: $I_1 = 150$ А, $I_2 = 130$ А, $U_1 = 230$ В, $U_2 = 215,9$ В, $P_1 = 27,6$ кВт, $P_2 = 22,454$ кВт.

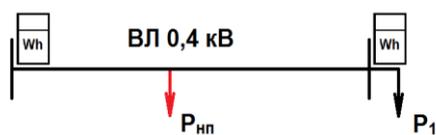


Рисунок 1 – Участок сети

Находим, что $\cos\varphi=0,8$. Тогда определим активную и реактивную составляющие тока на подстанции и у потребителя по формулам (7):

$$I_a = I \cdot \cos \varphi; I_r = I \cdot \sin \varphi. \quad (7)$$

Находим, что $I_{1a} = 120$ А, $I_{1r} = 90$ А, $I_{2a} = 104$ А, $I_{2r} = 78$ А. Таким образом, в сети присутствует факт неучтённого потребления электроэнергии, так как отдаваемый в сеть ток превышает потребляемый ток на величину $\Delta I = 16+j12$ А. По формулам (2) и (5) определим коэффициенты k и K : $k = 0,75$, $K = 0,63$.

Падение напряжения, вызванное током нагрузки, можно определить из уравнения (6) $\Delta U_{наг} = 104 \cdot 0,2 \cdot 0,63 = 13,1$ В. Фактическое падение напряжения на участке составляет $\Delta U_{факт} = 230 - 215,9 = 14,1$ В. Таким образом, присутствует дополнительное падение напряжения $\Delta U_d = 14,1 - 13,1 = 1$ В, вызываемое неучтённым током $\Delta I = 16+j12$ А. Этот ток вызывает рассчитанное падение напряжения, протекая по части рассматриваемого участка. Таким образом расстояние от прибора учёта до места неучтённого потребления будет таковым, что сопротивление участка, по которому протекает неучтённый ток вызовет соответствующее падение напряжения. Решив уравнение (6) относительно Δl , получим, что $\Delta l = 0,1$ км.

Значит, на рассматриваемом участке сети на расстоянии в сто метров от питающей подстанции присутствует незаконное подключение, потребляющее ток $\Delta I = 16+j12$ А и вызывающее дополнительное падение напряжения $\Delta U_d = 1$ В.

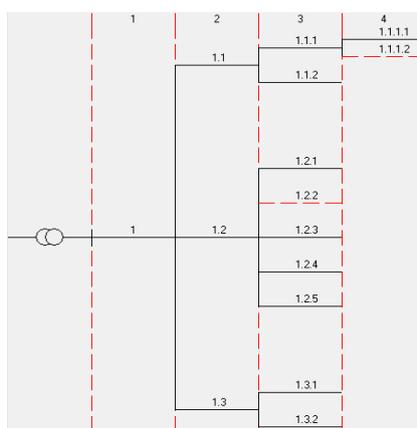


Рисунок 2 – Участок распределительной сети, имеющий сложную конфигурацию

В том случае, если в схеме находится несколько участков, содержащих точки неучтённого потребления (пример представлен на рисунке 2, где такие участки выделены красным цветом), система уравнений, описывающая все имеющиеся в сети утечки, становится неопределённой (число неизвестных больше числа уравнений). Это не позволяет быстро решить такую систему вручную, поэтому необходимо автоматизировать расчёт. При автоматизации процесса расчёта таких систем уравнений наиболее простым методом является так называемый «полный перебор» всех вариантов, ограниченный заданными условиями и шагом приращения. Такой метод позволяет получить точный результат (погрешность менее 0,5%) за разумное время (время расчёта сети, подобной представленной на рисунке 2 занимает не более секунды)

Область применения данной методики довольно широка: она может применяться как для выборочных проверок «подозрительных» сетей, которые характеризуются существенным небалансом электроэнергии, так и для автоматического контроля, что позволит оперативно реагировать на появление неучтённых подключений и буквально «ловить за руку» недобросовестных потребителей.

ОРГАНИЗАЦИЯ АИИС КУЭ НА ПОДСТАНЦИИ №103 110/35/10 кВ АО «АЛТАЙВАГОН»

Ковальчук В.М. – студент группы Э-21, Татьяначенко Л.Н. – к.т.н., доцент,

Осис А.Г. – начальник службы учета электроэнергии департамента учета электроэнергии и энергосбережения ПАО «Алтайэнерго»

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Мировые тенденции роста стоимости энергоносителей и нарастающего дефицита энергоресурсов все ощутимей отражаются на экономике нашей страны. Согласно экспертным оценкам, максимальная возможная выработка всех действующих в РФ электростанций ограничивается в пределах 72– 74 млрд. кВт*ч, в то же время потребности в электроэнергии могут вырасти до 84 млрд. кВт*ч. Актуальной проблемой на сегодняшний день в энергетике России, является реализация ФЗ РФ 261. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации "[1].

Для промышленных предприятий прогнозируется следующая ситуация с энергоснабжением:

- продолжится рост энергопотребления, обусловленный ростом производства, продолжится рост тарифов на электроэнергию;
- продолжится рост энергопотребления, обусловленный ростом производства, продолжится рост тарифов на электроэнергию;
- продолжится рост энергопотребления, обусловленный ростом производства, продолжится рост тарифов на электроэнергию;
- продолжится рост энергопотребления, обусловленный ростом производства, продолжится рост тарифов на электроэнергию;
- продолжится рост энергопотребления, обусловленный ростом производства, продолжится рост тарифов на электроэнергию;
- итоговые затраты на электроэнергию, очевидно, будет возрастать более быстрыми темпами, чем каждый показатель в отдельности и могут составлять порядка 10-15% в год.

Таким образом, даже при наличии возможности оплатить эти энергоресурсы, их просто может не оказаться вследствие дефицита.

Промежуточный вывод: рост тарифов неизбежен, неизбежен и дефицит электроэнергии.

Задачи, которые должны быть выполнены при разработке и внедрении АИИС КУЭ:

- покупка электроэнергии на ОРЭМ дешевле;
- синхронность измерений коммерческого учета электроэнергии;
- автоматизированный контроль и учет потребленной электроэнергии и мощности на объектах ОАО «Алтайвагон»;
- выполнение коммерческих расчетов по покупке электроэнергии на ОРЭМ;
- оперативный контроль потребления электроэнергии для снижения затрат электроэнергии и выдерживания графика мощности;
- оценку, выявление и локализацию потерь электроэнергии;
- сбор и формирование данных для использования их при коммерческих расчетах на ОРЭМ;
- формирование баланса потребления электроэнергии;
- формирование статистической отчетности;
- оптимальное управление нагрузкой потребителей;
- контроль достоверности показаний приборов учета электроэнергии.

Нашей целью является оптимизация затрат потребляемых энергоресурсов за счёт покупки электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). После того, как задачи и цели определены начинаем реализовывать проект.

Для реализации такой системы должны быть решены следующие задачи [2]:

- обеспечена точность измерений электроэнергии в соответствии с требованиями ОРЭМ, утвержденными НП «АТС», за счет использования современных средств измерения необходимого класса точности и применения цифровых технологий сбора и обработки данных;

- обеспечена требуемая надежность системы коммерческого учета и уровень защиты информации за счет применяемых в системе технических, программных и организационных решений;

- осуществлена замена морально устаревшим и выработавшим свой ресурс систем и приборов учета электроэнергии;

- создан отдел АИИС КУЭ на базе предприятия АО «Алтайвагон».

Система учета экономически выгодна следующими преимуществами [3]:

- АИИС КУЭ позволяет Предприятию закупать электроэнергию по тарифам Оптового рынка электроэнергии;

- система является инструментом для эффективного разрешения хозяйственных споров, судебных разбирательств и т.д. со смежными организациями, исключает случаи завышения, занижения или неправильного разнесения по часам суток объемов электроэнергии смежником в свою пользу;

- за счет установки интеллектуальных счетчиков и повышения точности учета — исключение возможного недоучета электроэнергии при малых нагрузках и увеличение поступлений за поставку электроэнергии. Вы всегда знаете, сколько электроэнергии вы израсходовали, а значит и понимаете, за что заплатили и можете планировать потребление;

- вы точно понимаете — сколько, кто, в какое время и зачем потребляли электроэнергию на Вашем предприятии, а значит без Вашего ведома никто на предприятии не делает никаких левых работ, не крадет электроэнергию и не подключаются к Вашим сетям.

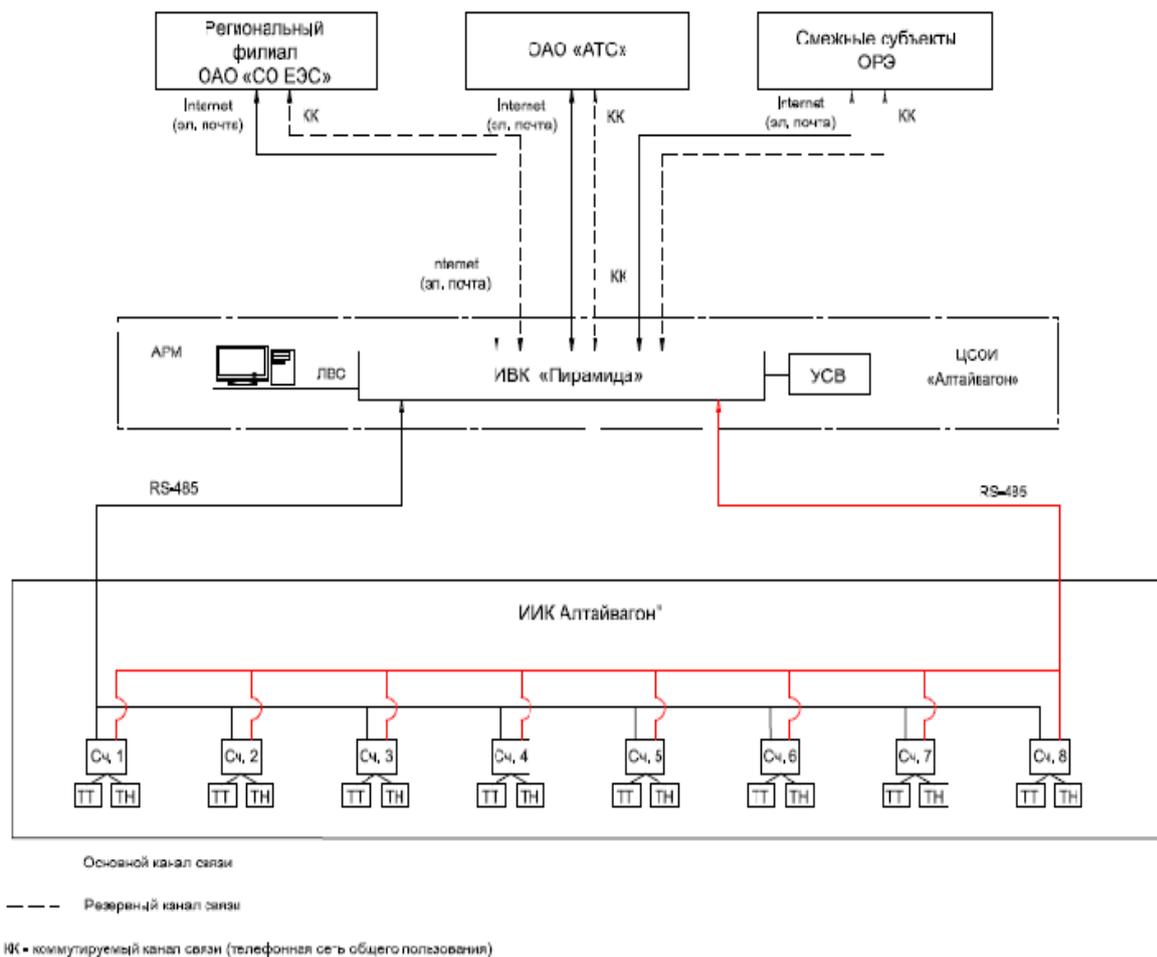


Рисунок 1 – Структурная схема Алтайвагон

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС.

2-й уровень (отсутствует на данном слайде) – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройства синхронизации времени и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя ИВК («ПТК -Пирамида»), сервер баз данных, устройство синхронизации времени, автоматизированное рабочее место (АРМ)), а также «зеркалирование» (резервное копирование базы данных) за последних 3,5 года.

На данном этапе работы было разработано и реализовано наиболее комплексное и эффективное решение по созданию системы АИИС КУЭ. Уникальность решения заключается в организации двух каналов связи между уровнями ИИК –ИВК, аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

Список использованных источников:

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <http://rg.ru/2009/11/27/energo-dok.html>.
2. Оптовый рынок электроэнергии и мощности [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://en-mart.com/optovuj-rynok-elektroenergii-i-moshhnosti/>.
3. Информация ОРЭМ [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <http://nueskenargo.ru/orem>.

ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Мазалевский О.И. – студент группы 8Э-51, Сташко В.И. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Одним из основных недостатков асинхронных двигателей (в дальнейшем АД) является недостаточная надежность, которая обусловлена тяжелыми условиями эксплуатации. Дополнительный перегрев при кратковременных перегрузках двигателей приводит к ускоренному износу изоляции и сокращает срок ее службы [3]. Представляет большой интерес определение уменьшения срока службы изоляции за счет кратковременных перегрузок. Главными факторами, влияющими на срок службы изоляции, являются температура (рисунок 1) и количество пусков [1], приведенные ниже формулы, с помощью которых можно произвести расчет, позволяют прогнозировать выход из строя АД из-за старения изоляции.

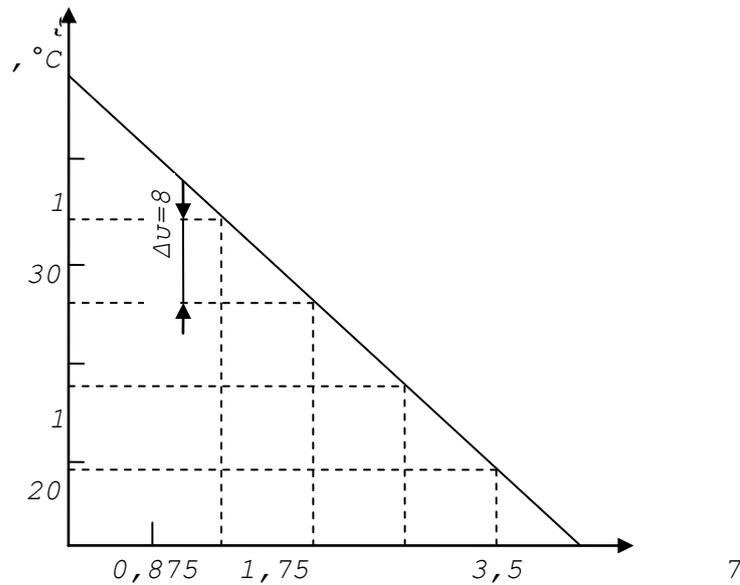


Рисунок 1 – Зависимость срока службы изоляции от температуры

Методика расчета срока службы изоляции электродвигателей на основе количества пусковых переходных процессов и температуры корпуса [2]. Данный метод к любому типу двигателей, вмешательство в рабочий процесс не требуется (отсоединять привод, производить демонтаж двигателя).

Найдем постоянную времени нагрева обмоток T :

$$T = \frac{c \cdot \gamma}{1000 \cdot \rho \cdot \kappa_R} \cdot \frac{\tau_n}{j_{sn}^2} \cdot \frac{1}{3600}, \quad (1.1)$$

где τ_n – превышение температуры обмотки над охлаждающей средой при номинальном токе, °C;

κ_R – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления вследствие вытеснения тока;

$j_{SH} = I/g$ – номинальная плотность тока, А/мм²;

γ – удельный вес, г/см³;

ρ – удельное сопротивление, Ом•мм²/м.

Выразим постоянную C из уравнения продолжительности службы изоляции:

$$B = C \varepsilon^{-b \cdot \theta}, \quad (1.2)$$

откуда,

$$C = B \div \varepsilon^{-b \cdot \theta}, \quad (1.3)$$

где B – срок службы изоляции, ч;

b – коэффициент численно равный 0,088, что соответствует сокращению срока службы изоляции в два раза на каждые 8°C увеличения температуры;

θ – температура, при которой срок службы изоляции равен 20000ч, °C.

Найдем износ изоляции за один пуск АД в долях срока службы по формуле (1.4):

$$\xi = \frac{1}{C} \frac{T^2 \varepsilon^{b \theta_n}}{b \tau_n (\kappa^2 - 1) t_{nep}} \left[4 \varepsilon^{\frac{b \tau_n (\kappa^2 - 1) t_{nep}}{2T}} + \varepsilon^{\frac{b \tau_n (\kappa^2 - 1) t_{nep}}{T}} \cdot \left(1 + \frac{t_{nep}}{T} \right) - 5 - \frac{t_{nep}}{T} \right], \quad (1.4)$$

Износ изоляции за разные интервалы времени t , ч, вычислим по формуле (1.5) с учетом пусков:

$$\xi' = \left(\xi_1 + \frac{1}{C} \cdot \int_0^{t_1} \varepsilon^{b \cdot \theta_1} dt \right) + \left(\xi_2 + \frac{1}{C} \cdot \int_0^{t_2} \varepsilon^{b \cdot \theta_2} dt \right) + \dots + \left(\xi_m + \frac{1}{C} \cdot \int_0^{t_m} \varepsilon^{b \cdot \theta_m} dt \right), \quad (1.5)$$

где t – время работы АД, ч;

ξ – износ изоляции из-за пусков за интервалы времени t , ч.

По представленной формуле (1.5) можно прогнозировать срок службы изоляции АД достаточно измерять раз в месяц температуру обмоток и считать количество пусков и подставлять значения этих величин в уравнения. На основе данного метода в будущем автором планируется разработать измерительный прибор, т.к. реализация данного метода будет эффективной при автоматизации диагностического процесса.

Список использованных источников:

1. Гутов, И.А. Прогнозирование состояния электродвигателей на основе использования многофакторных моделей старения изоляции: Дис... канд. техн. наук. – Барнаул, 1997. -265 с.
2. Сташко В.И. Диагностика изоляции электродвигателей в сельском хозяйстве на основе метода затухающих колебаний в обмотке: Дис... канд. техн. наук. – Барнаул, 1998. – 134 с.
3. Хомутов О.И., Грибанов А.А., Хомутов С.О. Повышение эффективности использования асинхронных двигателей в агропромышленном комплексе // Вестник Челябинского государственного агроинженерного университета. Т. 31. –Челябинск: Изд-во ЧГАУ, 2001. – С. 70.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЁМКОСТНОГО ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ

Матвеев Д. И. – студент группы Э-21, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Современная промышленность, распределительные сети, различные потребители электроэнергии не могут нормально функционировать без надежного, бесперебойного энергообеспечения. Это определяет высокие требования к надежности электрических систем и их элементов. В связи с развитием сетей и повышением требований в отношении электроснабжения потребителей все большее значение приобретают вопросы, связанные с компенсацией емкостных токов замыканий на землю. Значительное число повреждений в сетях 6 – 35 кВ ведет к однофазным замыканиям на землю [1].

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в сетях с изолированной нейтралью 6 – 35 кВ – основная причина большинства аварий. Замыкания происходят при повреждении изоляции, увеличении вероятности внутренних перенапряжений и их уровня, преждевременного выхода из строя электрооборудования высокого напряжения и обесточивания потребителей.

Повышение надежности работы сети можно достигнуть путем компенсацией емкостного тока, предотвращения однофазных замыканий на землю, а также аварийных последствий, возникающих вследствие них.

Изучение причин повреждения сетей 6 – 35 кВ в процессе их эксплуатации наряду с профилактикой безаварийной работы, а также измерение емкостных токов ОЗЗ в энергосистемах – одна из важнейших задач эксплуатирующих организаций. Данное изучение позволяет найти методы обнаружения и устранения конкретных повреждений, своевременно компенсировать емкостные токи, не доводя до ОЗЗ, рационально организовать эксплуатацию оборудования, обобщить ценный материал для организаций, эксплуатирующих данные сети [2].

Анализ проблемы обеспечения надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии основан на анализе статистических данных о средней длительности технологического нарушения и средней длительности перерывов электроснабжения потребителей в сети напряжением 6 кВ и выше [1].

Средняя длительность технологического нарушения в сети 6 кВ и выше (час)

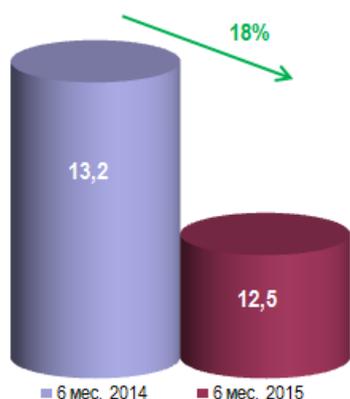


Рисунок 1 – Диаграмма средней длительности технологического нарушения в сети 6 кВ и выше

Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей в сети 6 кВ и выше (час)

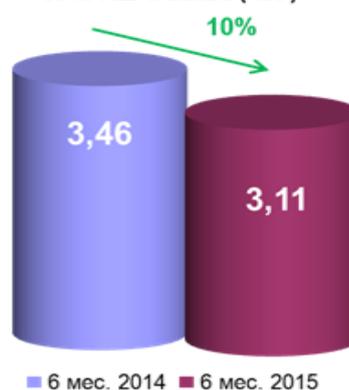


Рисунок 2 – Диаграмма средней длительности перерывов электроснабжения потребителей в сети 6 кВ и выше

Из приведенных выше диаграмм видно, что средняя длительность технологического нарушения и средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей в сети 6 кВ и выше за 6 месяцев 2015 года меньше, чем аналогичные 6 месяцев 2014 года. Однако значения длительности технологического нарушения и длительности перерывов электроснабжения являются достаточно большими для обеспечения надежного электроснабжения сетей.

Таким образом, однофазные замыкания на землю, как один из видов технологических нарушений в сетях 6 – 35 кВ, приводят к значительному перерыву в электроснабжения потребителей.

К тому же, множество причин, из-за которых происходят аварийные отключения подстанций, зависят от различных факторов. К таким факторам можно отнести: воздействия повторяющихся стихийных явлений, старение и пробой изоляции, падение деревьев на провода ВЛ, человеческий фактор и другие.

Основные причины технологических нарушений за 6 месяцев 2015 по ПАО «МРСК Сибири»

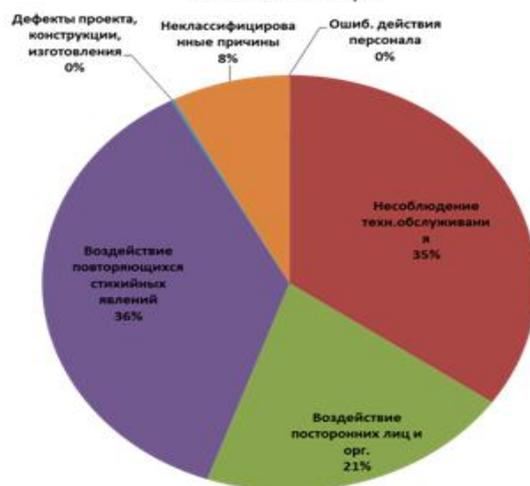


Рисунок 3 – Диаграмма основных причин технологических нарушений за 6 месяцев 2015 года по ПАО «МРСК Сибири»

Из рисунка 3 видно, что наибольшее количество ТН приходится на воздействие повторяющихся стихийных явлений – 36 %.

Таблица 1 – Причины, приведшие к технологическим нарушениям из-за воздействия стихийных явлений по ПАО «МРСК Сибири»

Наименование причины	Доля, %
Атмосферные перенапряжения (гроза)	48,70
Повторяющаяся ветровая нагрузка при не превышении условий проекта	33,80
Прочие воздействия природных явлений	11,79
Пучение грунтов	3,38
Перепады температур окружающего воздуха	2,25
Воздействия природных пожаров	0,09

Из таблицы 1 видно, что наибольшее количество технологических повреждений приходится на атмосферные перенапряжения и ветровую нагрузку, что, в свою очередь, главным образом приводит к возникновению замыканий проводов ЛЭП. По этой причине ежегодно в грозовой период имеют место отключения ВЛ, вызванные обратными перекрытиями изоляции, которые в случае с двухцепными ВЛ обычно приводят к отключению сразу обеих цепей.

За 6 месяцев 2015 года было зафиксировано 46734 технологических нарушения, в том числе 20755 технологических нарушений, связанных с повреждением различного вида оборудования.

Удельная повреждаемость видов оборудования - количество поврежденного оборудования соответствующей группы/количество У.Е. оборудования соответствующей группы

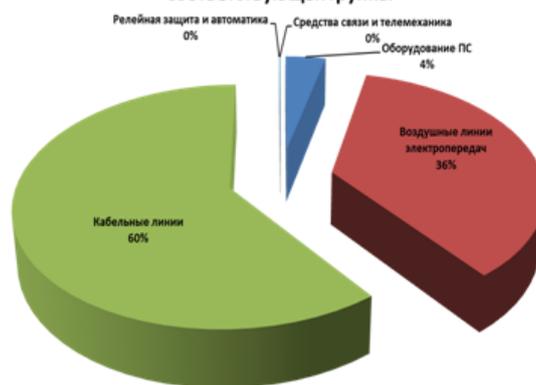


Рисунок 4 – Диаграмма распределения поврежденного оборудования на единицу эксплуатируемого оборудования

Данная диаграмма показывает, что второе место по аварийности на 1 условную единицу эксплуатируемого в электросетевом комплексе оборудования в сетях 6 – 35 кВ за 6 месяцев 2015 года приходится на воздушные линии.

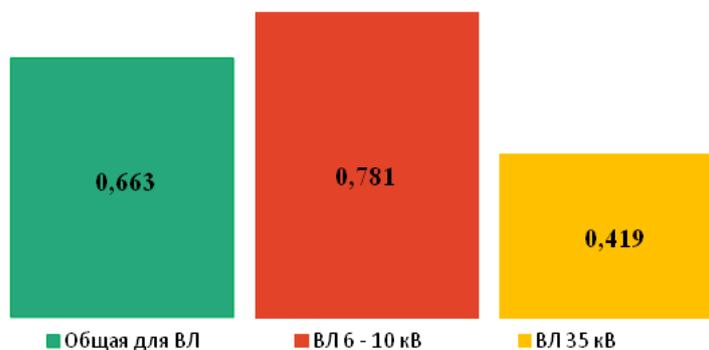


Рисунок 5 – Диаграмма повреждаемости ВЛ на 100 км за 6 месяцев 2015 года

Исходя из диаграммы видно, что ВЛ на напряжение 6 – 10 кВ имеют наибольшую повреждаемость. Это связано, прежде всего, с однофазным замыканием на землю, старением изоляции, воздействия стихийных явлений и сторонних лиц. Следовательно, на ВЛ напряжением 6 – 10 кВ нужно обращать внимание в первую очередь.

Таким образом, в сетях 6 – 35 кВ однофазные замыкания на землю представляют значительную опасность для людей, установок и сетей. Все это обуславливает необходимость применения мероприятий по ограничению перенапряжений при однофазном дуговом замыкании на землю (ОДЗ), а также компенсацию емкостного тока, как источника ОЗЗ.

Список использованных источников:

1. Ольферт, К. Г. Устройство обнаружения замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью [Электронный ресурс] / К. Г. Ольферт, А. Н. Попов // Актуальные направления научных исследований: от теории к практике. – 2015. – №3 (5). – Чебоксары : "Центр научного сотрудничества "Интерактив плюс". – С. 270-271. – Режим доступа: <http://elibrary.ru/download/62761514.pdf>

2. Черников, А. А. Компенсация емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью [Текст] / А. А. Черников. – Москва : Энергия, 1974. – 96 с.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СИЛОВЫХ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ НЕЧЁТКОЙ ЛОГИКИ

Попова М.С. – студент группы 8Э-51, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

При изготовлении и эксплуатации силовых трансформаторов возникают отклонения параметров трансформатора от номинальных значений. Технологические погрешности при изготовлении трансформатора, неправильные режимы эксплуатации, износ во время эксплуатации и не оперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение незначительных дефектов, приводят к отклонениям параметров или даже к выходу из строя самого трансформатора. Неисправности в работе приводят к аварийным отключениям и большому материальному ущербу, связанному с простоем технологического оборудования, устранением последствий аварий и ремонтом вышедшего из строя трансформатора. Следовательно, эффективный контроль параметров трансформаторов в процессе производства и после их изготовления, своевременная диагностика в процессе эксплуатации являются актуальными задачами как для Российской Федерации в целом, так и Алтайского края.

В итоге возникает необходимость исследовать силовые трансформаторы с целью получения диагностических признаков и сигналов для определения неисправностей.

Рассмотрим основные виды повреждений силового трансформатора:

- у магнитопровода повреждениями являются дефектность межлистовой изоляции, местное замыкание пластин стали и «пожар» в стали, повышенная вибрация магнитопровода, обрыв заземления, увеличены зазоры в стыках между пластинами активной части, завышенная толщина прокладок в стыках ярем и колонн в стыковом магнитопроводе;

- у обмоток – витковое замыкание, обрыв в обмотках, пробой на корпус, междуфазное короткое замыкание обмотки, замыкание параллельных проводов в витках непрерывной обмотки, близких к её началу или концу, замыкание параллельных проводов в витках винтовой обмотки в месте транспозиции, параллельные соединения катушек с неравным количеством витков, обрыв одного или нескольких параллельных проводов в витке обмотки;

- у переключателей – оплавление или выгорание контактных поверхностей, перекрытие между фазами или отдельными ответвлениями (дефект аналогичен междуфазному короткому замыканию обмоток);

- у высоковольтных вводов – пробой на корпус, перекрытие между вводами, негерметичность уплотнений, некачественная армировка ввода, нагрев фарфоровых вводов, нагревы стального фланца ввода;

- у бака, радиаторов и расширителя – негерметичность уплотнений;

- у трансформаторного масла – ненормальное повышение температуры масла и местные нагревы, ухудшение качества масла [1].

Для того, чтобы определить есть ли повреждения в межлистовой изоляции и имеется ли местное замыкание пластин стали и «пожар» в стали следует провести внешний осмотр трансформатора при вынутой активной части, а также специальные испытания: замер потерь холостого хода при зашихтованном ярме с контрольной обмоткой; замер напряжений между крайними пластинами и пакетами возбужденного магнитопровода, анализ масла, проверку изоляции стяжных шпилек или бандажей мегаомметром.

Повышенная вибрация магнитопровода определяется не только внешним осмотром активной части, но и должна производиться проверка величины напряжения, подаваемого на трансформатор.

При обрыве заземления используется внешний осмотр заземлений при вынутой активной части.

Проверка потерь и тока холостого хода, а так же внешний осмотр при вынутой активной части позволяет определить увеличены ли зазоры в стыках между пластинами активной части; завышена ли толщина прокладок в стыках ярм и колонн в стыковом магнитопроводе.

Витковое замыкание, обрыв в обмотках, пробой на корпус позволяет выявить внешний осмотр активной части и нижеследующие испытания: замер сопротивлений постоянному току, три специальных испытания при пониженном напряжении с поочередным замыканием одной из фаз, прожиг обмотки для обнаружения виткового замыкания при открытой активной части путём подвода к обмотке пониженного напряжения (10-20% номинального), в месте повреждения появится дым (при прожиге обмотки необходимо принять меры противопожарной безопасности), выявление виткового замыкания искателем Порозова, проверка состояния и работы охлаждающих устройств; проверка мегаомметром изоляции между обмотками и корпусом; испытание масла на анализ и электрическую прочность; проверка обмоток амперметрами, включенными в отдельные фазы, измерение сопротивлений обмоток мегаомметром при соединении их звездой, измерение сопротивлений обмоток постоянному току между линейными вводами при соединении в треугольник. При полном обрыве одной фазы результаты двух замеров равны. При этом каждый замер равен сопротивлению фазы. Третий замер фазы, где произошёл обрыв, даёт двойную величину сопротивления. При наличии неполного обрыва фазы величина её сопротивления будет несколько больше, чем у двух других.

Междуфазное короткое замыкание обмотки позволяет выявить внешний осмотр при вынутой активной части, проверка мегаомметром, а замыкание параллельных проводов в витках непрерывной обмотки, близких к её началу или концу – внешний осмотр мест подгаров изоляции витков при вынутой активной части, пофазные измерения потерь и токов холостого хода. Замыкание параллельных проводов в витках винтовой обмотки в месте транспозиции выявляют внешним осмотром мест потемнений и подгаров изоляции витков при вынутой активной части, пофазными измерениями потерь короткого замыкания.

Параллельные соединения катушек с неравным количеством витков выявляют проверкой прибором Порозова, внешним осмотром мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынутой активной части.

Обрыв одного или нескольких параллельных проводов в витке обмотки выявляют измерением сопротивления обмоток постоянному току, измерением потерь и напряжения короткого замыкания, внешним осмотром мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынутой активной части.

Переключающие устройства трансформаторов служат для регулирования напряжения путём изменения соединения ответвлений обмоток между собой или с вводом. Их

применение связано с необходимостью обеспечения потребителей электрической энергией стандартного качества по напряжению.

Оплавление или выгорание контактных поверхностей выявляют внешним осмотром при вынутой активной части, проверкой мегаомметром при наличии обрыва, измерением сопротивлений постоянному току на всех ответвлениях.

Перекрытие между фазами или отдельными ответвлениями (дефект аналогичен междуфазному короткому замыканию обмоток) – внешним осмотром при вынутой активной части, проверкой мегаомметром.

Надёжность и безопасность процессов производства, передачи и доставки электроэнергии до конечного потребителя неразрывно связана с качеством специального энергетического оборудования, к которому относятся и высоковольтные вводы. Вводы представляют собой проходные изоляторы, предназначенные для вывода (ввода) высокого напряжения из бака трансформатора.

Пробой на корпус выявляют внешним осмотром трансформатора, отсоединением ввода и проверкой его изоляции мегаомметром.

Перекрытие между вводами, негерметичность уплотнений и нагрев фарфоровых вводов позволяет определить внешний осмотр.

Для выявления некачественной армировки ввода сначала производят внешний осмотр, а затем после съёма ввода опускают фарфор в масло на несколько часов. Затем тщательно протирают поверхность тряпками, опыляют зубным порошком и нагревают до 40-50° С – из трещин выступит масло.

Нагревы стального фланца ввода определяют измерением температуры нагрева фланца.

При внешнем осмотре можно выявить негерметичность уплотнений у бака, радиатора, расширителя.

Трансформаторное масло служит не только для улучшения охлаждения, но и для повышения прочности изоляции трансформатора.

Ненормальное повышение температуры масла и местные нагревы определяют проверкой работы системы охлаждения, проверкой нагрузки и соответствия температуры масла данной нагрузке (по записям в журнале), обследованием активной части.

Для определения ухудшения качества масла проводят анализ масла, анализ выделяемых маслом газов, обследование активной части, внешний осмотр и выяснение причины снижения уровня масла, анализ газов на количество, цвет, запах, горючесть. Если газ без цвета, запаха и не горит, значит в реле попал воздух; если газ горит – имеется внутреннее повреждение в трансформаторе, по количеству газа судят о размере повреждения. Цвет газа показывает характер повреждения (бело-серый — бумага и электрокартон, желтый — дерево, черный — масло).

Состояние трансформатора характеризуется большим количеством параметров состояния x_i , которые в работе представлены не только в цифровой форме, с различной размерностью, но и в нечётких термах (высокий (в), низкий (н), средний (с), ниже среднего (нс), выше среднего (вс)...).

Для трансформатора составляем иерархическую структуру древовидного типа. В такой системе входной вектор x диагностических признаков, представлен в выражении (1):

$$x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}, \quad (1)$$

где n – число признаков (факторов) [3].

Далее производится определение диагностических параметров и диапазоны измерений входных величин.

Представим классификацию повреждений элементов (факторов x) трансформатора со следующими значениями:

- низкий – значения параметров соответствуют требованиям;
- ниже среднего – незначительные дефекты, которые не оказывают влияния на дальнейшую работу. Наличие повреждений регламентируются нормативно-технической документацией;

- средний – появление дефектов, не приводящих к повреждению оборудования. Требуется выполнение корректирующих мероприятий;

- выше среднего – требуется реконструкция или ремонт, дальнейшая эксплуатация невозможна;

- высокий – отказ трансформатора, приводящий к перерыву электроснабжения.

В дальнейшем программная среда MatLab Fuzzy Logic Toolbox поможет определить остаточного ресурса трансформатора при использовании правил нечёткой логики.

Список использованных источников:

1. Львов, М. Ю. Разработка и совершенствование методов и критериев оценки технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше [Текст] : дис. ... кандидата технических наук : 05.09.01 Львов Михаил Юрьевич. – Москва, 2009. – 253 с.: ил.

2. Карчин, В.В. Комплекс методов определения работоспособности силовых трансформаторов без отключения с использованием экспортных оценок [Текст] : дис. ... кандидата технических наук : 05.09.03 Карчин Дмитрий Васильевич. – Йошкар-Ола, 2008. – 172 с.: ил.

3. Алексеев, А. Н. Обработка нечёткой информации в системах принятия решений [Текст] / А. Н. Алексеев, Г. Н. Меркурьева [и др.]. – Москва : Радио и связь, 1989. – 304 с.

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Серебряков Н.А. – студент группы 8Э-51, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Асинхронный двигатель (АД) является самым распространенным видом привода в промышленности и народном хозяйстве. АД прост в изготовлении и эксплуатации, обладает высокой надёжностью в работе, имеет меньшие, по сравнению с двигателем постоянного тока размеры, массу и стоимость при той же мощности.

Основной недостаток АД – сложность регулирования скорости вращения традиционными методами. Однако, управлять АД можно с помощью изменения частоты входного напряжения.

Принцип частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя заключается в том, что, изменяя частоту питающего напряжения, можно в соответствии с выражением:

$$\omega_0 = \frac{2\pi f_1}{p}, \quad (1)$$

где ω_0 – угловая скорость идеального холостого хода;

f_1 – частота входного напряжения;

p – число пар полюсов асинхронного двигателя.

При неизменном числе пар полюсов p изменять угловую скорость вращения магнитного поля статора ω_0 . Данный способ обеспечивает плавное регулирование скорости в широком диапазоне. Частотный способ регулирования имеет ещё одно достоинство: регулирование скорости при этом не сопровождается увеличением скольжения [1].

Особый экономический эффект от использования преобразователей частоты даёт применение частотного управления на объектах, обеспечивающих транспортировку жидкостей. До недавнего времени на таких объектах применялись дросселирующий метод или метод регулировки вентиляционной задвижкой давления жидкости в магистрали. Данные методы имеют ряд недостатков. Например, при дросселировании поток вещества, сдерживаемый задвижкой или клапаном, не совершает полезной работы. Применение регулируемого электро-

привода насоса позволяет задать необходимое давление или расход, что обеспечит не только экономию электроэнергии, но и снизит потери транспортируемого вещества. Применение частотно-регулируемого привода позволяет избежать этих недостатков, а также получить ряд преимуществ, таких как:

- экономия электроэнергии до 80%;
- исключение гидроударов, что позволяет резко увеличить срок службы трубопроводов и запорной арматуры;
- отсутствие больших пусковых токов, полная защита электродвигателей насосных агрегатов, работа электродвигателей и пусковой аппаратуры с пониженной нагрузкой, – позволяет увеличить срок службы оборудования;
- значительная экономия воды за счёт оптимизации давления в сетях и уменьшения разрывов трубопроводов;
- возможность полностью автоматизировать насосные станции;
- вода к потребителю может подаваться напрямую через закрытые трубы без накопления;
- не требуется строительство, обслуживание водонапорных баков или накопительных резервуаров [2].

При неравномерном суточном, недельном, месячном графике потребления потребителем воды поддержание оптимального давления в сетях возможно с помощью перекрытия задвижек на выходе насосной станции (метод дросселирования) или за счёт изменения скорости вращения насосного агрегата (изменение его производительности). Мощность, потребляемая насосом находится в кубической зависимости от скорости вращения рабочего колеса $P=f(Q^3)$, т. е. уменьшение скорости вращения рабочего колеса насоса, вентилятора в 2 раза приводит к уменьшению мощности, потребляемой насосом, в 8 раз. Производительность насоса Q прямо пропорциональна скорости вращения рабочего колеса насоса.

Зная график потребления воды и зависимость мощности, потребляемой насосом от производительности, можно определить примерную экономию электроэнергии от применения частотно-регулируемых насосных агрегатов. Полученные закономерности показывают, что чем больше и чаще изменяется производительность насосного агрегата в течение суток, тем больше экономия электроэнергии. Знание типового суточного графика потребления воды для заданной насосной станции, является основой для технико-экономического обоснования установки частотных преобразователей на насосное оборудование.

В развитых странах, на данный момент, трудно найти асинхронный электропривод без частотного преобразователя. Однако установка частотного преобразователя не всегда является обоснованной. Не редко частотные преобразователи устанавливаются на оборудование, у которого маленький диапазон регулирования. На данном оборудовании не обеспечивается эффективность частотного управления. Также преобразователи частоты (ПЧ) не всегда электромагнитно совместимы с другим оборудованием на предприятии. Высшие гармоники, создаваемые преобразователями частоты, и повышенное потребление реактивной мощности негативно влияют на всё электрооборудование. Особенно чувствительны к появлению высших гармоник установки конденсаторных батарей. Поэтому технико-экономическое обоснование установки частотных преобразователей является многоцелевой задачей.

После проверки электромагнитной совместимости системы частотного управления АД с другими электроприёмниками, можно переходить к технико-экономическому обоснованию установки частотных преобразователей. На основании типового графика потребления воды насосной станции определяется экономия потребляемой электроэнергии за каждый час суток. Затем полученные значения суммируются и делятся на число часов в сутках, то есть:

$$\Delta W = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h, \quad (2)$$

где ΔW – средняя за сутки экономия электроэнергии;

ΔW_h – экономия электроэнергии в конкретный час суток;

h – номер часа суток.

Затем определяется годовое электропотребление насоса:

$$W_{год} = 24 \cdot P_H \cdot n, \quad (3)$$

где $W_{год}$ – годовое электропотребление насоса;

P_H – номинальная мощность насоса;

n – число дней в году, когда насос находился в работе.

После этого определяется экономия электроэнергии за год:

$$\Delta W_{год} = \Delta W \cdot W_{год}, \quad (4)$$

где $\Delta W_{год}$ – экономия электроэнергии за год.

Далее определяется экономия денежных средств за один год:

$$E = \Delta W_{год} \cdot C_{кВт\cdotч}, \quad (5)$$

где E – экономия денежных средств за год;

$C_{кВт\cdotч}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Определяется срок окупаемости установки системы частотного управления асинхронным электродвигателем:

$$T_0 = \frac{C_{счв}}{E}, \quad (6)$$

где T_0 – срок окупаемости системы частотного управления АД;

$C_{счв}$ – стоимость установки системы частотного управления АД.

Оценим величину экономического эффекта от применения системы частотного управления Hyundai на насосном агрегате мощностью 22 кВт. Величина экономии электроэнергии при внедрении преобразователей частоты составляет от 30 до 80%. Мы в своих расчётах примем среднесуточную экономию электроэнергии равной:

$$\Delta W = 45\%, \quad (7)$$

Годовое электропотребление для насосного агрегата мощностью 22 кВт и работающего, к примеру, 270 дней в году, составляет:

$$W_{год} = 24 \cdot P_H \cdot n = 24 \cdot 22 \cdot 270 = 142560 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

Годовая экономия электроэнергии составит:

$$\Delta W_{год} = \Delta W \cdot W_{год} = 0,45 \cdot 142560 = 64152 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (9)$$

Экономия денежных средств за год, при стоимости 1 кВт·ч электроэнергии равной 4,49 рубля (тариф на электроэнергию для бюджетных и прочих потребителей с присоединённой мощностью менее 150 кВт на март 2015), составит:

$$E = \Delta W_{год} \cdot C_{кВт\cdotч} = 64152 \cdot 4,49 = 288299,1 \text{ рублей}, \quad (10)$$

Стоимость системы частотного управления на насосном агрегате складывается из стоимости векторного частотного преобразователя и входного дросселя:

$$C_{счв} = C_{пч} + C_{вх.др} = 114600 + 15900 = 130500 \text{ рублей}, \quad (11)$$

Если на предприятии нет персонала, способного установить систему частотного управления, то в стоимость системы необходимо включить затраты на монтаж и наладку оборудования.

Срок окупаемости, без учёта стоимости монтажных и наладочных работ, составит:

$$T_0 = \frac{C_{счв}}{E} = \frac{130500}{288299,1} = 0,45 \text{ года} = 165 \text{ дней}, \quad (12)$$

Как мы видим из выражения (12) установка системы частотного управления на насосном агрегате окупится за 165 дней, а далее ежемесячно экономия денежных средств составит:

$$E_{мес} = \Delta W_{мес} \cdot C_{кВт\cdotч} = 0,45 \cdot 24 \cdot 22 \cdot 30 \cdot 4,494 = 32033,232 \text{ рублей}, \quad (14)$$

где $E_{мес}$ – ежемесячная экономия денежных средств;

$\Delta W_{мес}$ – ежемесячная экономия электроэнергии.

Таким образом, применение частотно-регулируемых приводов для насосов и вентиляторов в технологических процессах позволяет снизить энергопотребление технологическим оборудованием. Целесообразно использование преобразователей частоты не в качестве элементов системы управления конкретного агрегата, а как составляющих комплексных системных решений с подключением широкого набора средств автоматизации технологического процесса.

Список использованных источников:

1. Серебряков, Н. А. Эффективность применения частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя [Текст] / Н. А. Серебряков // Сборник трудов 11-ой Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука и молодежь – 2014». – Барнаул : Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2014. – С. 35-38.
2. Серебряков, Н. А. Эффективность применения частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя [Текст] / Н. А. Серебряков, А. А. Грибанов // Сборник статей II международной конференции «Современные проблемы электроэнергетики. Алтай — 2014». – Барнаул : Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2014. – С. 251-259.

СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЫТОВОЙ КОМПАНИИ

Серебряков Н.А. – студент группы 8Э-51, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Созданием математической модели, адекватно прогнозирующей электропотребление, занималось множество отечественных и зарубежных ученых с 1950-х годов. Проблема планирования потребления электроэнергии стала в разы актуальнее с реформированием электроэнергетики в нашей стране. В соответствии с постановлением правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» в России начал функционировать оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Правила оптового рынка регламентируют механизм покупки электроэнергии на «рынке на сутки вперед» (РСВ). По этому механизму гарантирующий поставщик планирует свое потребление на сутки X в сутки $X-1$ и подает ценовую заявку. Указанные в данной ценовой заявке объемы электроэнергии покупаются по равновесной цене, сложившейся для каждого часа суток X . Торговля отклонениями фактического потребления от планового происходит на балансирующем рынке (БР), по невыгодной цене. Правилами оптового рынка определено пятипроцентное отклонение фактического потребления от прогнозного, которое гарантирующий поставщик транслирует на своих потребителей. Если средний за месяц процент отклонения будет выше 5%, то энергосбытовое предприятие будет нести убытки в чистом виде. Поэтому качество оперативного планирования напрямую влияет на доходы гарантирующего поставщика.

В настоящее время существует множество алгоритмов, программ и математических моделей, выполняющих функцию прогнозирования электропотребления. Все методы социально-экономического прогнозирования по общему принципу можно разделить на интуитивные и формализованные.

Интуитивные методы основаны на интуитивно-логическом мышлении человека. Данные методы используют в тех случаях, когда результат прогнозирования зависит от множества факторов, которые невозможно учесть. Также данные методы используются при очевидной простоте объекта прогнозирования.

Наиболее известным методом интуитивного прогнозирования является метод экспертных оценок. Прогноз, в данном случае, является продуктом логического мышления эксперта,

или группы экспертов, а также опыта работы с объектом прогнозирования. Метод экспертных оценок дает достаточно точные результаты прогнозирования, при высокой квалификации экспертов. Известны и другие методы интуитивного прогнозирования, такие как: метод исторических аналогий и метод прогнозирования по образцу. Стоит отметить, что специалисты, занимающиеся прогнозом потребления энергосбытового предприятия, повсеместно применяют все виды интуитивного прогнозирования. Достоинством методов интуитивного прогнозирования является простая программно-аппаратная реализация. К недостаткам стоит отнести: невысокую скорость составления прогноза, зависимость результата прогноза от субъективных факторов, таких как здоровье эксперта, невозможность автоматизации процесса прогноза.

Формализованные методы расчета, в свою очередь, делятся на статистические методы и методы искусственного интеллекта. Статистические методы прогнозирования дают однозначную математическую зависимость энергопотребления от влияющих факторов. Данные методы дают достаточно точный суточный график энергопотребления в обычные дни при неизменном характере метеорологических условий. При резком изменении погодных условий или в праздничный день статистическим методам не хватает гибкости структуры для выработки точного прогноза. Основные методы статистического прогнозирования это: множественная линейная и нелинейная регрессия, стохастические временные ряды, общее экспоненциальное сглаживание, методы пространства состояния.

Методы регрессии обычно используются для моделирования взаимосвязей электропотребления с другими факторами, такими как погодные факторы, тип дня и класс потребителей. Данные модели включают детерминированную информацию, такую как тип дня (рабочий день, праздничный день), а также стохастическую информацию, такую как погодные условия. Эти методы основаны на экспериментальных зависимостях нагрузки от влияющих факторов в прошлом. Ограничением применения регрессионных моделей является нелинейная зависимость энергопотребления от погодных факторов, при резком изменении последних. Методы временных рядов основаны на предположении, что данные имеют некоторую внутреннюю структуру, например, автокорреляции, тенденции или сезонные изменения.

Методы искусственного интеллекта позволяют прогнозной модели постоянно обучаться, с поступлением новой информации.

Нейронные сети, по существу это нелинейные функции, которые имеют способность выполнения аппроксимации нелинейных зависимостей. Выходы искусственной нейронной сети являются линейными или нелинейными математическими функциями ее входов. Преимуществом технологии нейронных сетей является интеллектуальная обработка, которая может имитировать работу человеческого мозга. Недостатком является то, что процесс обучения является относительно медленным, и это не гарантирует сходимости между фактическими и прогнозными данными.

Рассмотрим основные влияющие на электропотребление факторы. Первым фактором является тип дня. На рисунке 1 представлен суточный график потребления электрической энергии ОАО «Алтайкрайэнерго» в разные типы дней.

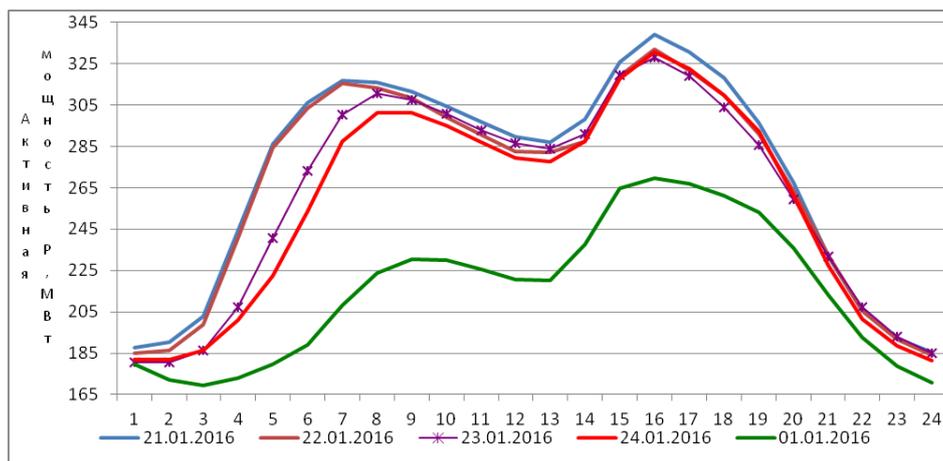


Рисунок 1 - Суточный график потребления электрической энергии ОАО «Алтайкрайэнерго» в разные типы дней

Проанализируем рисунок 1. Период 21.01.2016 – 24.01.2016 гг. отличается схожими метеорологическими условиями. Четверг 21.01.2016 г. имеет характерный для рабочего дня суточный график. Он отличается высоким потреблением электроэнергии, а также отсутствием «просадки» потребления в какие либо часы суток. Для пятницы 22.01.2016 г. характерно высокое потребление в первой половине дня и небольшая «просадка» во второй половине дня. Это объясняется тем, что пятница в большинстве компаний считается коротким днем (7-ми часовой рабочий день), а также отсутствует подготовка к следующему рабочему дню в вечерние часы. Суббота 23.01.2016 г. характеризуется «просадкой» в первой половине дня и сильной «просадкой» в вечерние и ночные часы суток. Воскресенье отличается значительной «просадкой» потребления электроэнергии в первой половине дня и незначительной просадкой во второй половине дня. Праздничный день 01.01.2016 характеризуется нетипичным суточным графиком. Прогнозирование потребления в праздничные дни характеризуется большими трудностями, так как появляется необходимость в применении нестандартных методов прогнозирования. Для прогнозирования электропотребления в праздничные дни хорошо подходит метод экспертных оценок в сочетании с методом исторических аналогий.

Вторым фактором, влияющим на потребление электроэнергии, являются метеорологические условия. На рисунке 2 представлены суточные графики потребления электрической энергии ГТП «Южная» при различных погодных условиях.

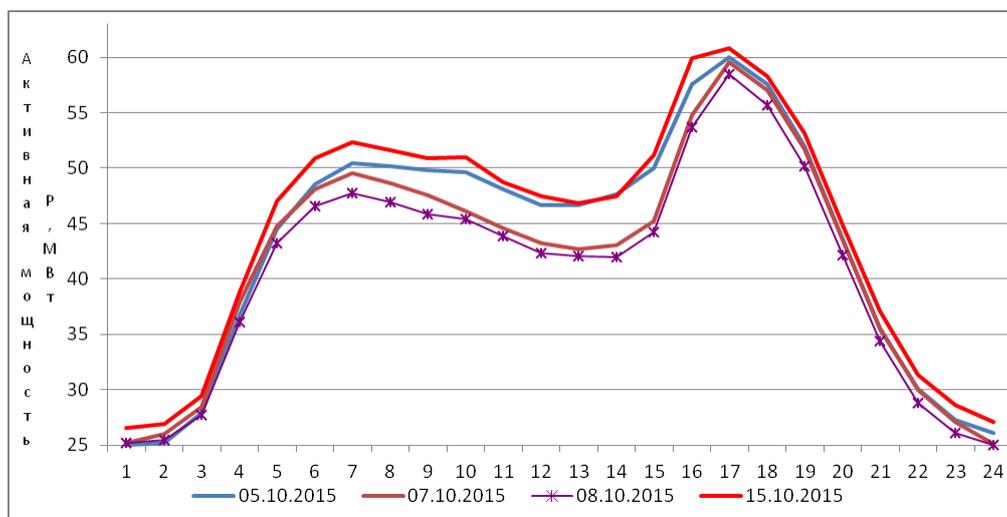


Рисунок 2 - Суточные графики потребления электрической энергии ГТП «Южная» при различных погодных условиях

Дадим пояснения к графикам, представленным на рисунке 2. Среднесуточная температура в городе Рубцовске 05.10.2015 г. составляла 6°C, при этом облачность составляла 100% и наблюдался ливневый дождь. 07.10.2016 г. среднесуточная температура составляла 11°C и была ясная погода. Среднесуточная температура 08.10.2015 г. составляла 18°C и наблюдалась безоблачная погода. 15.10.2015 г. в городе Рубцовске наблюдалась переменная облачность, а также среднесуточная температура составляла 0°C. Как мы видим из рисунка 2, температура наружного воздуха значительно влияет на потребление электроэнергии во все часы суток. Освещенность оказывает значительное влияние на электропотребление только в дневные часы суток.

Список использованных источников:

1. Аль Зихери Баласим, М. Повышение точности краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки потребителей региона с учетом метеофакторов на основе метода опорных векторов [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : Мохаммед Аль Зехери Баласим. – Новочеркасск, 2015. – 181 с.
2. Соломахо, К. Л. Применение метода главных компонент для прогнозирования объемов электропотребления энергосбытового предприятия [Текст] : дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: Ксения Львовна Соломахо. – Челябинск, 2015. – 141 с.

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ АСКУЭ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Смородина А.А. – студент группы Э-21, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Современный уровень развития цифровых технологий даёт возможность автоматизировать некоторые процессы в производственных сферах, сведя к минимуму участие человека. Электроэнергетика – это такая подотрасль промышленности, где автоматизация деятельности является важным аспектом, который позволит создать условия для рационального использования энергоносителей предприятий и повышения эффективности труда.

Возникает вопрос о том, как же тогда экономично использовать ресурсы объекта в условиях постоянно повышающихся цен на топливно-энергетические ресурсы, чтобы получить наибольшую отдачу от производственного процесса?

На сегодняшний день это реализуется с помощью автоматизированных систем контроля и учёта энергоресурсов, но вся проблема заключается в том, что руководители многих предприятий отказываются внедрять такие системы, считая их неоправданно дорогими.

Целью данной исследовательской работы является обоснование преимуществ АСКУЭ, разработка основных аспектов автоматизированной системы контроля и учёта для конкретного предприятия и вычисление показателей эффективности её внедрения в условиях ограниченности финансовых ресурсов.

Объектом исследования стал «Сибирский металлоцентр». На первом этапе сбора и обработки информации собраны данные о средствах учёта энергии на предприятии, было проведено исследование о том, какие счётчики могут работать с автоматизированной системой, с помощью каких выходов можно к ней подключиться. В ходе работы было выяснено, что не все средства измерения потребления энергии могут быть подключены к АСКУЭ, поэтому последовал анализ счётчиков, которые предлагают на рынке крупные энергоконцерны, и были подобраны счётчики для замены по экономическим и техническим характеристикам. Были созданы варианты исполнения АСКУЭ, где учитывалось, как счётчики могут передавать данные и с какими устройствами сбора и передачи данных могут работать.

На рисунках 1, 2, 3 и 4 представлено несколько вариантов исполнения системы с передачей данных по GSM и по PLC сети с соответствующим оборудованием.

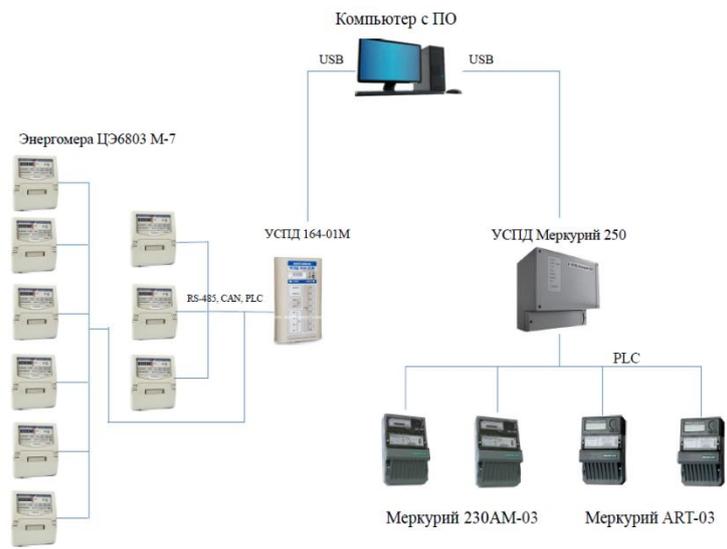


Рисунок 1 – Комбинированный вариант исполнения АСКУЭ с передачей данных по PLC сети и интерфейс RS-485

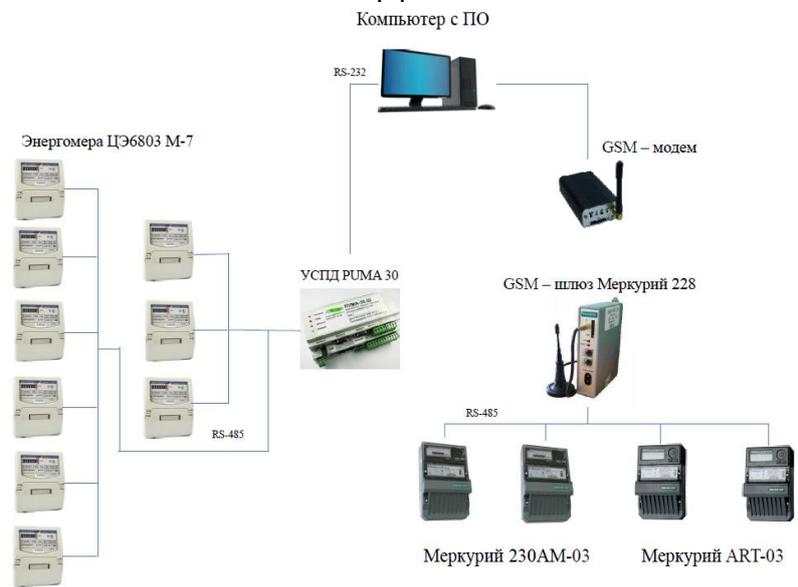


Рисунок 2 – Комбинированный вариант исполнения АСКУЭ с передачей данных по GSM и PLC сети

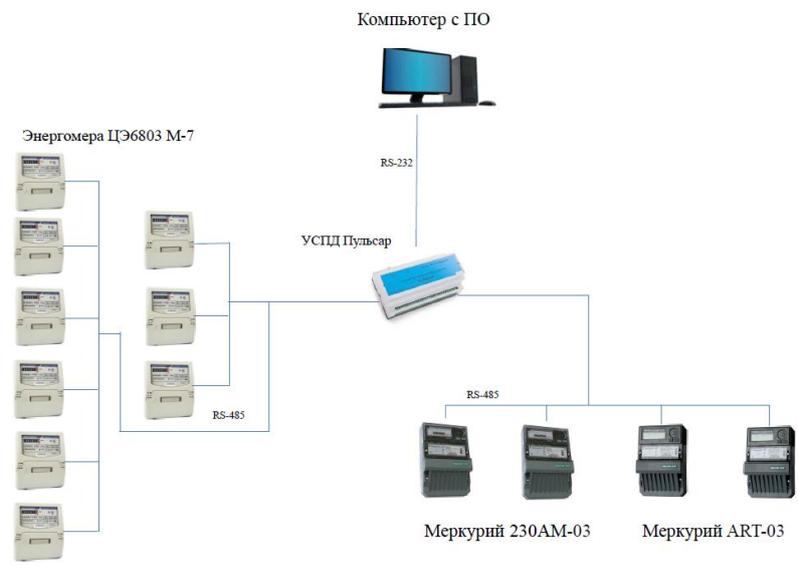


Рисунок 3 – Вариант исполнения АСКУЭ с передачей данных через интерфейс RS-485

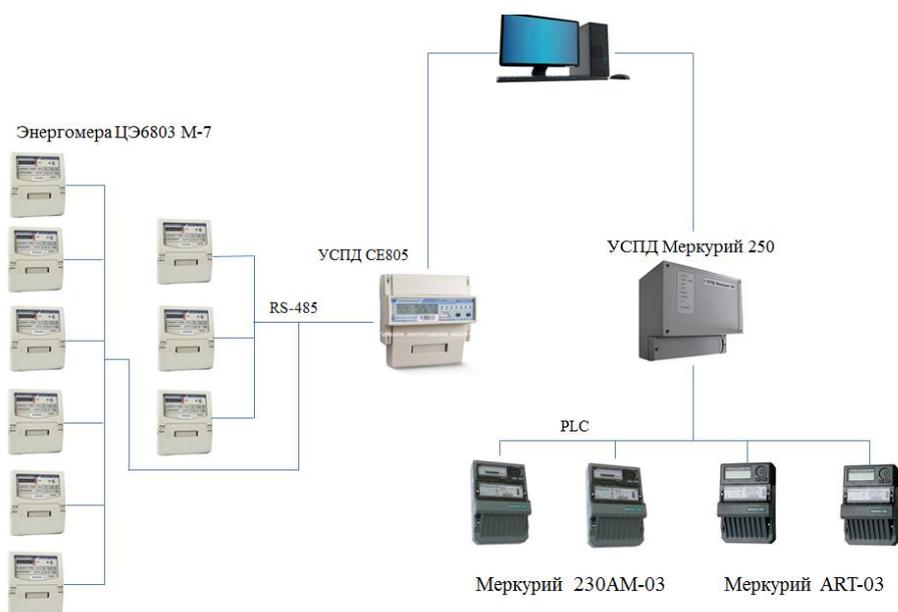


Рисунок 4 – Комбинированный вариант исполнения АСКУЭ
 В таблице 1 представлена примерная стоимость каждой из систем.

Таблица 1

№ варианта	Оборудование	Общая стоимость
1	Счётчик 230 ART-03, УСПД Меркурий 250, УСПД164-01И	72 193,83р.
2	Счётчик 230 ART-03, GSM шлюз Меркурий 228, GSM модем, УСПД PUMA30	70 428,26р.
3	Счётчик 230 ART-03, УСПД Пульсар	30 146,56р.
4	Счётчик 230 ART-03, УСПД Меркурий 250, УСПД СЕ805	79 447,26р.

На следующем этапе работы будет подсчитана точная стоимость предлагаемых вариантов АСКУЭ с учётом дополнительных расходных материалов и выбрана одна из систем. Для этого варианта будут вычислены показатели эффективности внедрения АСКУЭ на производство и прописаны основные аспекты внедрения.

Список использованных источников:

1. Игумнов, С. Н. Автоматизированная система проектирования АИИС КУЭ [Текст] / С. Н. Игумнов // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2008. – №5. С. 134-136.
2. Гришагина, Н. М. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии [Текст] / Н. М. Гришагина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №12. С. 297-299.
3. Ерёмина М. А. Развитие автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) [Текст] / М. А. Ерёмина // Молодой ученый. — 2015. — №3. — С. 135-138.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОБОЯ ФАЗНОЙ ИЗОЛЯЦИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6-10 кВ ГОРОДА БИЙСКА

Степанов А.Д. – студент группы 8Э-51,

Мусин А.Х. – д.т.н., профессор, Хомутов С.О. – д.т.н., профессор

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Не секрет, что вопросы эффективного функционирования систем электроснабжения таких крупных объектов, как городов, всегда будут оставаться актуальными [1].

Как правило, аварийность систем электроснабжения городов существенно превышает аналогичный показатель других объектов электроэнергетики. Данное обстоятельство обусловлено различными факторами, в том числе и степенью концентрации населения на ограниченной территории. В настоящее время более 75% населения нашей страны сконцентрировано в городах. Через системы электроснабжения таких населенных пунктов передается около 40% всей вырабатываемой в стране электрической энергии [2]. Данные системы электроснабжения уже давно стали самостоятельной отраслью электроэнергетики и вопросы их эффективного функционирования продолжают иметь важное народнохозяйственное значение [3].

Рассмотрим ситуацию, складывающуюся в области аварийности систем электроснабжения, на примере города Бийска. По накопленной авторами статистике, представленной на рисунке 1, видно, что количество аварийных отключений в кабельных и воздушных линиях напряжением 6-10 кВ данного города ежегодно увеличивается. Кроме того, участились случаи однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в соответствующих электрических сетях.

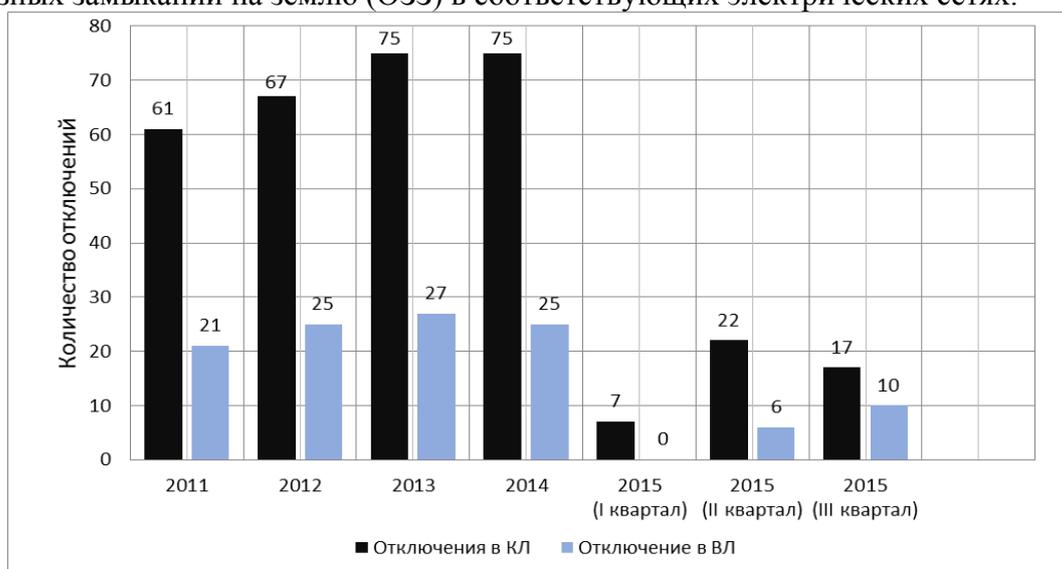


Рисунок 1– Статистика аварийных отключений в кабельных и воздушных линиях электропередачи напряжением 6-10 кВ.

Известно, что в незаземленных (изолированных) сетях ОЗЗ никак не влияют на передачу электроэнергии потребителям, так как треугольник линейных напряжений не искажается, а повышение напряжения на неповрежденных фазах относительно земли до линейного не угрожает изоляции. Но большинство однофазных замыканий на землю сопровождается электрической дугой, которая может повредить изоляцию и электрооборудование.

В данных электрических сетях при замыкании на землю возможны появления как устойчивой, так и перемежающейся электрической дуги. Ее характер зависит от величины тока замыкания и конкретных условий, в которых она возникла. Замыкание через устойчивую дугу эквивалентно замыканию через небольшое активное сопротивление (от единиц до нескольких десятков Ом). Однако наиболее опасными являются, так называемые, перемежающиеся дуги, которые гаснут в момент перехода тока в дуге через нулевое значение с последующим повторным зажиганием дуги.

В контексте рассматриваемого вопроса, самым важным является то, что устойчивая или пе-

ремежающая дуги могут гореть в течение длительного времени и переброситься на другие фазы, тем самым вызывая двухфазное и трехфазное короткое замыкание. Поэтому во всех случаях необходима быстрая ликвидация заземляющей дуги, которая может быть достигнута путем ограничения тока через дуговой промежуток и уменьшения скорости восстановления напряжения.

Другим опасным для изоляции фактором являются перенапряжения, возникающие в электрической сети в результате дугового замыкания на землю. Причем уровни вышеуказанных опасных факторов зависят от многих обстоятельств, которые до конца пока не изучены.

Таким образом, с целью более подробного изучения особенностей режима замыкания на землю в распределительной электрической сети 6-10 кВ города Бийска авторами была разработана компьютерная модель данной электрической сети в программной среде Matlab. Компьютерное моделирование является мощным средством познания окружающего мира и в последние годы с успехом заменяет широко применявшиеся ранее аналитические методы исследования. Этим объясняется сделанный авторами выбор метода исследования.

Программа Matlab содержит в своем составе множество программных средств, предназначенных для моделирования различных устройств и процессов в разных областях науки и техники. В частности, для рассматриваемого исследования авторами были использованы программные продукты Simulink [4] и SimPowerSystems [5], как наиболее подходящие для моделирования систем электроснабжения.

Разработанная компьютерная модель позволяет:

- изучать процессы при замыканиях на землю в разные моменты времени;
- оценивать уровень перенапряжений в электрической сети в результате замыканий;
- на основе этого разрабатывать меры защиты от негативного влияния перенапряжений на изоляцию сети.

На сегодняшний день были получены предварительные результаты моделирования, в частности, для распределительной электрической сети города Бийска. Так, например, в результате моделирования в среде Matlab, в случае замыкания фазы на землю были обнаружены перенапряжения в неповрежденных фазах до 55 кВ для сети с изоляцией 10 кВ. Данные перенапряжения являются следствиями стихийных событий, управлять которыми можно только частично с помощью ограничителей перенапряжений.

Получение более подробных результатов и, как следствие, выработка практических рекомендаций по снижению аварийности системы электроснабжения города Бийска требуют проведения дополнительных исследований, что планируется осуществить в ближайшем будущем.

Список использованных источников:

1. Хомутов, С. О. Методы энергоресурсосбережения и повышения энергоэффективности в технологическом процессе транспортировки электроэнергии / С. О. Хомутов, И. В. Овсянников, А. О. Жигалин // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай – 2014 [Электронный ресурс] : сборник статей II Международной научно-технической конференции / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Электрон. дан. и прогр. – Барнаул : ЦЭОР АлтГТУ, 2014. – С. 219-223.
2. Поляков, И. А. Программа расчета области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистем // Электроэнергетика глазами молодежи : Труды VI межд. научно-технич. конф. 9-13 ноября 2015, Т. 1 / И. А. Поляков, Г. А. Чугунов, С. О. Хомутов и др. – Иваново : ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 175-180.
3. Макаров, Н. Н. Модель системы электроснабжения города для анализа аварийных процессов / Н. Н. Макаров // Ползуновский вестник, 2006. – № 4. – С. 292-295.
4. Мусин, А. Х. Основы моделирования устройств релейной защиты в программной среде Matlab + Simulink / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2009. – 63 с.
5. Мусин, А. Х. Основы моделирования устройств релейной защиты в программной среде Matlab + SimPowerSystems / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2009. – 51 с.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТАКТНОГО СОЕДИНЕНИЯ В БЫТОВОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Шевелев И.В. – студент группы Э-31, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время в нашей стране острой остаётся проблема контактных соединений в электрических сетях. Помимо проблемы обеспечения электрической и пожарной безопасности электроустановок напряжением до 1000 В, как в городах, так и в агропромышленном комплексе (АПК), существует и проблема эффективного использования, экономической целесообразности своевременной замены контактных соединений проводов.

Основными причинами появления контактных соединений, выполняющих свою работу неправильно являются: неправильный выбор контактного соединения проводов, неправильный монтаж контактного соединения, несвоевременная замена. Кроме того количество потерь на контактных соединениях усугубляется резким увеличением электроприборов и электрооборудования, значительным ростом электрических нагрузок, а также отмеченными особенностями быта российского населения:

- наличие электрооборудования в помещениях с повышенной опасностью или особо опасных, а также вне помещений;
- неудовлетворительное состояние и ведение электрохозяйства;
- отсутствие профилактических испытаний изоляции, технического надзора и квалифицированного ремонта бытовой техники.

Основные виды применяемых контактных соединений:

- соединение проводников скруткой обладает повышенным сопротивлением и в значительной степени зависит от качества выполняемых работ, в случае соединения алюминиевых проводников не всегда обеспечивается хороший контакт из-за наличия на их поверхности оксидных пленок;

- применение в качестве дополнительного средства к скрутке соединительного изолирующего зажима (в обиходе «колпачка») обеспечивает дополнительное прижимное усилие и снижение сопротивления соединения;

- безвинтовые соединительные зажимы и сжим ответвительный магистральный обладают в основном повышенным сопротивлением, потому что соединение в них осуществляется посредством стальной соединительной пластины, зажимающей проводники. В связи с этим безвинтовые соединительные зажимы имеют ограниченную область применения, в основном слаботочные цепи и для целей освещения;

- соединение пайкой обладает низким значением сопротивления за счет обеспечения хорошего металлического контакта на большой поверхности;

- соединение сваркой по результатам опытов обладает большим сопротивлением по сравнению с пайкой, хотя в результате сварки происходит оплавление проводников и образуется надежное металлическое соединение, значительное сопротивление можно объяснить изменением свойств материала в результате нагрева, попаданием примесей и образованием раковин в месте плавления;

- болтовое соединение обеспечивает надежный контакт и достаточно малое сопротивление, контакт обеспечивается за счет сжатия проводников между шайбами или пластинами, таким образом можно осуществлять соединение проводников из различного материала;

- винтовое соединение по результатам опытов показало наименьшее значение сопротивления, в нем создается металлический контакт между проводником и латунной вставкой. При соединении алюминиевого проводника было получено даже снижение сопротивления, это объясняется тем, что часть алюминиевого провода как бы заменена латунной вставкой обладающей меньшим сопротивлением.

Недостатком различных болтовых и винтовых соединений является необходимость регулярной ревизии (подтягивание), происходит деформация материала и в связи с отсутствием подпружинивающего элемента со временем уменьшается сжимающее усилие.

Исследование потерь на контактных соединениях было произведено в двух случаях – первые замеры делались в квартире с новой медной электропроводкой и винтовыми контактами. Соединение скруткой применялось лишь на освещении квартиры. Схема квартиры приведена на рисунке 1 .

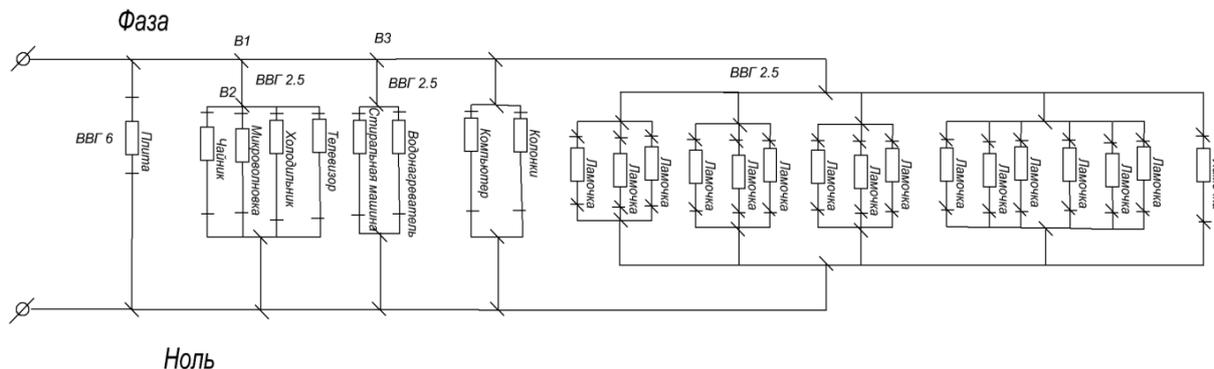


Рисунок 1 - Однофазная схема энергообеспечения квартиры

Замеры состояли в измерении тока на отдельных приборах токовым клещами. Кроме замеренных значений были найдены значения расчетные. Далее по методу наибольших потерь было найдено время максимальных потерь и подсчитаны значения мощности потерь и потерь энергии за год. Следующим шагом была оценка стоимости этих потерь. Стоимость потерь основанных на опытном измерении за год составила 2 рубля 13 копеек, а на расчетных значениях 87 копеек. И это за целый год. Такие данные говорят о эффективном использовании контактных соединений. Кроме того, такие соединения поддерживают пожаро- и электробезопасность на отличном уровне и снижают все риски для бытовых потребителей до минимальных.

Второй расчет потерь был произведен на основе предприятия ОАО «БУРЕЯГЭССТРОЙ» СУ «АТОМСТРОЙ». Филиал этот занимается строительством важных энергообъектов и сам себя обеспечивает для этого ресурсами. Одно из его подразделений занимается заливкой бетонных плит и последующим их электропрогревом. Схема электропрогрева приведена на рисунке 2.

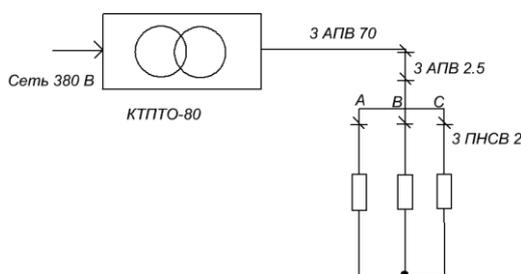


Рисунок 2 – Схема электропрогрева бетонного изделия

В зависимости от выбранного режима электропрогрева на плиту подаётся ток разного значения и обозначается время прогрева плиты в этом режиме. За одну ночь происходит четыре переключения режимов. Все контактные соединения выполнены из скруток проводов типа АПВ 2,5 – АПВ 2,5 , АПВ 2,5-АПВ 70 и АПВ 2,5-ПНСВ 2,0. Общее количество контактов на данном производстве – 140 штук. Исходя из этого производился расчет сначала потерь за одну ночь, а потом потерь за рабочий год предприятия, учитывающий выходные и праздничные дни, а также вахтовый метод работы сотрудников. Экономические потери за один рабочий год составили 40 тысяч 861 рубля 80 копеек. Вследствие этих потерь нетрудно

сделать вывод о экономической целесообразности эффективного использования контактных соединений на таком производстве, ведь замена при средней стоимости винтового контакта не превысила бы и 10 % от стоимости текущих потерь, и помогла бы существенно бы сократить потери.

В работе мы постарались отразить эффективность и необходимость правильного выбора и поддержания надлежащего качества контактных соединений и своевременной замены их на новые, не говоря уже о надежности электроснабжения, пожаро- и электробезопасности. Эта проблема в данный момент времени актуальна, для России и стран СНГ, так как в них осталось ещё гигантское количество проводки, введенной в эксплуатацию ещё во времена СССР, состояние которой не отслеживалось на протяжении тридцати лет, контактные соединения выработали свой ресурс и подлежат замене даже по экономическим причинам.