

# Секция 1 Эффективность электроэнергетических установок и систем

УДК 621.311.001

**Разработка модели системы автоматического управления  
управляемого шунтирующего реактора  
М.В. Андреев\*, Ю.С. Боровиков, А.В. Прохоров,  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия  
E-mail: [andreevmv@tpu.ru](mailto:andreevmv@tpu.ru)**

В работе приведена краткая информация о пилотном проекте интеллектуальных энергосистем – энергокластер Эльгауголь. Ключевыми элементами силовой части энергокластера являются управляемые шунтирующие реакторы (УШР), локальное управление которыми осуществляется системой автоматического управления (САУ). В работе представлены результаты испытаний модели САУ УШР.

В настоящее время особо актуальной как в России, так и во многих других странах мира является разработка интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). ОАО «ФСК ЕЭС» при поддержке правительства РФ приступило к реализации масштабного пилотного проекта по созданию ИЭС ААС на базе ОЭС Востока – энергокластер «Эльгауголь» [1].

В рамках данного проекта на базе разработанного в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета (НИИ «МЭЭС» ЭНИН ТПУ) Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) создана программно-аппаратная платформа для тестирования и настройки адаптивного регулятора группового управления компенсацией реактивной мощности и регулирования напряжения, с помощью которой решаются следующие конкретные задачи [2]:

- подбор рабочих диапазонов параметров регулятора;
- проверка достаточности мощности и количества, предусмотренных к установке систем компенсации реактивной мощности (СКРМ), для решения задач регулятора напряжения;
- проверка решений по эффективности использования регулятора, также осуществляется анализ режима работы энергокластера и прилегающей сети в части:
  - проверки условий статической и динамической устойчивости;
  - исследования и анализа нормальных и аварийных режимов в питающей сети, сети энергокластера и электроустановках потребителя энергокластера, в том числе мощной двигательной нагрузки;
  - проверка качества регуляторов;
  - проверка запасов по устойчивости энергокластера в условиях воздействия регулятора;
  - выполнение программы заводских испытаний по реализации всех функций регулятора на уровне центра управления группой подстанций (ЦУГП).

Для решения некоторых из ряда представленных задач разработана система автоматического управления управляемым шунтирующим реактором (САУ УШР), о которой и пойдет речь в данной работе.

Основное назначение данной системы – стабилизация напряжения в точке подключения, управления током реактора, а также степенью загрузки УШР по реактивной мощности. Управление описанными параметрами осуществляется варьированием индуктивности УШР за счет изменения степени насыщения магнитной системы постоянным магнитным потоком, который создается обмоткой управления (ОУ) при протекании в ней выпрямленного с помощью полупроводникового преобразователя (ПП) тока. Кроме того, в САУ УШР закладывается возможность управления несколькими блоками конденсаторных батарей (БСК).

Проанализировав алгоритмы работы САУ УШР (УШР-25000/110, РТУ-100000/220-УХЛ1, РТУ-100000/220-УХЛ4), применение которых планируется в энергокластере «Эльгауголь», удалось создать универсальную модель данной системы, объединяющую в себе несколько модификаций, и реализовать её в ВМК РВ ЭЭС (рисунок 1).

Данная модель содержит три основных канала управления: 1 – канал стабилизации напряжения в точке подключения УШР, в котором также предполагается управление БСК; 2 – канал управление током реактора; 3 – канал управления нагрузкой по реактивной мощности УШР.

Первоначально в каждом из каналов рассчитывается отклонение контролируемого параметра (напряжения, тока, реактивной мощности) от заданной уставки (уставка по U, уставка по I, требуемая мощность УШР = нагрузка по Q \* Q ном ушр):  $\Delta U = U_{уст} - U_{контр}$ ;  $\Delta U = I_{контр} - I_{уст}$ ;  $\Delta Q = Q_{треб} - Q_{контр}$ . Далее происходит преобразование сигнала рассогласования через блоки САУ, описываемые передаточными функциями, и устанавливается соответствующее индуктивное сопротивление УШР.

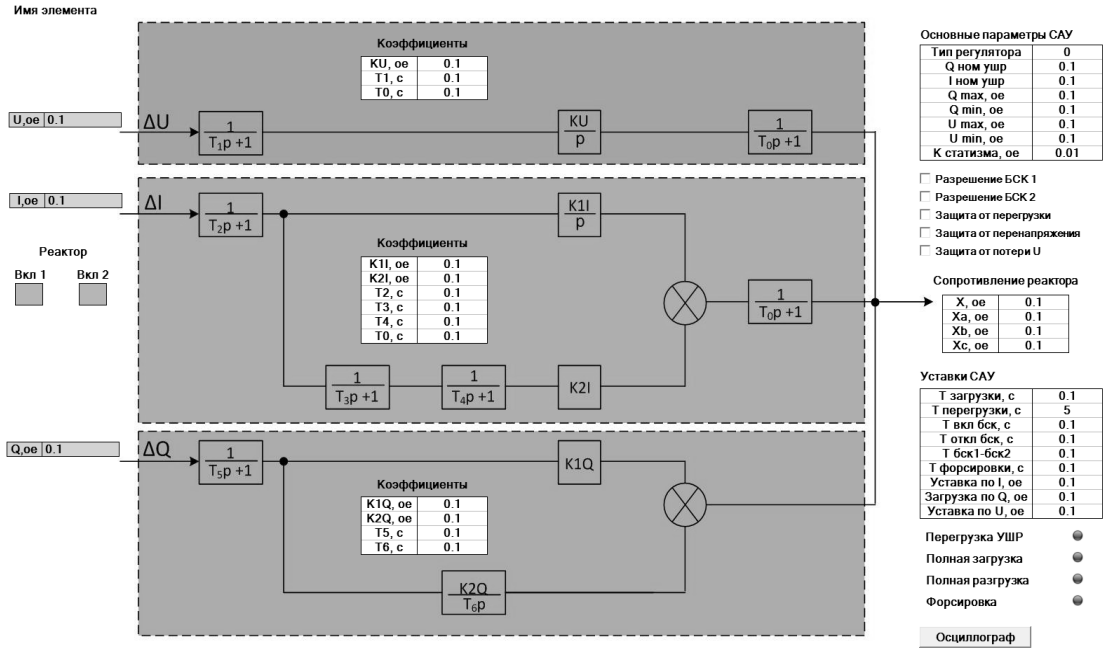


Рис. 1. Динамическая панель наблюдения и управления (ДПНУ) САУ УШР

Фрагмент результатов исследований реализованной в ВМК РВ ЭЭС модели САУ УШР, подключенного к шинам 110 кВ на ПС Эльгауголь, приведен на рисунке 2 (САУ УШР работает в режиме стабилизации напряжения на шинах 110 кВ – канал 1).

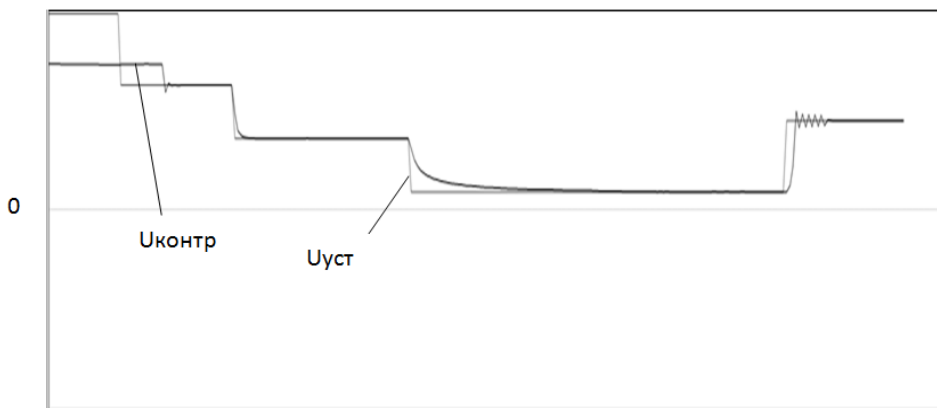


Рис. 2. Осциллограмма работы модели САУ УШР 110 кВ ПС Эльгауголь (канал 1)

Результаты испытаний математической модели САУ УШР на ВМК РВ ЭЭС показали её работоспособность: модель адекватно реагирует на изменения контролируемых параметров, к тому же является достаточно гибкой в плане настройки. Кроме того, проведены испытания совместной работы адаптивного регулятора группового управления компенсацией реактивной мощности и регулирования напряжения и нескольких САУ УШР подстанций Призейская и

Эльгауголь. Результаты испытаний показали, что система также успешно функционирует и под управлением регулятора.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука» 7.2826.2011 «Разработка и создание гибридной модели энергоблоков электростанций».

**Список использованной литературы:**

1. Дорофеев И.Н., Летуновский Д.Н., Маргулян А.М. Пилотный проект активно-адаптивной сети кластера «Эльгауголь» - задачи создания и основные технические решения // Релейная защита и автоматизация. –2012. –№03. –С. 70-77.
2. Боровиков Ю.С., Прохоров А.В., Сулайманов А.О.. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС // Релейная защита и автоматизация. –2012. –№01(06). –С. 54-59.

УДК621.314

**Фотоэлектрическая энергетическая установка**

*К.В. Аржанов*

*Научно-исследовательский институт автоматики и электромеханики  
Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники,  
г. Томск, Россия*

**E-mail:** [rbhx@vandex.ru](mailto:rbhx@vandex.ru)

Приведены результаты разработки фотоэлектрической энергетической установки с автоматическим слежением за Солнцем.

Разработка новых фотоэлектрических энергетических установок (ФЭУ) определяется использованием солнечных батарей с улучшенными технико-экономическими показателями и реализацией режима автоматического слежения солнечных батарей за Солнцем. Наведение солнечных батарей на Солнце позволяет повысить энергетическую эффективность ФЭУ не менее чем на 30 % [1]. На рисунке 1 приведена фотография разработанной фотоэлектрической энергетической установкой мощностью 0,5 кВт.



Рис. 1. Фотография ФЭУ.

Разработанная конструкция состоит: из рамы с двумя фотоэлектрическими модулями КСМ-190; подвижного и неподвижного каркасов; двух редукторов; двух шаговых двигателей; двух датчиков положения Солнца, четырех конечных выключателей. В установке используются червячные редукторы с передаточными отношениями 1:250 (по азимуту) и 1:900 (по углу места). Это позволяет использовать шаговые двигатели типа ШД-5Д с номинальным вращающим моментом нагрузки 0,1 Н·м. Ограничение предельных углов поворота ФЭУ по азимуту (перемещение более 270 градусов) и углу места (перемещение более 90 градусов) обеспечивается конечными выключателями и программным обеспечением контроллера наведения на Солнце.

На рисунке 2 приведена функциональная схема ФЭУ, где СБ – солнечная батарея; КЗАБ – контроллер заряда АБ; И – инвертор; АБ1, АБ2 – аккумуляторные батареи; М1, М2 – шаговые двигатели; Р1, Р2 – редукторы; ДШД1, ДШД2 – драйверы управления шаговыми двигателями; ДПС1, ДПС2 – датчики положения Солнца; КНС – контроллер наведения на Солнце; КВ1–КВ4 – конечные выключатели. В установке используется инвертор типа TS 1500-224 (номинальная выходная мощностью 1500 Вт) и два последовательно соединенных аккумулятора типа TUDOR T12V 155FT (номинальная емкость каждого 159 А·ч). Используемый в установке датчик положения Солнца изготовлен в ТПУ и состоит из трех одинаковых фотоэлементов, два из которых стоят наклонно друг к другу, а третий соединяет их снизу.

Контроллер наведения на Солнце состоит из микроконтроллера Atmega16, преобразователя постоянного напряжения, шести операционных усилителей, микросхемы, обеспечивающей связь по протоколу RS 485 с внешней ЭВМ через конвертор (тип I-7561). Микроконтроллер выдает на входы двух драйверов шагового двигателя следующие сигналы: направление вращения шаговых двигателей по азимуту и по углу места (сигналы DR1 и DR2), количество импульсов, которое необходимо обработать драйверами шаговых двигателей по

азимуту и по углу места (сигналы UP1 и UP2), сигналы включения драйверов по азимуту и углу места (сигналы MF1 и MF2). Контроллер наведения на Солнце принимает сигналы с четырех конечных выключателей (КВ1–КВ4): X1, Y1 и X2, Y2 – начальные и конечные положения рамы по азимуту и по углу места и принимает сигналы готовности с драйверов (RDY1 и RDY2). Драйвер ДШД задает величину минимального шага и амплитуду импульса тока в шаговом двигателе, осуществляет защиту от коротких замыканий в двигателе.

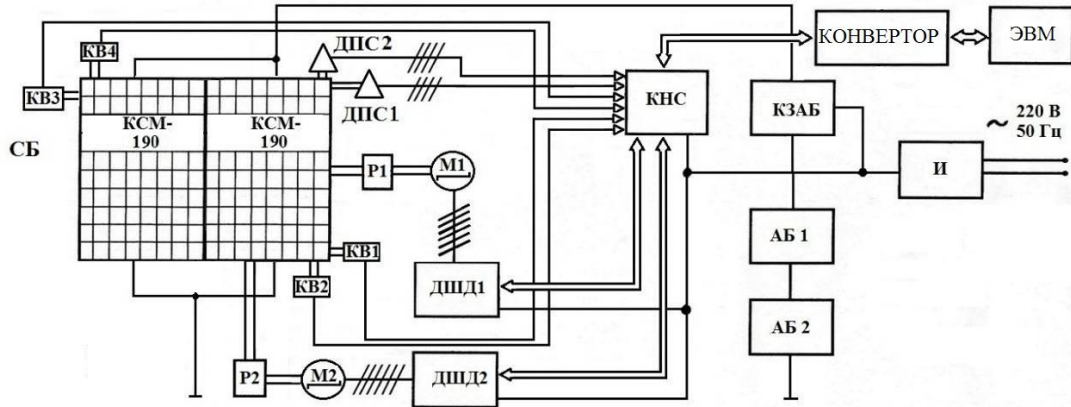


Рис. 2. Функциональная схема ФЭУ.

При автоматическом слежении за Солнцем осуществляется точное наведение рамы на Солнце, путем измерения токов в фотоэлементах датчиков положения Солнца и перемещения рамы с помощью шаговых электроприводов по обеим координатам. Если правый и левый фотоэлемент фотодатчика выдают одинаковый ток, то перемещать раму с СБ не требуется, а если есть отличие, то необходимо перемещение в таком направлении, чтобы скомпенсировать эту разницу по току. Если три фотоэлемента у датчика показывают одинаковый ток, то фотодатчик (и соответственно СБ) находится в тени и перемещение рамы производить не требуется. Если тыловой фотоэлемент выдает самый больший ток, то Солнце светит с обратной стороны рамы. В этом случае необходимо развернуть раму в направлении Солнца. В таблице 1 приведен алгоритм наведения СБ на Солнце. Перемещения происходят дискретно через  $3^\circ$  по обеим координатам, пока не выровняются сигналы в обеих плоскостях в каждом фотодатчике по обеим координатам. Допустимая погрешность (порог срабатывания) между сигналами в наклонных плоскостях фотоэлементов датчика, при которой необходимо проводить перемещение по координатам, составляет 5%. Введение порога срабатывания позволяет экономить энергию при перемещении рамы и предотвращать ненужный реверс в шаговых двигателях.

Таблица 1. Алгоритм наведения СБ на Солнце

Наведение по азимуту	Направление перемещения рамы
$I_A - I_B \geq 0,05I_A$	Влево
$I_A - I_B \leq -0,05I_A$	Вправо
$-0,05I_A \leq I_A - I_B \leq 0,05I_A$	Нет перемещения
$I_A = I_B = I_C$	Нет перемещения (СБ в тени)
$I_C > I_B, I_C > I_A$	Перемещение в начальное положение
Наведение по углу места	Направление перемещения рамы
$I_D - I_E \geq 0,05I_D$	Вверх
$I_D - I_E \leq -0,05I_D$	Вниз
$-0,05I_D \leq I_D - I_E \leq 0,05I_D$	Нет перемещения
$I_D = I_E = I_F$	Нет перемещения (СБ в тени)
$I_F > I_E, I_F > I_D$	Перемещение в начальное положение

Примечание:  $I_A$ ,  $I_D$  и  $I_B$ ,  $I_E$  – токи в правой и левой частях датчиков;  $I_C$ ,  $I_F$  – в тыловой части датчиков.

На рисунке 3 приведено рабочее окно программы управления контроллером наведения на Солнце.

Полученные результаты экспериментальных исследований шаговых электроприводов для системы автоматического слежения фотоэлектрических панелей за Солнцем показали следующее:

- наведение механической рамы с солнечной батареей на Солнце целесообразно проводить дискретно на 3 градуса, как по азимуту, так и по углу места, исходя из требований обеспечения точности наведения на Солнце и минимального потребления электрической энергии шаговыми электроприводами;

- в драйвере шагового двигателя электропривода перемещения механической рамы по азимуту целесообразно устанавливать амплитуду тока 3А, а в драйвере шагового двигателя электропривода перемещения механической рамы по углу места целесообразно устанавливать амплитуду тока 3,6А;

- при завершении микроцикла наведения рамы с солнечными батареями на Солнце необходимо выключать драйверы шаговых двигателей, чтобы исключить потребление энергии шаговыми двигателями;

- при перемещении механической рамы с солнечной батареей необходимо организовывать в электроприводе режим позиционирования. Целесообразно проводить перемещение со скоростью вращения шагового двигателя на уровне 3000 Гц, с введением ограничения по ускорению и торможению на уровне 3000 шаг/сек<sup>2</sup>. Это позволяет существенно сократить потребление электрической энергии шаговыми электроприводами при исключении рывков и качаний в механизме;

- суммарная суточная потребляемая энергия шаговыми электроприводами при перемещении механической рамы с солнечной батареей по азимуту на 180 градусов, а по углу места на 70 градусов и ее возвращение в начальное положение составляет не более 2,1 Вт·час.

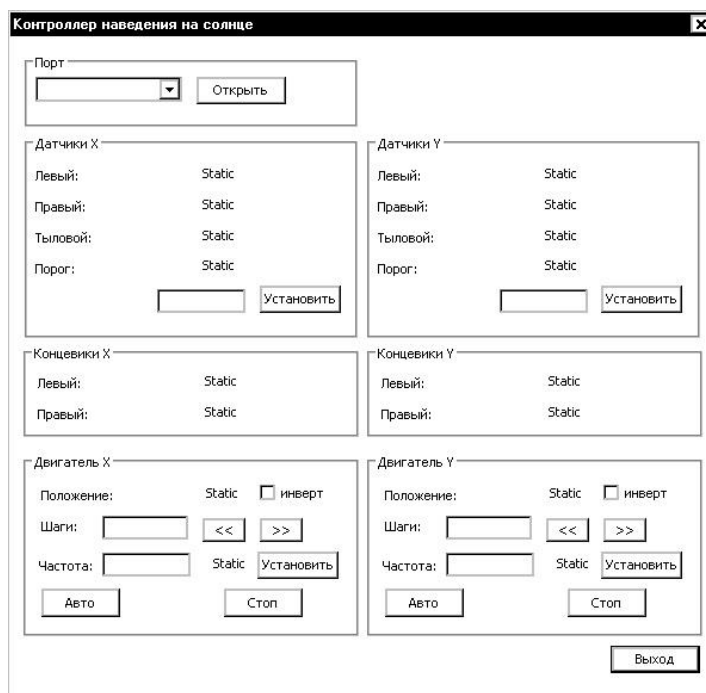


Рис. 3. Рабочее окно программы управления контроллером наведения на Солнце.

Работа выполняется в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

#### Список используемой литературы:

1. Шиняков Ю.А., Шурыгин Ю.А., Аржанов В.В., Теуцаков О.А., Осипов А.В., Аржанов К.В., Автономная фотоэлектрическая энергетическая установка // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т.320. – № 4. – С. 133 – 138.

УДК 621.311

**Методология развития генерирующих мощностей в условиях дерегулирования отрасли****В.А. Баринов, А.С. Мурачев\****ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», г. Москва, Россия***E-mail: [murachev@eninnet.ru](mailto:murachev@eninnet.ru)**

В современных условиях дерегулирования отрасли электроэнергетика, при наличии многих собственников электроэнергетических объектов и создания электроэнергетического рынка возникает необходимость в адаптации к новым условиям систем управления отраслью, которая позволит минимизировать затраты, необходимых для развития и функционирования отрасли.

Обоснование оптимального развития электроэнергетики может быть основано на рассмотрении её как единого целого, используя идеологию целостного планирования, основные принципы которого сводятся к следующему [1, 2]:

- Должна быть получена эталонная модель, которая соответствует наибольшему общественному благу для всей системы.
- Должны использоваться вероятностные критерии надежности.
- Должны быть разработаны методы справедливого распределения затрат и выгод между участниками (субъектами хозяйствования).
- Должны быть выработаны такие правила для участников, чтобы их инициативы не приводили к решениям, направленным против достижения глобальной цели всей системы.

Базовым принципом для получения эталонной модели служит принцип оптимальности [3, 4] или принцип оптимального вхождения [5]. Согласно этому принципу любая из подсистем, входящих в сложную систему, включается в последнюю оптимальным образом, вследствие чего сложная система исполняет свою функцию с минимальными затратами.

Эталонная модель, соответствующая наибольшему общественному благу, может быть получена в результате решения задачи оптимизации функционирования и развития электроэнергетики страны. Исключительная сложность этой задачи обуславливает необходимость её декомпозиции на ряд более простых взаимосвязанных задач, одной из которых является оптимизация развития генерирующих мощностей и межсистемных связей.

При оптимизации развития генерирующих мощностей и межсистемных связей находится минимум целевой функции:

$$B = \sum_{y=1}^Y (K(y) + C(y) + V(y) + F(y) + A(y) + П(y)) \quad (1),$$

где:

$K(y)$  – капитальные затраты на развитие электростанций (включая эквивалентные электростанции, моделирующие распределенную генерацию) в год  $y$ ;

$C(y)$  – постоянные эксплуатационные затраты на обслуживание всех электростанций в год  $y$ , независимые от выработки электроэнергии;

$V(y)$  – переменные эксплуатационные затраты на обслуживание всех электростанций в год  $y$ , зависящие от объема выработанной электроэнергии;

$F(y)$  – затраты на топливо на всех электростанциях в год  $y$ ;

$A(y)$  – затраты на программы энергосбережения и управления нагрузкой в год  $y$ ;

$П(y)$  – затраты, связанные с развитием и эксплуатацией межсистемных связей, зависящие от ряда факторов, в том числе от стоимости увеличения пропускной способности межсистемных связей в год  $y$ ;

$Y$  – количество лет планируемого периода.

При этом сложное энергообъединение представляется эквивалентными узлами и межузловыми связями с пропускной способностью  $P_{ij}$ .

Состав генерирующих агрегатов  $G(y)$  в году  $y$  определяется в соответствии с выражением:

$$G(y) = G(y-1) + G(y)_v - G(y)_r + G(y)_p,$$

где  $G(y)_v$  – агрегаты, вводимые по обязательному плану в год  $y$ ;

$G(y)_r$  – агрегаты, выводимые из работы в год  $y$ ;

$G(y)_p$  – агрегаты, выбранные в год  $y$  в результате оптимизации из всего состава потенциально возможных для ввода в году  $y$  агрегатов.

Все разновременные составляющие в целевой функции приводятся к начальному периоду времени путем их умножения на коэффициент дисконтирования  $\alpha_y$ , определяемый для ставки дисконтирования  $d$  по формуле:

$$\alpha_y = \frac{1}{(1+d)^y}$$

При этом ставка дисконтирования в условиях дерегулирования электроэнергетики определяется на основе конкурентных рыночных ставок с учетом повышенного риска инвестиций в этих условиях.

Требуемый уровень надежности задается либо в виде нормируемого показателя – вероятности бездефицитной работы ЕЭС России (ОЭС, энергосистемы), либо в виде ущерба (компенсационных выплат) от недопоставленной электроэнергии. В последнем случае функция ущерба включается в функцию (1).

При оптимизации учитываются различного рода ограничения, в том числе:

- по балансу располагаемых генерирующих мощностей;
- по балансу рабочих генерирующих мощностей;
- по балансу электроэнергии;
- по балансу тепловой энергии;
- ограничения на перетоки мощности по межсистемным связям;
- ограничения по использованию различных видов топлива;
- ограничения по выработке электроэнергии на ГЭС и другие ограничения, налагаемые прочими водопользователями;
- ограничения по условиям защиты окружающей среды, в том числе ограничения на выбросы  $SO_2$ ,  $NO_x$ ,  $CO_2$ .

Стоит отметить, что величина  $B$  (1), определяющая общесистемные затраты, позволяет определить общесистемную эффективность того или иного объекта. Если величина общесистемных затрат с вводом какого-либо объекта снижается, то ввод этого объекта является экономически эффективным. В случае, если ввод объекта приводит к увеличению общесистемных затрат, то ввод этого объекта не является экономически эффективным.

Целевая функция (1), методы и программы оптимизации её реализующие, помимо выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей, дают возможность решать задачи оптимального развития межсистемных связей и внешних связей, обоснования целесообразности присоединения электроэнергетически изолированных районов к ЕЭС России, обоснования масштабов развития распределенной генерации.

В последнем случае используется методический подход, состоящий в использовании принципа оптимальности или принципа оптимального вхождения. С этой целью для районов концентрации мест расположения распределенных источников электроэнергии производится оптимизация структуры этих источников и режимов их работы и готовятся характеристики эквивалентных электростанций, моделирующих в этих районах распределенные источники электроэнергии. Характеристики эквивалентных электростанций в узлах учитываются целевой функцией (1) и осуществляется комплексная оптимизация с учетом этих электростанций.

Рассмотренная выше методология легла в основу программного комплекса, позволившего на основе технико-экономических исследований получить варианты сценарии развития генерирующих мощностей в каждой из ОЭС ЕЭС России.

С учетом мировых тенденций развития ВИЭ и возможности использования целого ряда котельных на территории России для перевода в режим когенерации были проведены исследования масштабов развития данных видов источников электрической энергии в зоне централизованного электроснабжения на период до 2030 г. с учетом прогнозных цен на топливо, величин удельных капитальных затрат и уровнях электропотребления.

#### Список используемой литературы:

1. Stephen T.Lee. For the Good of the Whole. Holistic planning of an Electric Power System for Reliability, Economic Efficiencies, and Acceptable Environmental Impacts IEEE Power & energy, Number 5, September/ October, – 2007.
2. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России . – М.: Энергоатомиздат, – 2010.
3. Сейдж Э.П., Уайт Ч.С. Оптимальное управление системами. – М.: Радио и связь, – 1982.
2. 4. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, – 1990.

4. Цветков В.Д. Золотая гармония и сердце. РАН, Пушинский научный центр, Институт теоретической и экспериментальной биофизики. ООО «Фотон – век», – 2008 г.

УДК 621.311

**Исследование случайного потока отказов в электрических сетях нефтепромыслов для мониторинга эксплуатационной надежности оборудования**

***Т.Р. Беккер, В.М. Левин, М.В. Кулагина, Е.В. Чимитова***

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

***E-mail: bekkertanya@mail.ru***

Проведены статистические исследования случайных потоков нарушений электроснабжения в электрических сетях нефтепромыслов, вызванных аварийными отказами оборудования. Предложены вероятностные модели отказов, необходимые для мониторинга и оценки эксплуатационной надежности электрооборудования.

**Постановка задачи.** Качеству функционирования электрических сетей нефтегазодобывающего комплекса России уделяется значительное внимание [1-3]. Это обусловлено, прежде всего, стратегическим положением отрасли в экономике страны, а также большим многообразием технических и природно-климатических факторов, оказывающих влияние на надежность электроснабжения потребителей. Среди причин нарушения надежности электроснабжения потребителей нефтепромыслов наряду с глубокими понижениями напряжения при коротких замыканиях в питающих сетях 110, 220, 500 кВ и пусковых режимах крупных двигателей [4], следует рассматривать причины аварийных отключений оборудования и воздушных линий (ВЛ) 6-35 кВ.

Любое нарушение в системах промышленного электроснабжения имеет случайный характер и приводит к нежелательным последствиям (простой, поломка оборудования, недовыпуск и брак продукции, пр.). Для нефтепромыслов аварийные отключения элементов электрической сети оборачиваются ущербами из-за аварийных потерь добычи нефти. Ущерб определяется количеством аварийных потерь и времени восстановления электроснабжения. Таким образом, жесткие условия функционирования обязывают сетевую компанию, осуществляющую электроснабжение, поддерживать высокий уровень эксплуатационной надежности своего оборудования.

Одним из способов повышения эффективности эксплуатации электрических сетей нефтепромыслов является мониторинг аварийных отключений с возможностью аналитической обработки данных, определением статистических характеристик отказов и оценкой показателей надежности. В связи с этим актуальной является разработка вероятностно-статистических моделей мониторинга на основе исследования случайных процессов аварийных нарушений электроснабжения, чему и посвящена данная статья.

В статье приводятся результаты статистических исследований данных типа времени жизни на примере аварийных отключений ВЛ 6 кВ (общей протяженностью 1822, км) в одном из районов электрических сетей на территории Западной Сибири. Глубина ретроспективы охватывает период эксплуатации ( $\Delta T=10$  лет) с 2000 по 2009 г. Исходный массив данных содержит следующее: характер отключения (плановый или аварийный); наименование отключаемого оборудования; цель (причина) отключения; дата и фактическое время начала и окончания отключения оборудования; фактический объем потерь добычи нефти в тоннах. Как правило, в составе исходной информации содержатся не корректные записи либо данные, достоверность которых вызывает сомнение. При формировании специальных выборок в соответствии с целью исследования такие данные исключаются из рассмотрения. Сформированные в процессе предварительной обработки выборки имеют достаточную представительность (300-400 записей), что позволяет рассчитывать на приемлемую с практической точки зрения достоверность получаемых результатов.

Согласно ГОСТ 27.002-89 аварийные отключения находящихся в эксплуатации линий электропередачи следует рассматривать как отказы, если они сопровождаются нарушением работоспособности. В связи с этим далее по тексту вместо термина аварийное отключение будет использован термин отказ.

**Методы и результаты исследований.** С точки зрения оценки надежности оборудования интерес представляют причины, по которым они происходят. Анализ причин отказов ВЛ 6 кВ позволил сгруппировать их следующим образом: «гроза» - повреждение изоляции; «ОЗЗ» -



однофазные замыкания на землю и поиск земли; «прочие причины» - механические и электрические повреждения отдельных конструктивных элементов (опор, проводов, контактных соединений и пр.). Группировка отказов ВЛ 6 кВ по причинам показывает, что удельный вес группы «прочие причины» составляет 82,5% в то время как группы «ОЗЗ» и «гроза» 9% и 8,5% соответственно. Это позволяет сделать вывод о достаточной защищенности оборудования электрической сети от действия емкостных токов и грозовых перенапряжений. Закон распределения случайной величины  $T_{\hat{A}}$  (времени аварийного восстановления) определялся по методике проверки статистических гипотез]. С использованием критерия  $\chi^2$  Пирсона установлено, что рассматриваемое распределение не противоречит начальной гипотезе о показательном законе ( $\chi^2_{\text{набл}} < \chi^2_{\text{кр}}$ ). В таблице 1 приведены значения  $\chi^2_{\text{набл}}$  для вероятностных характеристик отказов в зависимости от выделенных причин. Значение  $\chi^2_{\text{кр}}=23,7$  при уровне значимости  $\alpha=0,05$ .

Таблица 1. Значения  $\chi^2_{\text{набл}}$  для вероятностных характеристик отказов.

Причины отказов	ОЗЗ	Гроза	Прочие	Все причины
$\chi^2_{\text{набл}}$	9,69	7,13	15,25	22,48

На основании результатов исследований можно утверждать, что изменение вероятностей времени восстановления ВЛ 6 кВ после отказов в зависимости от вызвавших их причин с высокой степенью доверия описывают экспоненциальные функции различной интенсивности (рис.1.). При этом время аварийного восстановления ВЛ, например, с вероятностью 0,97 не превысит 3,5 часов при грозовых перекрытиях изоляции и ОЗЗ и 6,5 часов при прочих причинах отказа.

Для проверки независимости последовательности измерений, то есть проверки отсутствия тренда используют статистические критерии Аббе, Фостера-Стюарта, Кокса-Стюарта, Бартелса и другие [5]. Как показано в [6], среди непараметрических критериев отсутствия тренда наиболее мощным является критерий Кокса-Стюарта. Применим его для проверки гипотезы об отсутствии тренда в измерениях объемов потери нефти, времени восстановления и наработках между отказами. Зададимся уровнем значимости  $\alpha = 0.05$ . Результаты проверки гипотезы представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты проверки гипотезы об отсутствии тренда.

Случайная величина	Значение статистики Кокса-Стюарта	Достигнутый уровень значимости $p$	Вывод
Объем потерь нефти	1.699	0.089	не отклоняется
Время восстановления	0.499	0.618	не отклоняется
Нарботка между отказами	-5.064	0.000	отклоняется

Таким образом, изменения объема потерь нефти и времени восстановления не носят систематического характера. Однако величины наработок между отказами имеют тренд в средних. Анализ статистики по критерию Кокса-Стюарта показал, что изменение средних объемов потерь нефти не является значимым, хотя с течением времени наблюдается небольшая тенденция к уменьшению потерь. Что касается интервалов наработки между отказами, то, как показали исследования, заметна тенденция к ее увеличению. Кроме этого данная тенденция статистически значима (табл.2).

Процесс идентификации закона распределения потерь нефти заключается в последовательной реализации следующей двухэтапной процедуры [7] для каждого вида параметрической модели из рассматриваемого множества законов. На первом этапе процедуры, на основании выборочных данных строится модель закона определенного вида (из рассматриваемого

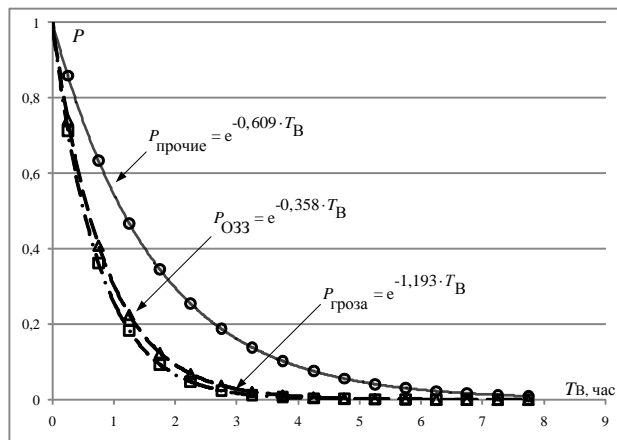


Рис. 1. Вероятность времени восстановления ВЛ 6 кВ

множества моделей), оцениваются параметры этой модели. На втором этапе оценивается степень адекватности полученной модели экспериментальным наблюдениям, как правило, с применением различных критериев согласия. Для проверки сложной гипотезы о согласии использовались следующие критерии отношения правдоподобия,  $\chi^2$  Пирсона и Колмогорова. В результате идентификации, наибольший уровень значимости достигнут при проверке гипотезы о согласии с распределением *SL*-Джонсона, функция плотности которого имеет вид:

$$f(x; \theta) = \frac{\theta_4}{\sqrt{2\pi}(x-\theta_1)} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\theta_4 \cdot \ln\left(\frac{x-\theta_1}{\theta_2}\right) + \theta_3\right)^2\right),$$

при следующих параметрах распределения:  $\theta_1 = -0.21$ ,  $\theta_2 = 43.33$ ,  $\theta_3 = 2.53$ ,  $\theta_4 = 0.90$ .

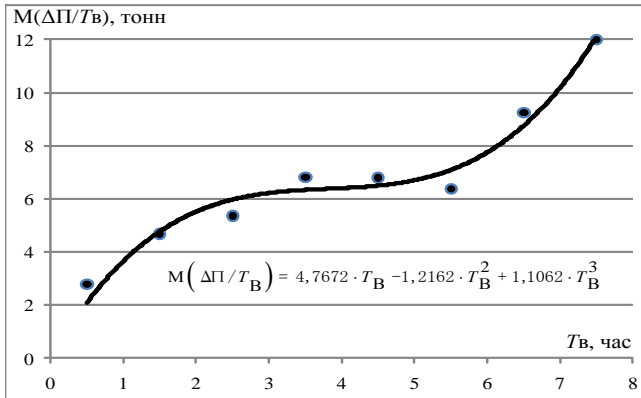


Рис. 2. Функция регрессии  $M(\Delta\P / T_B)$

Полученная зависимость однозначно показывает, что увеличение времени восстановления ВЛ после отказа приводит к увеличению аварийных потерь добычи нефти.

$$M(\Delta\P / T_B = T_{Bi}) = \sum_{j=1}^m \Delta\P_j \cdot \left[ p(\Delta\P_j / T_{Bi}) \right], \quad (i = \overline{1, n}). \quad (1)$$

#### Выводы.

1. Проведение статистических исследований данных типа времени жизни, содержащих информацию об аварийных отключениях оборудования сетей, с привлечением специального математического аппарата и профессиональных программных средств является не только целесообразным, но и обязательным условием разработки и внедрения моделей для мониторинга эксплуатационной надежности оборудования.

2. Применяемые авторами процедуры идентификации позволяют выбрать наилучший в некотором смысле закон распределения, на основе которого можно рассчитать показатели надежности исследуемых объектов. Проверка гипотезы об отсутствии тренда с использованием критерия Кокса-Стюарта позволяет выявить наличие систематических изменений в динамическом ряду исследуемого признака.

3. Предложенные в работе математические модели ориентированы на оценку и прогнозирование показателей безотказности и ремонтпригодности оборудования не только обследуемой сетевой компании, но также и других предприятий распределительных сетей нефтепромыслов. Разработанные модели и алгоритмы могут быть использованы в качестве расчетно-аналитической основы в системе мониторинга надежности электрической сети.

#### Список используемой литературы:

1. <http://www.eprussia.ru/news/base/2011/69189.htm>
2. [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=82764](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=82764)
3. <http://www.oilru.com/news/200196/>
4. Гумиров, Д.Т., Жуков, В.А., Пупин, В.М. Повышение надежности работы электроцентробежных насосов и станков-качалок при авариях в питающих сетях предприятий нефтедобычи // Главный энергетик, 2009, № 9, С. 56-66.
5. Кобзарь, А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – М.: Физматлит, – 2006. – 816 с.

6. Статистический анализ данных, моделирование и исследование вероятностных закономерностей. Компьютерный подход: монография / Б.Ю. Лемешко, С.Б. Лемешко, С.Н. Постовалов, Е.В. Чимитова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, – 2011. – 888 с.
7. Лемешко, Б.Ю. О задаче идентификации закона распределения случайной составляющей погрешности измерений // Метрология. 2004. – № 7. – С. 8-17.

УДК 620.97

### Разработка алгоритма управления электромеханическим накопителем энергии на основе нечёткой логики

*А.А. Борисов, В.М. Зырянов*

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

*E-mail: san\_master1984@mail.ru, zymov@ngs.ru*

Показаны результаты расчёта алгоритма управления электромеханическим накопителем энергии на базе машины двойного питания с помощью регулятора на нечёткой логике.

Работа автономных энергосистем «АЭС» с резкопеременной нагрузкой, как правило, сопровождается низким значением коэффициента использования установленной мощности электростанции, высокими значениями удельного расхода топлива [1] и амортизационных отчислений на ремонт дизеля, а также низкими показателями качества электроэнергии [2].

В статье рассматривается один из экономически выгодных [3] и наиболее эффективных способов решения вышеуказанных проблем с помощью электромеханического накопителя энергии «ЭМН» на базе машины двойного питания «МДП».

В качестве исследуемой АЭС была выбрана энергосистема плавкрана КПЛ 18-82, с мощностью дизель-генераторного агрегата «ДГА»  $P_{ДГА}=300$  кВт, работающая в типичном резкопеременном нагрузочном режиме в условиях реальной эксплуатации. В ходе пассивного натурного эксперимента были получены все основные параметры режима энергосистемы «токи, напряжения, активная и реактивная мощности, частота».

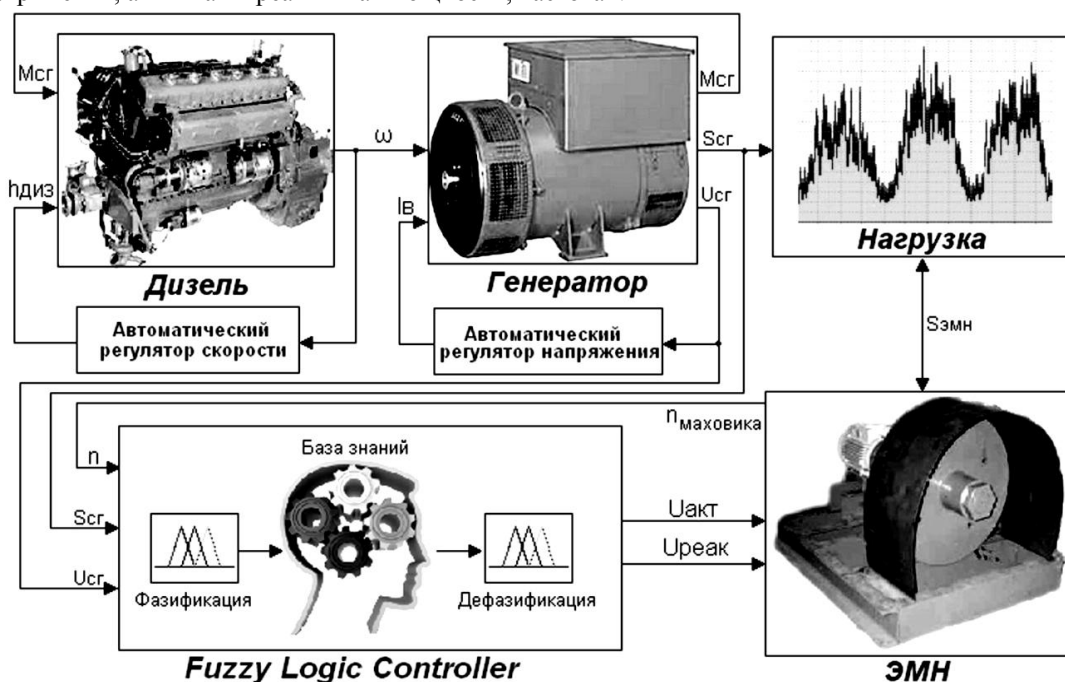


Рис. 1. Функциональная схема математической модели АЭС плавкрана.

Для управления ЭМН в условиях стохастического характера нагрузки целесообразно оценить эффективность алгоритма управления на основе нечёткой логики. Для этого с помощью программы MATLAB была создана математическая модель АЭС плавкрана, функциональная схема которой представлена на рисунке 1. Модель состоит из пяти основных блоков: дизеля с

регулятором скорости, синхронного генератора с регулятором напряжения, крановой нагрузки «нагрузка моделировалась экспериментальной нагрузочной диаграммой», ЭМН и контроллера, реализующего алгоритм управления на основе нечёткой логики.

Моделирование нечёткой логики в среде MATLAB осуществляется с использованием пакета расширения Fuzzy Logic Toolbox. В качестве входных переменных приняты значения полной мощности « $S_{сг}, \text{kVA}$ » и напряжения « $U_{сг}, \text{В}$ » на шинах синхронного генератора, а также значение частоты вращения маховика « $n_{\text{маховика}}, \text{об/мин}$ », по величине которого рассчитывается количество энергии, запасённой в маховике.

Для управления машиной двойного питания, входящей в состав ЭМН, используется два контура регулирования. Первый – по активной мощности МДП, необходимой для стабилизации графика нагрузки. Второй – по реактивной мощности МДП, необходимой для поддержания постоянства напряжения в сети. Для управления МДП выбрана схема с инвертором, включенным в цепь ротора. Управляющие сигналы с обоих каналов регулирования подаются в качестве задающих сигналов на инвертор, который в свою очередь формирует необходимые значения токов  $I_d$  и  $I_q$  машины. Инвертор управляется с помощью релейных регуляторов фазных токов ротора, ключи в инверторе коммутируются с выходов этих регуляторов, таким образом, чтобы поддерживать заданные фазные токи.

Нечёткая база знаний содержит 30 правил, работающих на основе лингвистических высказываний типа «если - то». Графическое представление нечёткой базы знаний для первого контура регулирования « $U_{акт}, \text{В}$ » показано в виде трёхмерной поверхности, рисунок 2, а второго контура регулирования « $U_{реак}, \text{В}$ » в виде

двухмерной зависимости, рисунок 3.

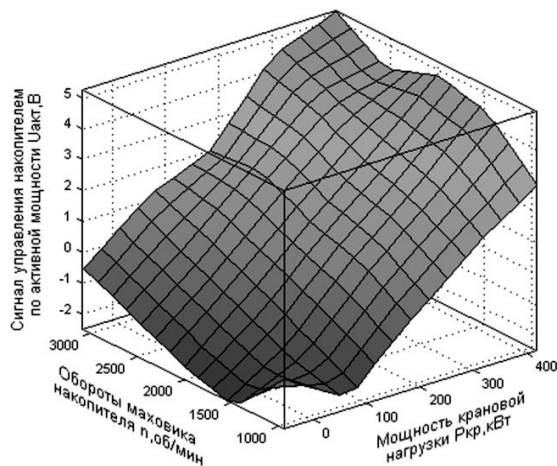


Рис. 2. Характеристика регулятора первого контура.

Результаты расчёта работы регулятора на основе нечёткой логики в режиме стабилизации графика нагрузки и натурные осциллограммы режимных параметров плавкрана представлены в виде графиков на рисунке 4. По ним можно сделать следующие выводы:

- накопитель позволяет уменьшить установленную мощность ДГА на 30%;
- за счёт «сглаживания» графика нагрузки

удельный расход топлива уменьшается на 20%;

- на 50% уменьшаются забросы и провалы частоты вращения дизеля и на 10% – напряжения на шинах электростанции, что повышает качество электроэнергии и приводит к уменьшению амортизационных отчислений на ремонт ДГА и основного электрооборудования плавкрана.

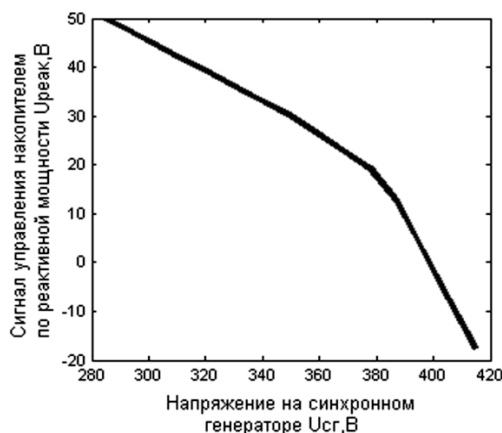


Рис. 3. Характеристика регулятора второго контура.

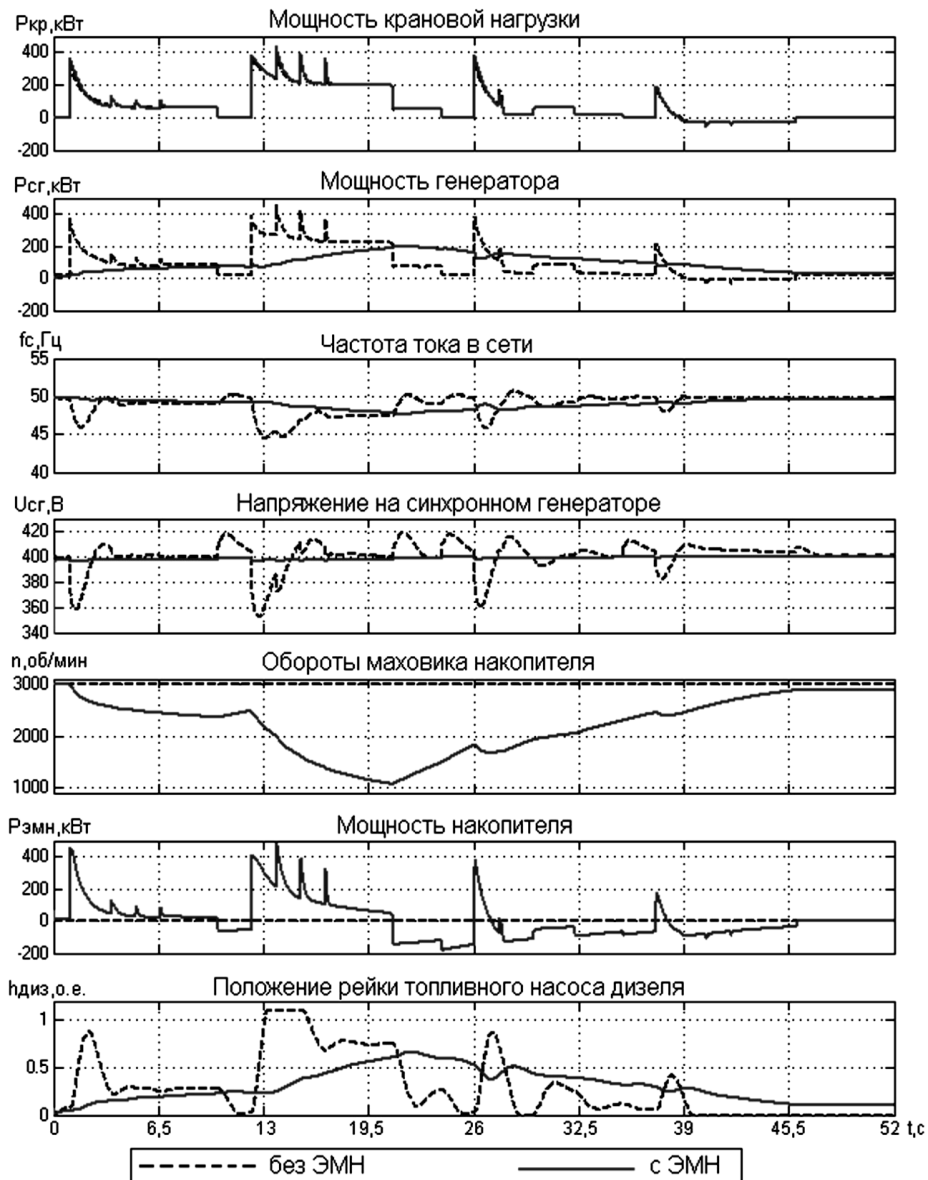


Рис. 4. Графики переходных процессов в АЭС плавкрана без использования накопителя энергии и с применением ЭМН на базе МДП, управляемого с помощью регулятора на нечёткой логике.

**Список использованной литературы:**

1. Алемасов В.А., Борисов А.А., Зырянов В.М. Оценка перспектив снижения расхода топлива в судовой энергосистеме с накопителем энергии // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока». Новосибирск, – Изд. НГАВТ, – 2011. – Вып. 2. – С. 215 – 218.
2. Алемасов В.А., Борисов А.А., Зырянов В.М., Сарин Л.И., Смирнов А.А., Подгаевский Р.А., Фролов Р.А. Анализ качества электрической энергии на судах технического флота // Проблемы и достижения в промышленной энергетике: Сборник докладов IX Международной научно-практической конференции в рамках выставки «Энергетика и электротехника – 2010», 24 – 26 ноября 2010 г., – Екатеринбург: ЗАО «Уральские выставки», – 2010. – С. 186 – 190.
3. Борисов А.А., Фюттик И.Г., Зырянов В.М. Оценка экономической эффективности применения емкостного и электрохимического накопителя в энергосистеме плавкрана // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока». Новосибирск, – Изд. НГАВТ, – 2012. – Вып.1. – С. 92 – 96.

**Технология перехода разработанного оборудования автоматики на новую элементную базу****Е.И. Гладышева, А.А. Шилин\***

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

\*ООО НПО «ВЭСТ», г. Томск, Россия

**E-mail: yegl@yandex.ru**

Рассматриваются вопросы организации технологии быстрого (1-3 месяца) перехода разработанного оборудования автоматики на новую элементную базу. Предлагается обобщенная концепция технологии перехода, основанная на имеющейся технической и программно поддерживаемой разработчиком электронных комплектующих (КИТ). Показывается ее доступность организации работ на основе подхода для ускорения производства.

Как известно, при разработке электронного оборудования разработчику в первую очередь необходимо решить две проблемы, это выбор элементной базы (процессор, блок питания, интерфейс, входные и выходные цепи и т.д.) и подбора к этой элементной базе готовых типовых решений, для ускорения процесса разработки. Сложность представляют работы по формированию принципиальных схем и разработки программного обеспечения (ПО) для микроконтроллеров.

За значительное время теоретического и практического использования подходов к проектированию (разработке) электронных устройств получены весьма успешные результаты, большая часть опубликована в монографиях, интернет ресурсах.

Именно поэтому мы считаем целесообразным прежде всего обратить внимание на некоторые примеры уже давно существующие.

Например, фирма Atmel и семейство восьмибитных микроконтроллеров этой фирмы AVR (RISK-микроконтроллеры), которые широко рассмотрены в интернете, что дает возможность легко приспособиться и быстро выполнить разработку необходимых частей электронного устройства.

Еще в 2004 году была издана книга «Применение микроконтроллеров AVR: схемы, алгоритмы, программы» автором которой является Баранов В.Н.[1], где разобрано большое количество примеров программирования микроконтроллера этого типа. Так же можно воспользоваться электронными ресурсами, представленными в списке литературы [2-8].

Совершенно ясно, что возникает следующая актуальная проблема: Существуют старые давно зарекомендовавшие себя микроконтроллеры к которым предлагается множество решений и существуют новые более дешевые или более функциональные микроконтроллеры, готовых решений к которым практически нет. Однако есть, так называемый среде разработчиков StartUp, набор имеющейся технической и программной поддержки разработчика электронных комплектующих, включающей в себя недорогое устройство и программное обеспечение получившие популярное название КИТ .

Создание новой технологии перехода предполагалось начать с анализа КИТ к современным контроллерам. Анализ и выбор производился из требования к комплекту разработчика:

- Собранная печатная плата совместимая со стандартной макетной платой [9], доступной для выполнения монтажных работ в лабораторных условиях с минимальными требованиями;
- ПО для компиляции исходного кода;
- ПО и технические средства для отладки исходного кода;
- основные действующие примеры и проекты для данного КИТ;
- качественная библиотека функций, макросов, определений максимально приближена к подходам, используемых на зарекомендовавших себя, но устаревших контроллерах;
- стоимость собранной печатной платы должна быть не большой, ПО желательно бесплатное или условно бесплатное.

Имея набор КИТ, можно поэтапно выполнять монтаж фрагментов схемы и проверять их на работоспособность, при наличии ошибок оперативно исправлять их. Таким образом Возможно отработать все необходимые узлы:

- схемы применения аналого-цифрового преобразователя (ADC);
- схемы подключения периферийных схем через интерфейсы SPI, I2C и др;
- схемы включения последовательного порта к компьютеру или другому оборудованию по стандарту RS232, RS485 и др.;
- схемы сопряжения с исполнительными устройствами: блоки симисторов, электромагнитных реле, широтно-импульсными модуляторами и др.
- схемы подключения к таким устройствам как клавиатура, LCD-дисплей и др.

В результате получаем ряд быстрых и недорогих экспериментов и решений, однозначно определяющие схемные решения и топологию платы нового устройства.

После ряда успешных экспериментов на оборудовании КИТ, программист дает информацию схемотехнику для построения принципиальной схемы. Важно, что использование КИТ позволяет тестировать и отработать все блоки до формирования окончательной принципиальной схемы, и при успешном завершении тестирования достаточно оплатить дорогостоящие работы (около 10 тыс. руб) по подготовке серийного производства печатных плат и трафарета для smd-монтажа.

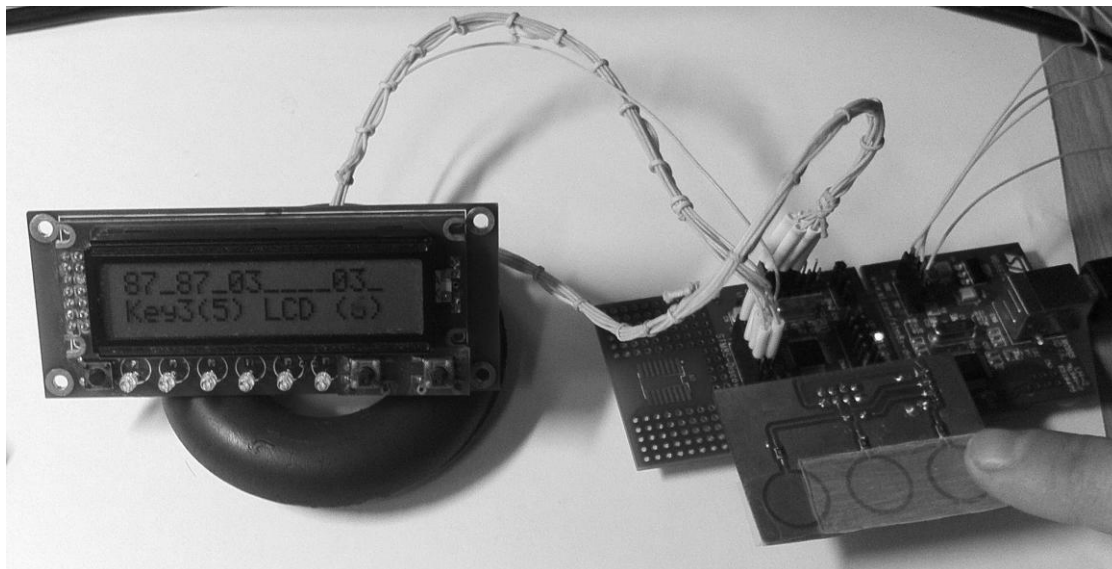


Рис.1. Проверка работы регулятора.

Представленный подход был реализован на конкретной задаче перевода контроллера ATmega32 в ПЛИК ВЭСТ-01m на более новый микроконтроллер STM32. КИТ для микроконтроллера удовлетворяет условиям (1):

- STM32 Discovery с выведенным отладочным интерфейсом SWD
- Доступны компиляторы: Costmic, GCC (бесплатный)
- ПО для отладки: Atollic, TrueSTUDIO, ST Visual Develop (STVD).
- Основные примеры доступны [9].
- Библиотека STM32 firmware library, Макросы для тех кто привык работать с AVR сошлись на [10].
- Стоит плата около 400-500 рублей.

Необходимую информацию по эксплуатации этого микроконтроллера можно найти перейдя по следующим ссылкам [11-14].

В итоге быстрый переход на контроллер stm32 возможен за минимальные сроки и с наименьшими материальными затратами: стоимость одной итерации серийного производства печатной платы. Из опыта разработки без использования КИТ, количество итерации может быть от 3 до 8, полагаем что экономия средств составляет от 20 до 70 тыс руб.

Выводы: эффективный переход возможен если для рассматриваемого контроллера выполнены условия-требования (1) к набору КИТ, примеры проектов рабочие, библиотека функций для разработчика без ошибок.

#### Список используемой литературы:

1. Баранов В.Н. «Применение микроконтроллеров AVR: схемы, алгоритмы, программы». – М.: Додэка, – 2004.– С. 5– 287
2. <http://www.attiny.com/programmer.htm>
3. <http://www.attiny.com/assembly.htm>
4. <http://www.dertien.dds.nl/content/avrprojects.html>
5. <http://www.avr-tutorials.com>
6. <http://www.engineersgarage.com/articles/avr-microcontroller?page=3>
7. <http://www.circuitvalley.com/2011/04/avr-serial-port-programmer.html>
8. <http://www.dmoz.org/Computers/Hardware/Components/Processors/AVR/>

9. <http://www.st.com/>
10. <http://ziblog.ru>
11. <http://habrahabr.ru/post/128734/>
12. <http://www.robocraft.ru/tag/STM32/>
13. <http://ziblog.ru/category/stm32/stm32f1xx/>
14. <http://mcucpu.ru/index.php/stm32/82-stm32gpio>
15. <http://mcucpu.ru/index.php/stm32/83-stm32gpioprimers>

УДК 621.398

**Система обслуживания по фактическому состоянию на основе комплексного метода  
диагностики электромеханического оборудования**

**Ю.Л. Жуковский**

*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия*

**E-mail: [spmi\\_energo@mail.ru](mailto:spmi_energo@mail.ru)**

Рассмотрена возможность применения комплексного метода диагностики и оценки остаточного ресурса как основа перехода на стратегию обслуживания электромеханического оборудования по фактическому состоянию. Представлена система обслуживания по состоянию, позволяющая сократить затраты на эксплуатацию оборудования.

Одним из важных аспектов безаварийной и безопасной работы промышленных объектов является надежная работа электромеханического оборудования. Выход из строя двигателя наносит большой ущерб. Этот ущерб связан не столько со стоимостью ремонта или замены двигателя, сколько с простоем технологического оборудования вследствие его аварии. Наряду с этим происходит снижение электро- и пожаробезопасности, связанное с возможными короткими замыканиями, которые могут присутствовать в обмотке статора или ротора поврежденного двигателя [1].

Значительный износ парка электрических машин переменного тока на предприятиях России приводит к необоснованно высоким затратам на организацию технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а также более высокому, по сравнению с исправной машиной, энергопотреблению в среднем на 3-5%. В условиях роста тарифов на электроэнергию, при значительном объеме оборудования, это ощутимо сказывается на энергоёмкости конечной продукции.

Повысить экономическую эффективность промышленных предприятия невозможно без совершенствования принципов и методов технического обслуживания и ремонта электромеханического оборудования (ЭМО). Развитие кризисных явлений приводит к увеличению расходов на ТОиР по сравнению с затратами на приобретение новой техники. Степень износа машин и оборудования по всем видам деятельности достигла 51,1%, в том числе на предприятиях по производству транспортных средств — 67, по добыче полезных ископаемых — 54,9, по производству машин и оборудования — 51,2%. Из всего парка техники полностью изношенными признаны 21,1% единиц оборудования [5]. Такая техника постоянно находится в «предотказном» состоянии, что приводит к увеличению доли затрат на ее содержание в себестоимости продукции производства. Если подобная тенденция сохранится, то через несколько лет затраты на ремонт сравняются со стоимостью нового оборудования.

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты» и Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» определяют вектор модернизации парка ЭМО на оборудование с более высоким КПД и отказ от перемотки двигателей переменного тока. В то же время предприятия при ликвидации техники ориентируются на ее физическую изношенность и не спешат вкладывать деньги в модернизацию и замену оборудования на более новое и энергоэффективное.

В настоящее время плановые ремонты ЭМО осуществляются с регламентированной периодичностью и в объеме, установленном в нормативной и эксплуатационной документации, независимо от текущего технического состояния оборудования в момент начала ремонта. Практика эксплуатации и опыт проведения ремонтов показывает, что плановые ремонты



выполняются чаще, чем это требуется по техническому состоянию оборудования, при этом не исключается возможность пропуска дефектов [4].

В сложившейся ситуации наиболее экономичным и перспективным является переход от технического обслуживания по регламенту или по выходу из строя оборудования к обслуживанию по фактическому состоянию, однако для этого необходим метод, который бы позволил выявлять дефекты и с заданной вероятностью давать прогноз о продолжительности работоспособного состояния без вывода оборудования в ремонт. Во многих отраслях промышленности электрические машины работают в тяжелых условиях и располагаются в труднодоступных местах, поэтому к ним нельзя применить только традиционные методы функциональной диагностики, которые базируются на анализе вибраций отдельных элементов, акустических колебаний, термографическом анализе. Использование этих методов требует непосредственного доступа к оборудованию, а также в ряде случаев вывод его из работы, что приводит к остановке технологического процесса [2].

Переход от технического обслуживания по регламенту или по выходу из строя оборудования к обслуживанию по фактическому состоянию, требует использования комплексного метода диагностики, который бы позволил выявлять дефекты и с заданной вероятностью давать прогноз о продолжительности работоспособного состояния без вывода оборудования в ремонт [2,3].

Разработка комплексной системы диагностики базировалась на нескольких взаимодополняющих методах, которые дают возможность определить наибольшее количество самых опасных для данного оборудования дефектов. Оценка технического состояния производится на основе многофакторного анализа: зависимостей напряжения и тока от времени, потребляемых электродвигателем; мгновенных мощностей каждой фазы; спектрального анализа полученных сигналов напряжения, тока и мощности; коэффициентов несимметрии (тока, напряжений, мощности); коэффициентов гармоник (тока и мощности); отдаваемой мощности электропривода; задания выходной координаты; величины потерь электрической энергии. Наличие нескольких диагностических параметров разной физической природы, позволяющих определить определенный вид повреждения, дает возможность провести более точный анализ возникшего дефекта и максимально исключить ошибку ложного определения, а также отбросить возникающие помехи [2,3].

По результатам анализа комплекса диагностических параметров определяется техническое состояние электромеханического оборудования (ЭМО) и оценивается остаточный ресурс. Обработка диагностических параметров осуществляется в несколько уровней. Нулевой уровень – предварительная подготовка массивов данных и их фильтрация. На первом уровне происходит дифференцированная обработка, определяются вид и уровень дефекта по каждому параметру. На втором уровне обрабатываются взаимные связи исследуемых параметров и дефектов, определяются возможные ложные дефекты и отбрасывается их вклад в уровень развития данного повреждения. На третьем уровне проводится интегральная оценка по всем параметрам, с учетом весовых коэффициентов различных дефектов определяется общее состояние двигателя и дается прогноз о сроке возможной безопасной эксплуатации.

Обработка диагностических параметров на первом уровне может проводиться разными методами. Например, вместо зарекомендовавшего себя спектрального анализа потребляемого тока может быть использована обработка с помощью вейвлетов.

Вейвлет-анализ позволяет получить значительно больше информации о исходном сигнале, чем традиционные методы спектрального анализа [2]. Особенно вейвлет-анализ полезен при нестационарных сигналах, что характерно для диагностических параметров электрооборудования снимаемых в динамических режимах, например при меняющейся его нагрузке или при изменении управляющих воздействий на него. Также в настоящее время вейвлет-анализ находит широкое применение в цифровой обработке сигналов, позволяя выделить полезную информацию при высоком уровне шума, что также полезно с точки зрения решения задач технической диагностики объектов, испытывающих действие множества внешних факторов, влияющих как на объект, так и на средства измерения.

Ядром комплексного метода диагностики является диагностическая база данных, которая корректируется с учетом проведения ремонтов, обнаруженных и зафиксированных дефектов (рисунок 1). Создание базы данных необходимо для информационного обеспечения работ по продлению срока безопасной эксплуатации электромеханического оборудования. Важным элементом системы обслуживания по фактическому состоянию является реализация постоянного или периодического контроля технического состояния оборудования, а так же определение

остаточного ресурса оборудования. В таком случае принятие решений о ремонте и планирование ремонта производится на основе информации о техническом состоянии контролируемых объектов, формируемой при помощи системы диагностирования включающей интеллектуальную систему обработки диагностических параметров.

Стратегия обслуживания по фактическому состоянию основана на том, что при помощи систем диагностирования производится контроль параметров оборудования с определенной периодичностью [2]. Ограниченный ряд параметров контролируется в автоматическом режиме, а остальные параметры – в ручном, чем достигается целостность информации и повышается скорость обработки данных.

Если интеллектуальная система обнаружит признаки дефектов, но параметры находятся в рамках норм и определенный остаточный ресурс соответствует требуемому, принимается решение о сроке следующей периодической диагностики по основным параметрам. В противном случае принимается решение о выводе оборудования в ремонт и его дальнейшей работе или замене.

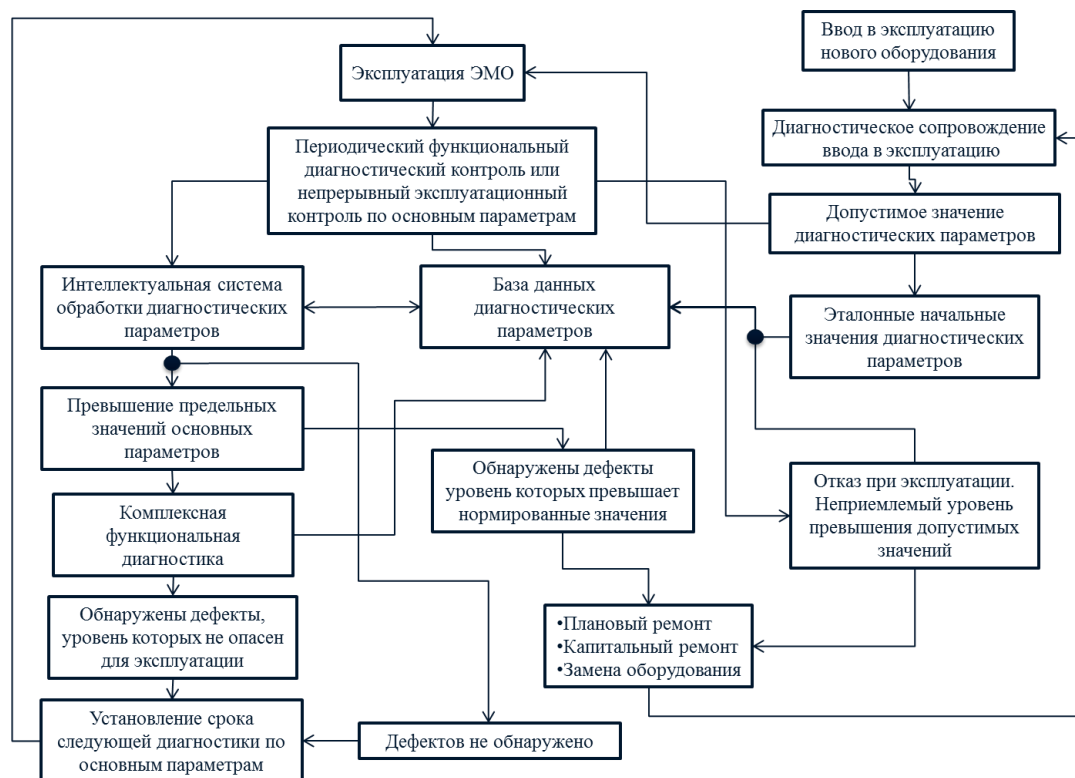


Рис. 1. Система обслуживания по фактическому состоянию электромеханического оборудования.

Точность комплексного метода диагностики повышается с ростом набора статистических данных по однотипному оборудованию. Более точный прогноз, может быть, достигнут путем сравнения диагностируемых параметров с эталонными и предельными сигналами, полученными на заведомо исправном и неисправном агрегате, например при вводе в эксплуатацию или при ремонтных работах в случае поломки.

#### Список используемой литературы:

1. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: «Машиностроение», 1978, – 240 с.
2. Козярук А.Е., Жуковский Ю.А., Коржев А.А. Кривенко А.В. Диагностика и оценка остаточного ресурса электромеханического оборудования, работающего в тяжелых условиях, по электрическим параметрам. – СПб: Записки Горного института, т. 192, – 2011.
3. Козярук А.Е., Жуковский Ю.А., Коржев А.А. Кривенко А.В., Способ диагностики и оценки остаточного ресурса электроприводов переменного тока: патент РФ на изобретение № 2425390, – 2011.
4. Таджикибаев А.И. Автоматизированные системы распознавания состояний электроустановок. СПб: Энергоатомиздат, СПб отделение 5, – 2001, – 176 с.
5. Шухгальтер М. Л. Проблемы экономики ремонта оборудования на российских промышленных предприятиях. – М.: «Экономика и жизнь», – № 26, – 2009.

## Сильноточное контактное соединение

А.А.Казанцев, И.А. Косорлуков

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

E-mail: [kazantzev@63.ru](mailto:kazantzev@63.ru)

Данная статья посвящена проблеме энергосбережения в сильноточных контактных соединениях. Решение которой достигается путем уменьшения в них переходного сопротивления, на примере соединения шин электролизеров, контактирующие поверхности которых соединяются внахлест. Сделан вывод о том, что данное контактное соединение может применяться в электролизной и металлургической промышленности.

В контактных соединениях, при ошиновке электролизеров, происходят значительные потери электроэнергии. В промышленности широко применяется контактное соединение ошиновки электролизеров, в котором токопроводы устанавливаются внахлест и стягиваются крепежными болтами. При этом контактирующие поверхности соприкасаются максимум в трех контактных точках, и площадь соприкосновения зависит от давления при затягивании болтов. В процессе эксплуатации на контактирующих поверхностях образуется окисная пленка, которая в значительной мере увеличивает контактное сопротивление в результате которого увеличиваются потери электроэнергии.[1]

Известными решениями этой проблемы может являться, в частности, устройство по А.С. №1681587 [2], в котором при болтовом соединении шин на один из торцов ошиновки накладывается сварной шов, однако, недостатком этого соединения будет являться сварка тяжелой ошиновки из цветных металлов, медь-медь, алюминий-алюминий, алюминий-медь, сталь-медь. Кроме того, это соединение не может быть использовано при ошиновке электролизеров, в которых в качестве анода используется графит и отсутствует возможность очистки контактирующих поверхностей от окисных пленок без демонтажа соединения.

Разработанное авторами контактное соединение позволит снизить потери электрической энергии за счет уменьшения переходного сопротивления в контактных соединениях, которое достигается использованием дополнительного токопровода без демонтажа контактного соединения и без нарушения технологического процесса, то есть при протекании тока нагрузки, а также увеличением площади соприкосновения контактирующих пар при болтовом соединении без применения сварки.

Технический результат достигается тем, что пакет шин устанавливают внахлест с чередованием полярности и затем скрепляют между собой при помощи болтов. Для снижения потерь электрической энергии крепежные отверстия используют для установки устройств обеспечивающих дополнительные токопроводы.

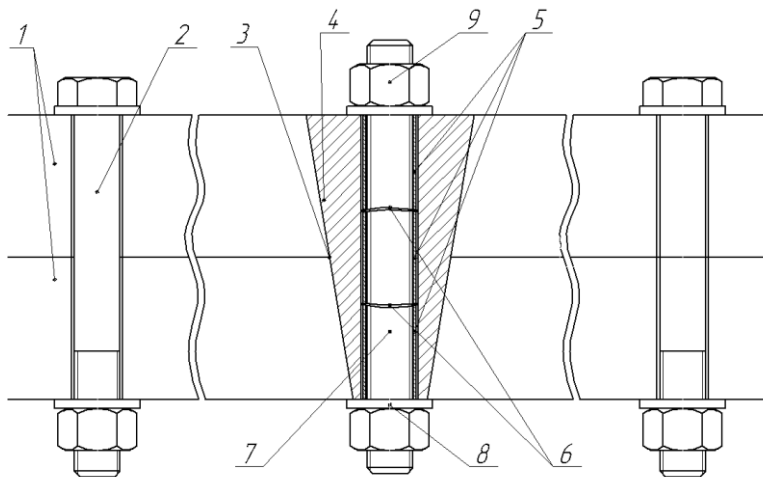


Рис. 1. «Общий вид контактного соединения».

Шины 1 разных полярностей установлены внахлест с чередованием полярности и скреплены между собой с помощью болтов 2. Причем диаметр отверстий в шинах  $D_1$  и диаметр крепежных болтов  $D_2$  находятся в соотношении  $D_2 \approx 0,8D_1$ . Шины и болты выполнены из одного и того же проводящего материала. Крепежные болты снабжены металлическими 3, 4 и

герметизирующими шайбами 5. Объем между боковыми поверхностями крепежного отверстия и болтом заполнено проводящим материалом, таким же что и шины в виде порошка. При стягивании шин шайбы уплотняют проводящий порошок, который обеспечивает дополнительный токопровод в контактном соединении.

Дополнительно, для уменьшения переходного сопротивления в контактных соединениях можно наносить на контактирующие поверхности шин пластичный материал, использующий в качестве наполнителя электропроводный материал на базе эвтектического сплава галлий-индий-олово, содержащий галлия не менее 70% и перемешанный с порошком железным распыленным [3].

При использовании предполагаемого изобретения в катодной ошиновке ртутных электролизеров с контактными парами сталь-медь снижение потерь электрической энергии:

$$\Delta A = (P_o - P_n)t, [\text{Дж}]$$

где  $P_o t$  - потери электрической энергии до использования дополнительного токопровода в контактном соединении,  $P_n t$  - потери электрической энергии после использования дополнительного токопровода в контактном соединении,  $t$  - расчетное время.

Проведены стендовые испытания модуля контактного соединения электролизера с током нагрузки  $I_H = 5000 \text{ А}$ .

Падение напряжения на контактном соединении до использования дополнительного токопровода составило  $42 \cdot 10^{-3} \text{ В}$ , что соответствует переходному сопротивлению  $R_o = 8,4 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$ .

После разрушения окисной пленки в контактном соединении падение напряжения составило  $34 \cdot 10^{-3} \text{ В}$ , что соответствует переходному сопротивлению  $R_o = 6,8 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$ .

Экономия электрической энергии в сутки при работе ртутного электролизера током нагрузки  $400 \cdot 10^3 \text{ А}$  и токоподводом из  $n = 80$  модулей при использовании предлагаемого контактного соединения составляет  $\Delta Q = I_H^2 (R_o - R_n) \cdot n \cdot t = 206,4 \text{ кВт} \cdot \text{час}$ .

Стендовые испытания показали, что при использовании предлагаемого изобретения в магистральном шинопроводе из алюминия в электролизном цехе получения хлора снижение потерь электрической энергии в одном контактном соединении составляет 15-20%

#### Список литературы:

1. Казанцев А.А., Косорлуков И.А. Уменьшение переходного сопротивления в силовых контактных соединениях // «Электрика». – 2012, – № 8. – С. 28 – 29.
2. Контактное соединение: пат. 2334321 Рос. Федерация. № 2007114550/09; заявл. 17.04.2007; опубл. 20.09.2008, Бюл. № 26. – 4 с.
3. Воронин А.А., Кулаков П.А., Новиков О.Я., Приходченко В.И. Пластичный электропроводный материал // «Электрические контакты». – 1996. – С.45 – 46.

#### Анализ режимов работы преобразователя частоты ТПЧ-800 в составе трубогибного стана УЗТМ-465 как нелинейного потребителя

Д.Н. Коржов

Белгородский Государственный Технологический Университет им. В.Г. Шухова,  
г. Белгород, Россия

E-mail: [korzhov.dima@list.ru](mailto:korzhov.dima@list.ru)

В статье отражены основные особенности и отличительные черты различных режимов работы преобразователя частоты, наличие которых обусловлено необходимостью регулирования мощности нагрева в широком диапазоне в соответствии с технологической режимной картой. Это в свою очередь требует глубокого регулирования выходных параметров преобразователя на стороне постоянного и переменного токов. Приведены результаты расчета параметров преобразователя частоты для различных режимов работы. На основе расчетов делается вывод о том, что для повышения качества электроснабжения данного нелинейного потребителя необходимо использовать устройства на базе активного фильтра гармоник.

Трубогибный стан УЗТМ-465 предназначен для гибки стальных труб в горизонтальной плоскости с местным нагревом токами высокой частоты и одновременной осевой осадкой на участкегиба. Это устройство относится к типу станков горячей гибки, так как в его состав входит нагревательный элемент на базе тиристорного преобразователя частоты ТПЧ-800 [1]. Ниже представлена упрощенная схема стана.

На рис. 2 представлена электрическая схема силовой части преобразователя частоты ТПЧ-800. ТПЧ построен по схеме двухзвенного преобразователя частоты с явным звеном постоянного

тока. Основными составными частями силовой электрической схемы ТПЧ являются: автоматический выключатель QF1; выпрямитель VS1 – VS6; сглаживающий реактор LD1, LD2; инвертор VS7 – VS10; нагрузка  $R_1, L_1, C_1$ .

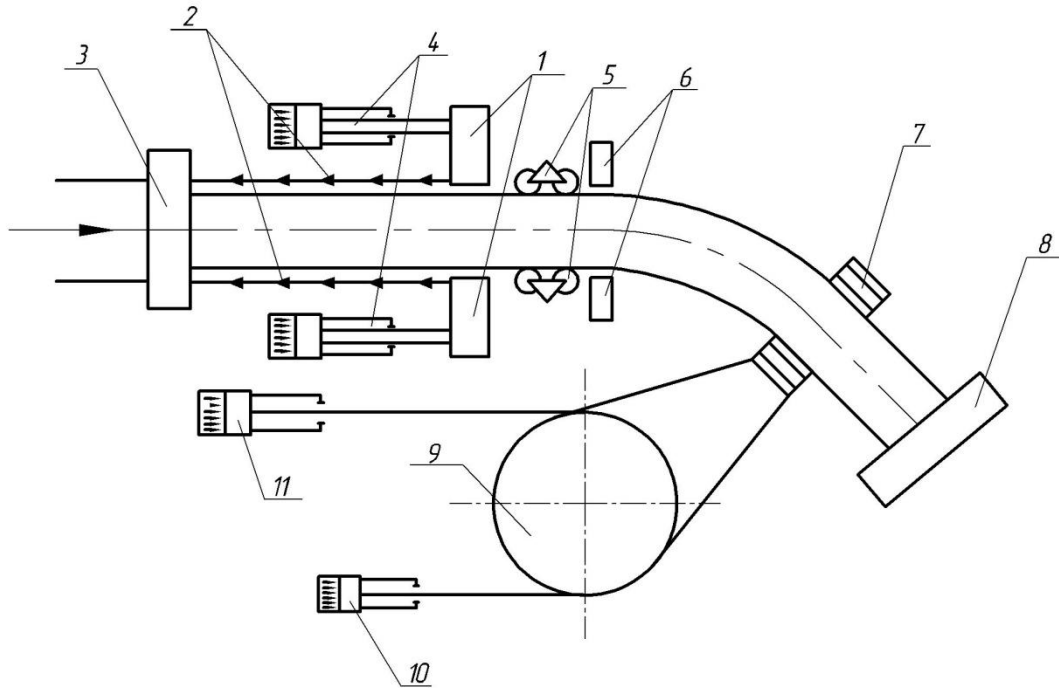


Рис. 1. Упрощенная схема работы УЗТМ-465.

1 - траверса механизма продольной подачи; 2 – гребенчатые тяги; 3 – задний упор; 4 – гидроцилиндры продольной подачи (рабочие цилиндры); 5 – направляющие ролики; 6 – индуктор нагрева ТПЧ; 7 – гибочная головка; 8 – передний торцевой упор; 9 – водило; 10 – цилиндр холостого хода; 11 – тормозной цилиндр.

В соответствии с технологической режимной картой на трубогибном стане УЗТМ-465 возможен гиб стальных труб со следующими размерами и параметрами нагрева: диаметр 219-465 мм; толщина 12-28 мм; радиусгиба 400-1000 мм; скорость подачи 15-115 мм/мин; температура нагрева 900-1050°C; мощность нагрева 80-400 кВт. Регулирование режима работы ТПЧ осуществляется путем прямого или косвенного (мощность, температура нагрева и т.д.) регулирования напряжения на нагрузке.

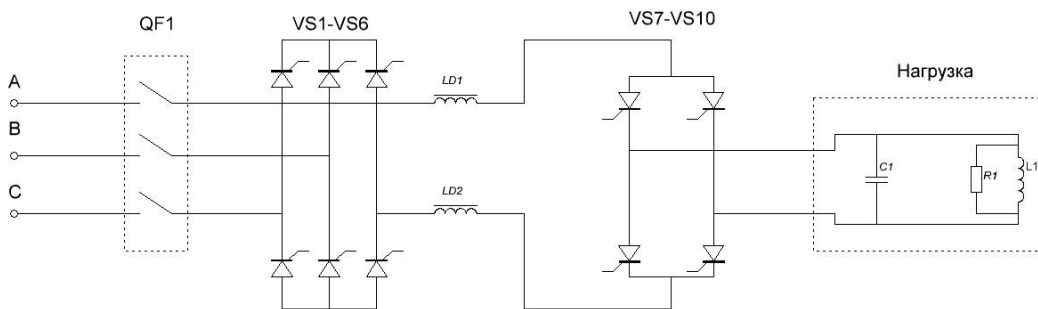


Рис. 2. Функциональная схема преобразователя частоты.

Для обеспечения работоспособности ТПЧ при изменении нагрузки в широких пределах, в режимах от близкого к холостому ходу до некоторого предельного, в ТПЧ применяется трехзонное регулирование выходного напряжения.

1. Режим I. Выпрямитель полностью открыт ( $\alpha=0^\circ$ ), инвертор работает в режиме стабилизации тока нагрузки. При этом схемное время выключения тиристорov превышает минимально требуемое значение.

2. Режим II. Инвертор работает в режиме стабилизации схемного времени выключения тиристорov, регулирование выходного напряжения осуществляется за счет изменения угла управления выпрямителя.

3. Режим III. Регулирование напряжения осуществляется за счет изменения угла управления как выпрямителя, так и инвертора. По мере уменьшения сигнала задания увеличиваются углы задержки выпрямителя и опережения инвертора. При этом стабилизируется (ограничивается) минимальное значение тока.

Для первого режима работы ток нагрузки, емкость конденсаторной батареи и угол управления будут постоянными и равными  $I_n = 400$  А,  $C = 150$  мкФ,  $\alpha = 0$ е. Значение тока нагрузки выбрано из соображений его нахождения в середине диапазона регулирования. Мощность нагрева является переменной, но изначально заданной величиной. Для второго режима работы исходными данными будут являться следующие величины: мощность нагрева  $P_{нагр}$ , емкость конденсаторной батареи, ток нагрузки  $I_n$  и угол опережения инвертора  $\beta$ . Для третьего режима работы исходными данными будут являться следующие величины: мощность нагрева  $P_{нагр}$ , ток и напряжение нагрузки  $I_n$  и  $U_n$ . Также примем допущение о том, что мощность нагрева тождественна активной мощности нагрузки, а мощность конденсаторной батареи – реактивной мощности. Исходные величины и результаты вычислений параметров для трех режимов работы преобразователя частоты сведены в табл. 1.

Как следует из табл. 1, при реализации трех режимов работы ТПЧ напряжение и ток на нагрузке изменяются в широком диапазоне за счет регулирования среднего выпрямленного напряжения и амплитуды тока инвертора. При таком регулировании ТПЧ является значительным потребителем реактивной мощности и нелинейным потребителем. Определение показателей качества электроэнергии, характеризующих электромагнитную совместимость таких потребителей (ЭМС), аналитическим путем представляется весьма сложной задачей. В реальных условиях нагрузка преобразователя частоты представляет собой параллельный  $L-C-R$  контур, что вносит значительные, причем труднопрогнозируемые изменения в форму напряжения на нагрузке. Поскольку процессы обмена энергией между конденсатором и индуктивностью описываются экспоненциальными зависимостями, то форма кривых токов и напряжений носит экспоненциальный характер. Следовательно, возникает проблема генерирования высших гармоник в сеть, связанная с несинусоидальностью напряжения нагрузки.

Таблица 1. Результаты расчета параметров ТПЧ-800.

Режим	Исходные данные			Расчетные величины			
	$C$ , мкФ	$P_{нагр}$ , кВт	$I_n$ , А	$U_d$ , В	$U_n$ , В	$\beta$	$\alpha^*$
I	150	80	400	516	647	$29^\circ$	$0^\circ$
	150	120	400	516	725	$38^\circ$	$0^\circ$
	150	180	400	516	924	$51^\circ$	$0^\circ$
II	$C$ , мкФ	$P_{нагр}$ , кВт	$I_n$ , А	$U_d$ , В	$U_n$ , В	$\beta^*$	$\alpha$
	500	80	500	300	337	$5,6^\circ$	$54^\circ$
	500	180	700	453	508	$5,6^\circ$	$28^\circ$
	500	250	900	509	594	$5,6^\circ$	$9^\circ$
III	$P_{нагр}$ , кВт	$I_n$ , А	$U_d$ , В	$U_n$ , В*	$\beta$	$\alpha$	
	80	400	178	300	$50^\circ$	$70^\circ$	
	250	600	371	550	$43^\circ$	$43^\circ$	
	450	800	503	650	$33^\circ$	$11^\circ$	

Примечания:

- $U_d$  – среднее выпрямленное напряжение на выходе управляемого выпрямителя.
- \* - отмеченная величина относится к исходным данным в этом режиме работы.

Простейшим методом фильтрации гармоник является применение пассивных фильтров. В них используются реактивные элементы, а именно конденсаторы и индуктивности. Широкое распространение получили параллельные настраиваемые и низкочастотные пассивные LC-

фильтры. Они имеют некоторые достоинства, в частности простота реализации и низкая стоимость. Среди основных недостатков следует отметить провоцирование резонансных явлений в питающей сети, сложность настройки на частоту фильтрации, ограниченное число подавляемых гармоник. Современные активные системы коррекции формы кривых тока и напряжения, выполненные на базе параллельных активных фильтров (ПАФ), лишены указанных недостатков и способны эффективно компенсировать реактивную мощность и высшие гармоники тока и напряжения сети (от второй до сороковой) в режиме реального времени с высоким быстродействием [2]. Наибольшее практическое применение получили схемы активных фильтров гармоник с ёмкостным накопителем благодаря их более высокому быстродействию и лучшим технико-экономическим показателям. Преимущество схем с индуктивным накопителем проявляется при использовании сверхпроводящих индуктивных накопителей в тех случаях, когда это необходимо для компенсации реактивной мощности или обеспечения резерва электроэнергии при исчезновении напряжения сети.

Выводы:

1. Наличие трех режимов работы преобразователя частоты обусловлено необходимостью регулирования мощности нагрева в широком диапазоне в соответствии с технологической режимной картой. Это в свою очередь требует глубокого регулирования выходных параметров преобразователя на стороне постоянного и переменного токов.

2. ТПЧ, обеспечивая необходимые режимы гнба труб, является нелинейным потребителем и тем самым потребителем реактивной мощности, генерируя при этом в сеть высшие гармоники различных амплитуд в зависимости от потребляемой мощности нагрузки.

#### Список использованной литературы:

1. Тиристорные преобразователи высокой частоты / Е.И. Беркович, Г.В. Ивенский, Ю.С. Иоффе. – Л.: Энергия, – 1973. – 200 с.
2. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболев Е.Н., Полещук В.В. Промышленные испытания активного фильтра в промышленных сетях ОАО «Оренбургнефть ТНК-ВР» // Промышленная энергетика. – 2008. – т № 8. – С. 2 – 6.

#### Оценка гармонических составляющих тока и напряжения кранового частотного электропривода с помощью виртуальной модели

*Д.С. Лимаров*

*Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, г. Белгород, Россия*

*E-mail: [sprutcomtel@mail.ru](mailto:sprutcomtel@mail.ru)*

В статье проведен анализ гармонического состава напряжений и токов в различных точках подключения кранового электропривода к участковой трансформаторной подстанции на основании виртуальной модели реальной системы. Рассмотрены методы и средства достижения требуемого уровня электромагнитной совместимости. Сделаны выводы, о том, что использование пассивных сетевых фильтров для минимизации высших гармонических составляющих напряжений и токов в сетях электроснабжения кранового электропривода не позволяют в достаточной степени добиться необходимого качества электроэнергии. Сравнительный анализ гармонического состава напряжений и токов в различных точках подключения кранового электропривода к участковой трансформаторной подстанции показывает, что коэффициент несинусоидальности превышает нормируемые значения даже для установившихся режимов.

На рис. 1 представлена виртуальная модель реальной системы электропривода мостового однобалочного электрического крана, грузоподъемностью 8 тонн, построенного на базе полупроводниковый преобразователь частоты – асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором (ППЧ-АД).

Для основных механизмов крана (подъем, передвижение тележки самого крана) используется частотный регулируемый электропривод, работающий в повторно-кратковременном режиме, основные технические характеристики представлены в табл. 1. Основной особенностью работы кранового электропривода является наличие потребителей с различными графиками нагрузок, которые накладываются друг на друга на шинах цеховых подстанций, образуя участки с преобладанием переходных режимов. Длительность этих участков может составлять от 10% до 50% от общей продолжительности работы в одном цикле. В этих режимах происходит значительное снижение коэффициентов мощности, полезного действия и повышенное потребление реактивной мощности.

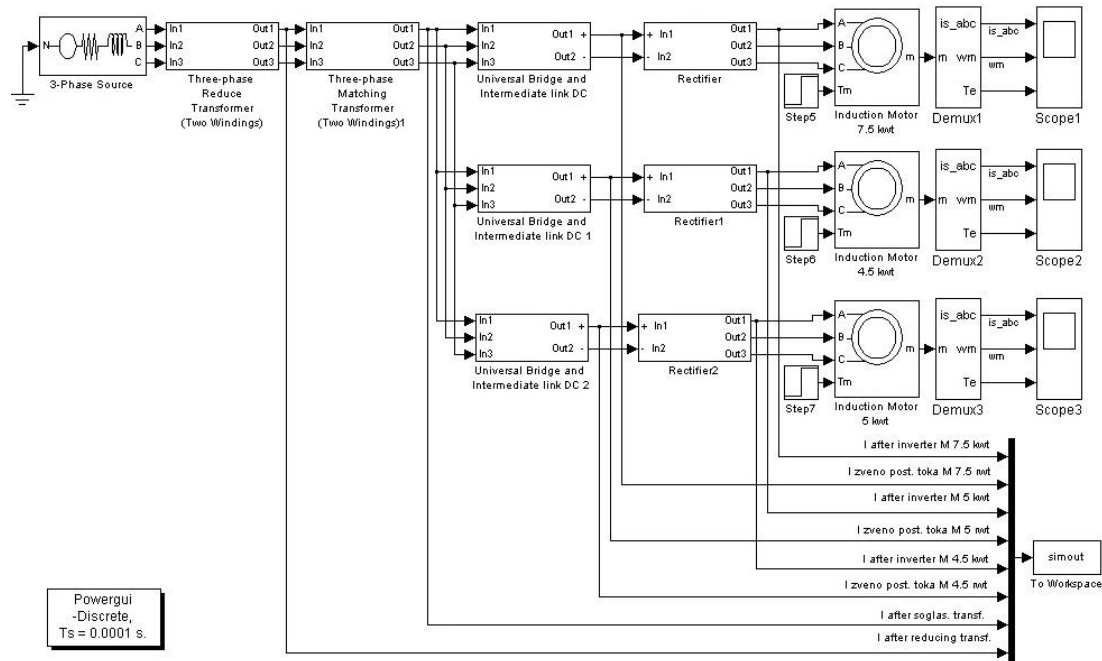


Рис. 1. Виртуальная модель реальной системы электропривода мостового однобалочного электрического крана.

Таблица 1

Наименование потребителя	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %	Коэффициент мощности, cosφ
Двигатель подъема	5	1000	87	0,86
Двигатель передвижения тали	4,5	900	71,5	0,75
Двигатель передвижения крана	7,5	880	76	0,77

Виртуальная модель включает: анализатор гармоник (Workspace); измеритель напряжения (Voltage Measurements); измеритель тока (Current Measurements); трехфазное устройство включения и выключения переменного тока (Three-Phase Breaker1); трехфазный источник тока (3-Phase Sources); Three-phase Reduce Transformer – понижающий трансформатор; Three-phase Matching Transformer – согласующий трансформатор; Universal Bridge – выпрямитель; Intermediate link DC – промежуточное звено постоянного тока; Rectifier – инвертор; Induction Motor – асинхронный двигатель [1].

В результате моделирования, были получены высшие составляющие тока после понижающего трансформатора, согласующего трансформатора, после инвертора, и в промежуточных звеньях постоянного тока для двигателя передвижения крана. Результаты моделирования приведены на рис. 2-5.

Как следует из результатов моделирования, коэффициент искажения синусоидальности кривых напряжений (коэффициент несинусоидальности) THD - величина, равная отношению корня квадратного из суммы квадратов амплитудных значений высших гармоник гармонических составляющих данной периодической кривой напряжения к амплитудному значению основной гармоники, выраженная в процентах превышает 39%. Во всех точках измерения  $k_{H1} = 6,51\%$ ,  $k_{H2} = 6,66\%$ ,  $k_{H3} = 29,59\%$ ,  $k_{H4} = 39,37\%$  не соответствуют параметрам ГОСТ Р 54149 – 2010.

Для достижения требуемого уровня электромагнитной совместимости (ЭМС) используются различные средства, которые можно разделить на два основных вида структурные и системные [2].

Структурные методы предусматривают воздействие непосредственно на преобразователи, которые сводятся к построению и оптимизации схем преобразования и систем управления:

- повышение фазности схемы выпрямления или создание условного режима повышения фазности на стороне переменного тока;

- выбор оптимального способа управления выходных напряжения и частоты частотного преобразователя;



- использование в системах управления частотных преобразователей дополнительных сигналов, получаемых с помощью обратных связей.

К системным решениям обеспечения электромагнитной совместимости относятся:

- оптимизация схем электроснабжения с нелинейными потребителями;
- использование фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) или сетевых фильтров.

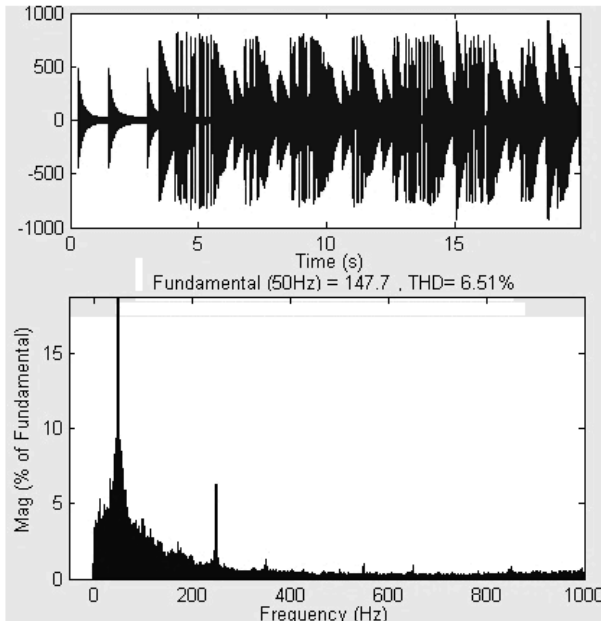


Рис. 2 Гармонические составляющие тока, после понижающего трансформатора.

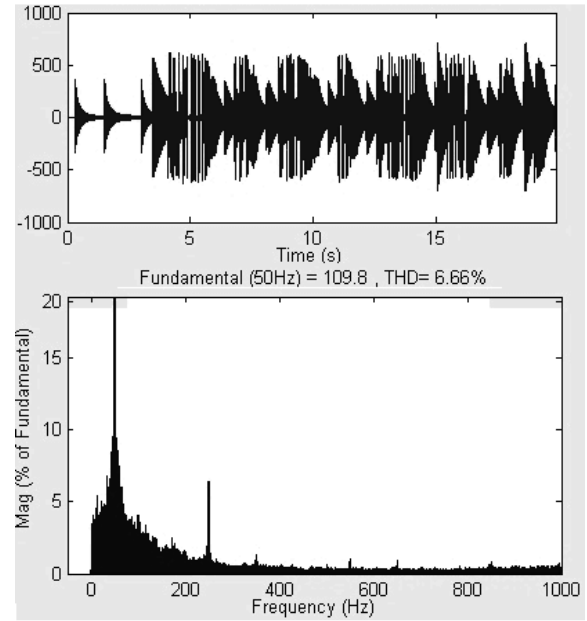


Рис. 3 Гармонические составляющие тока, после согласующего трансформатора.

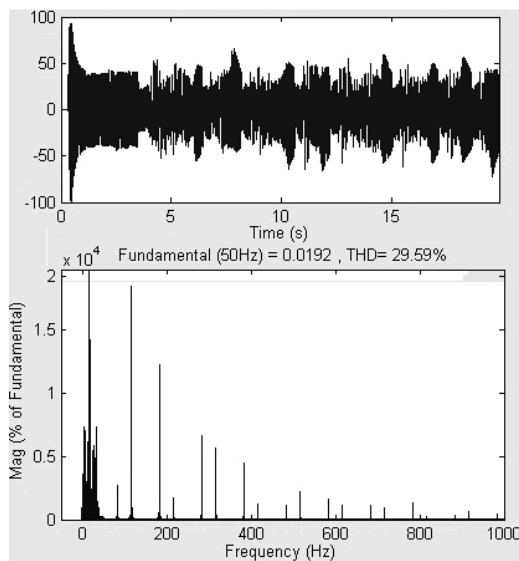


Рис. 4 Гармонические составляющие тока, после инвертора.

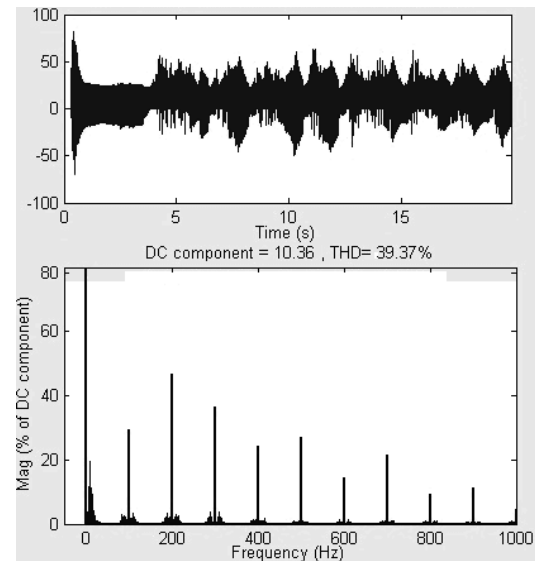


Рис. 5 Гармонические составляющие тока в промежуточном звене постоянного тока.

Простейшим методом фильтрации гармоник является применение пассивных сетевых фильтров. В них используются реактивные элементы, а именно конденсаторы и индуктивности. Широкое распространение получили параллельные настраиваемые LC и низкочастотные LC пассивные фильтры. Они имеют некоторые достоинства, такие как простота и цена. Среди основных недостатков следует отметить провоцирование резонансных явлений в питающей сети, сложность настройки на частоту фильтрации, ограниченное число гармоник.

Установка сглаживающих реакторов, как и установка фильтрующих конденсаторов, приводит к потерям напряжения в сети.

Ограничение мощности нелинейной нагрузки до уровня 15 – 20% номинальной мощности трансформатора не всегда технически осуществимо и экономически целесообразно.

Современные активные системы коррекции формы кривых тока и напряжения, выполненные на базе параллельных активных фильтров (ПАФ) лишены указанных недостатков и способны эффективно компенсировать реактивную мощность и высшие гармоники тока и напряжения сети (от второй до сороковой) в режиме реального времени с высоким быстродействием [2].

Активный фильтр – это преобразователь переменного/постоянного тока с ёмкостным или индуктивным накопителем электрической энергии на стороне постоянного тока, формирующий методами импульсной модуляции усреднённое значение тока (напряжения), равное разности нелинейного тока или напряжения и синусоидального тока (напряжения) его основной гармоники.

Наибольшее практическое применение получили схемы активных фильтров гармоник с ёмкостным накопителем благодаря их более высокому быстродействию и лучшим технико-экономическим показателям. Преимущество схем с индуктивным накопителем проявляется при использовании сверхпроводящих индуктивных накопителей в тех случаях, когда это необходимо для компенсации реактивной мощности или обеспечения резерва электроэнергии при исчезновении напряжения сети.

В зависимости от особенностей применения и для решения различных электрических проблем активные фильтры имеют следующие основные варианты исполнения: параллельного типа, последовательного, параллельно – последовательного типа.

Для компенсации действия гармонических составляющих кранового электропривода предлагается использовать активный фильтр с применением фазы-регулятора. Принцип алгоритма фазы-управления основан на сводке нечетких правил преобразовании токов нагрузки и напряжения сети в термы активной и реактивной мощностей. Затем через эти термы определяются суммарные искажения и далее эти искажения при помощи обратного преобразования переводятся в реальные сигналы управления АПФЭ. Получаемые сигналы управления активным фильтром, учитывают искажения формы токов нагрузки, фазу токов нагрузки относительно напряжения сети и несимметрию трёхфазных токов нагрузки. Целью дальнейшей разработки является формирование законов управления активным фильтром на базе правил нечеткой логики.

#### **Выводы**

1. Традиционное использование пассивных сетевых фильтров для минимизации высших гармонических составляющих напряжений и токов в сетях электроснабжения кранового электропривода не позволяют в достаточной степени добиться необходимого качества электроэнергии, особенно при динамических режимах работы электропривода.

2. Сравнительный анализ гармонического состава напряжений и токов в различных точках подключения кранового электропривода к участковой трансформаторной подстанции показывает, что коэффициент несинусоидальности превышает нормируемые значения даже для установившихся режимов.

#### **Список использованной литературы:**

1. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; – СПб.: Питер, – 2008. – 288 с.
2. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полещук В.В. Промышленные испытания активного фильтра в промышленных сетях ОАО «Оренбургнефть ТНК-ВР» // Промышленная энергетика. – 2008. – № 8. – С. 2 – 6.

#### **Передача кодированного сигнала, заполненного высокой несущей частотой, по проводам электрических сетей**

*В.Л. Матюшев*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: 19mety87@mail.ru*

Рассмотрена методика передачи и получения кодированного сигнала, заполненного высокой несущей частотой. Сделан вывод о том, что эта методика может применяться для передачи информации по проводам линии.

Построение релейной защиты (РЗ) воздушных высоковольтных линий (ВВЛ) с абсолютной селективностью и высокочастотным (ВЧ) обменом информации по проводам ВВЛ между комплектами на концах является наиболее надежным и эффективным вариантом таких защит, однако весьма дорогим.

Другие варианты обмена информацией по оптоволоконным каналам с точки зрения функциональной надежности не хуже, однако аппаратная надежность их ниже (временное и климатическое старение, чувствительность к механическим помехам). Потребность повторного усиления сигнала в электронном виде вследствие отсутствия оптических оконечных устройств, приемлемых систем оптического усиления и преобразования требует дорогостоящих оптоэлектронных и электронно-оптических преобразователей.

В связи с изложенным поставлена задача поиска и исследования способа построения передачи кодов на ВЧ несущей по проводам воздушных линий. Данные условия передачи сигналов ограничивают частоту несущей до 500-800 кГц. В связи с сильным затуханием ВЧ сигнала передача ограничивается также длиной воздушных линий, на которых требуется установка ВЧ защит.

Непосредственная передача высокой частоты по проводам линии вызывает необходимость ограничения распространения ВЧ сигнала пределами силовых проводов защищаемой линии. Это реализуется заградителями ВЧ несущей, устанавливаемыми на концах линии. Для реализации канала связи по проводам требуется также другое высоковольтное оборудование (конденсаторы связи и фильтры присоединения), что обуславливает высокую стоимость ВЧ каналов. В связи с этим рассматривается вышеуказанный способ организации ВЧ защит посредством передачи кода на несущей частоте.

Поставлена задача исследования передачи кода на несущей частоте. Исследования проводились на примере воздушной линии длиной 100 км при несущей частоте 500 кГц путем передачи манчестерского кода. Согласно [1], в манчестерском кодировании каждый бит кодируется двумя уровнями напряжения с переходом в середине каждого импульса. При прямом манчестерском кодировании бит «0» представляется переходом от уровня низкого напряжения к уровню высокого, а бит «1» – переходом от высокого уровня к низкому.

Манчестерское кодирование является самосинхронизирующимся кодами, т.е. оно позволяет приемнику настроиться на передатчик без специальных синхросигналов, отсутствие которых позволяет уменьшить объем стартовой информации при передаче кода. Еще одно достоинство манчестерского кодирования состоит в том, что оно использует два уровня напряжения вместо трех. Это обеспечивает лучшую помехозащищенность и упрощает соответствующую аппаратуру. При передаче кода отсутствует накопление распределенной емкости линии, ввиду изменения полярности передаваемого импульса.

Главным недостатком данного кодирования является увеличение времени расшифровки полученного сигнала. Для повышения скорости срабатывания защиты можно настроить приемный датчик на срабатывание защиты при получении стартового бита. В настоящее время минимальное полное время отключения выключателя составляет 0,05 с, что позволяет приемному датчику перепроверить полученный сигнал еще четыре раза.

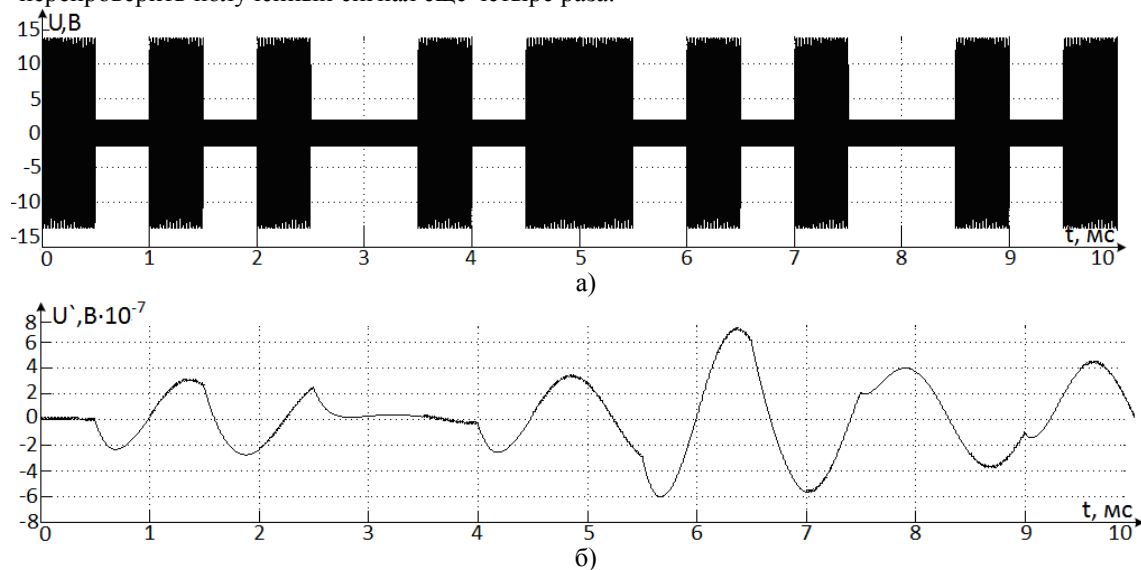


Рис. 1. Осциллограммы сигналов  
 а) переданный сигнал; б) сигнал, полученный на конце линии.

Опыт проводился в среде Matlab (библиотека Simulink). При передаче ВЧ сигнала возникает большое искажение самой структуры переданного сигнала, начинает преобладать низкая частота (рис. 1б), которая исключает возможность расшифровки передаваемого сигнала.

Для выявления сигнала из полученных помех используется ВЧ фильтр без катушек индуктивности. Стремление исключить из цепи катушку индуктивности вызвано рядом причин [2]. Во-первых, катушка индуктивности – довольно громоздкий и тяжелый элемент. Во-вторых, она обычно рассеивает большую энергию, в отличие от конденсатора того же размера. В-третьих, катушка индуктивности не так близка к идеальной индуктивности, как конденсатор к идеальной емкости. Активные потери в катушках индуктивности могут привести к большим отклонениям параметров практических схем от результатов их расчета методами теории цепей. В катушке индуктивности наблюдается возможность возникновения насыщения и нелинейных эффектов. По этим причинам выбрано схематическое решение, исключающее использование индуктивности, и фильтр формируется из активных RC элементов.

Также при моделировании процесса использовался Т-образный ВЧ фильтр, параметры которого выбраны в соответствии с [2]. При помощи Т-образного ВЧ фильтра достигнуто выделение из помех кодированного сигнала, ослабленного на 93 дБ относительно передаваемого полезного кода (рис. 2).

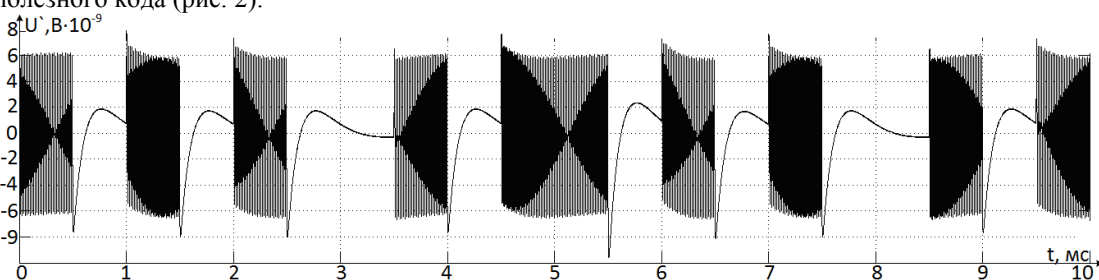


Рис. 2. Оциллограмма отфильтрованного сигнала.

Полученный отфильтрованный сигнал в конце линии лежит в пределах  $6 \times 10^{-9}$  В. Согласно [3], такие величины не пригодны для приемника манчестерского кода. Данное оборудование может надежно воспринять сигнал напряжением высокого уровня не менее 2 В, поэтому ставится задача не только отфильтровать сигнал от помех, но и усилить его до требуемой величины. Эта задача решается с помощью ВЧ фильтра на операционном усилителе (рис. 3). В связи с тем, что нет возможности смоделировать ВЧ фильтр на операционном усилителе в среде Matlab (библиотеке Simulink), данный фильтр смоделирован в среде Electronics Workbench.

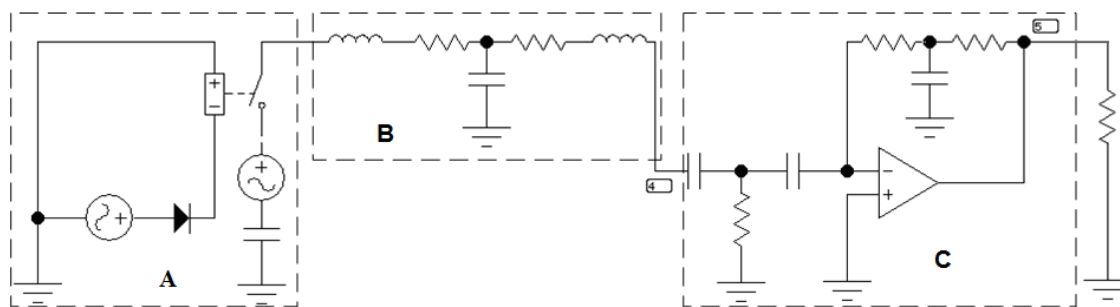


Рис. 3. Схема передачи сигнала.

Параметры ВЧ фильтра на операционном усилителе определены в соответствии с [2].

Блок «А» является источником модулированного сигнала частотой 1 кГц, заполненного несущей частотой 500 кГц. Данный источник не имеет проводниковую связь с землей. Такая схема замещения моделируется, согласно [4], посредством замены прямой связи источника сигнала с землей на связь через конденсатор. Блок «В» – линия электропередач длиной 100 км напряжением 750 кВ. Блок «С» – фильтр на операционном усилителе.

При пропускании полученного сигнала через активный фильтр на выходе усилителя получен сигнал, ослабленный на 40 дБ относительно передаваемого полезного кода (рис. 4).

Для большего увеличения сигнала применяется активный фильтр третьего порядка. Данный фильтр организован посредством последовательного соединения трех активных фильтров первого порядка. Последующее увеличение порядка фильтра привело к нестабильной его работе. Полученный сигнал ослаблен на 3,8 дБ относительно передаваемого полезного кода (рис. 5).

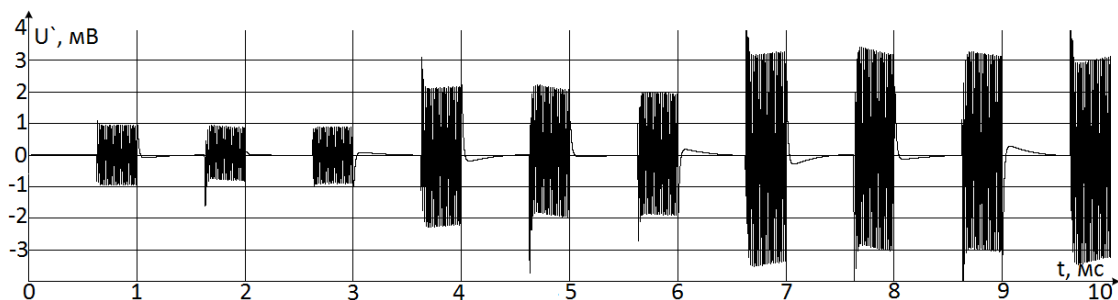


Рис. 4. Осциллограмма усиленного сигнала.

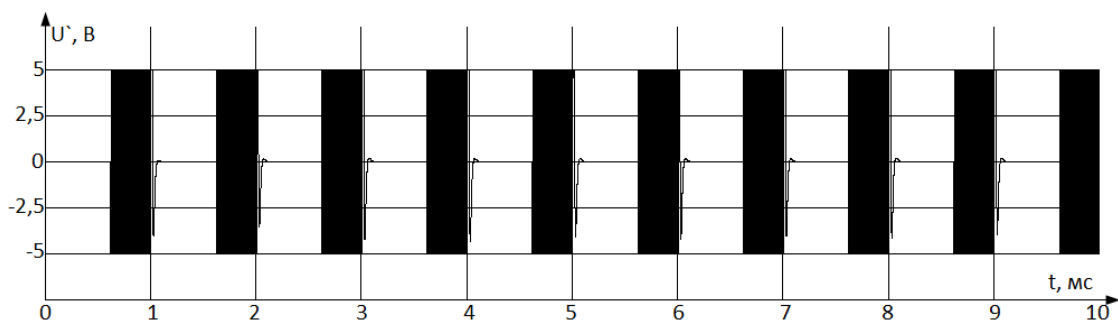


Рис. 5. Осциллограмма усиленного сигнала.

Результат, полученный после фильтрации и усиления сигнала, находится в соизмеримых пределах с передаваемым сигналом, т.е. есть возможность применить данную методику передачи и получения кодированного сигнала, заполненного высокой несущей частотой, для передачи информации по проводам линии.

#### Список использованной литературы:

1. Густов О., Джангуидо П. Цифровые системы автоматизации и управления. – СПб.: Невский Диалект, 2001. – 557 с.
2. Алексакова Г. Активные RC-фильтры на операционных усилителях. – М.: Энергия, 1974. – 64 с.
3. Технические данные. Приемопередатчики манчестерского кода. Интеграл, – 5 с.
4. Матюшев В.Л. Передача высокочастотного сигнала по проводам силовой линии // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: Тр. XIV междунар. студ. науч.-техн. сем. . – Томск: ТПУ, 2012. – с. 55–59.

#### Учет переменного графика нагрузки при оценке эффективности сооружения АИП

*В.П. Обоскалов, Д.И. Померанец\**

*Уральский федеральный университет, \*ОАО «ЕЭСК», г. Екатеринбург, Россия*

*E-mail: [yro@daes.ustu.ru](mailto:yro@daes.ustu.ru)*

Предлагается математическая модель оценки экономической эффективности сооружения автономных источников электро- и теплоснабжения потребителей (АИП) с учетом темпов роста цен на энергоносители в условиях переменных графиков цены и нагрузки. За основу принят критерий максимального чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Показано, что фактор роста цен существенно влияет на принимаемое решение. Определено влияние конфигурации графиков цены и нагрузки на результирующую эффективность АИП.

В России в настоящее время сложилась ситуация, благоприятствующая сооружению для электро- и теплоснабжения потребителей автономных источников питания (АИП), к числу которых относятся поршневые газо- и дизель генераторы, газотурбинные установки (ГТУ), ветрогенераторы, солнечные генераторы и др. Этому способствует более низкая по сравнению с централизованным энергоснабжением стоимость производства тепловой и электрической энергии, достаточно высокий КПД и приемлемая стоимость АИП. Широкое применение ГТУ получило на крупных предприятиях. Это вызвано, прежде всего, ростом тарифов на тепло- и электроэнергию в условиях переходного периода рынка электрической энергии и мощности.

Развитие структуры АИП в значительной степени зависит от соотношения цен на энергоносители, в частности цен на газ и твердое топливо. В настоящее время использование природного газа для производства электро- и тепло энергии по экологическим и экономическим критериям более эффективно, чем угля или мазута. В результате оптимальным режимом загрузки всех видов АИП с потреблением газа является работа в базовом цикле с полной загрузкой агрегатов. При существенном повышении цены газа, возможно, более выгодным станет полное или частичное централизованное потребление энергии и использование АИП в качестве резервных или пиковых источников питания.

Критерием экономической целесообразности инвестиций в настоящее время, как правило, является максимум чистого дисконтированного дохода (интегральная приведенная к первому году чистая стоимость)

$$J = -K_0 + \sum_{t=1}^T (D_t - K_t - I_t)(1 + \alpha)^{-t}, \quad (1)$$

где  $D_t$  – доход от производственной деятельности АИП;  $K_t$ ,  $I_t$  – соответственно капиталовложения и издержки в текущем году  $t$ ;  $\alpha$  – ставка дисконтирования.

При оценке экономической эффективности сооружения АИП вариант АИП сопоставляется с вариантом централизованного энергоснабжения (базовый вариант). Отсюда для получения показателя эффективности в выражении (1) все представленные составляющие необходимо выразить в виде разностей величин отнесенных к вариантам с АИП и без АИП.

В варианте с АИП электрическая (ээ) и тепловая (тэ) мощности генерации  $P_t^{e,\Gamma}$ ,  $e \in \{\text{ээ, тэ}\}$  собственного потребления  $P_t^{e,\Pi}$ , потребления из централизованной сети  $P_t^{e,s}$  и отпуска энергии в централизованную сеть связаны соотношением баланса

$$P_t^{e,\Gamma} = P_t^{e,\text{от}} + P_t^{e,\Pi} - P_t^{e,s}, \quad e \in \{\text{ээ, тэ}\}.$$

**Централизованное энергоснабжение.** Здесь  $P_t^{e,\Gamma} = P_t^{e,\text{от}} = 0$ ,  $P_t^{e,\Pi} = P_t^{e,s}$ . Ежегодные издержки определяются стоимостью купленного у централизованного поставщика энергоносителя. ЧДД потребителя энергии в общем случае с подключением к тепловой и электрической сети

$$J_1 = -K_{\text{ээ}}^{\text{np}} - K_{\text{тэ}}^{\text{np}} - \sum_{t=1}^T (\Pi_t^{\text{ээ}} + \Pi_t^{\text{тэ}})(1 + \alpha)^{-t},$$

где  $K^{\text{np}}$  – стоимость подключения соответственно к электрической и тепловой сети, включающие затраты на ее реконструкцию;  $T$  – расчетный период;  $\alpha$  – ставка дисконтирования;  $\Pi^e = \alpha^{e,s} W^e$  – ежегодные платежи за потребленную (от внешнего поставщика) энергию;  $W = P_{\text{max}} T_{\text{max}}$  – планируемый объем потребляемой в период  $t$  электро- и теплоэнергии;  $P_{\text{max}} T_{\text{max}}$  – максимальная мощность и число часов использования максимальной мощности потребителя электро- и теплоэнергии;  $\alpha^{e,s}$  – одноставочный тариф электро- и теплоэнергии. Иные виды тарифа, например, двухставочный (за заявленную мощность и за потребленную энергию) могут быть преобразованы к одноставочному из условия равенства платежей.

В общем случае собственник АИП может покупать и продавать энергию на оптовом рынке, где значимыми являются суточные колебания цены энергии, выраженные в ценовых графиках (ЦГ). Прибыль зависит от стратегии загрузки АИП. Здесь возможны различные сценарии: работа АИП в пиковой зоне ЦГ, в базе с непрерывной генерацией тепловой и электрической энергии, в качестве резервного источника питания и др.

Учитывая специфику производства (одно-, двух- или трехсменная работа предприятия) суточный период необходимо разбить, по крайней мере, на два полупериода – день-ночь, а характерные графики цены и нагрузки стандартно дифференцируются по критерию сезонности и дня недели. С учетом этого годовые платежи за электро- и теплоэнергию в год  $t$  составляют

$$\Pi_t^e = \sum_{k=1}^{N_\Gamma} n_k \sum_{v=1}^{N_{vk}} \alpha_{vkt}^{e,s} P_{vkt}^{e,\Pi} \Delta t_v, \quad e \in \{\text{ээ, тэ}\}, \quad (2)$$

где  $N_\Gamma$  – число характерных ЦГ (зима, лето, день, ночь и др.);  $n_k$  – годовое число графиков  $k$ -го типа;  $N_{vk}$ ,  $\Delta t_v$  – число и длительность интервалов постоянства цены и мощности в графике  $k$ . Рассматривая

$$\Delta t_v / T_k = \Delta t_v / \left( n_k \sum_{v=1}^{N_{vk}} \Delta t_v \right)$$

как вероятность случайной реализации платежей в интервале определения графика  $k$ , платежи за энергию (2) можно выразить через математическое ожидание и корреляционный момент:

$$\Pi_t^e = \sum_{k=1}^{N_t} T_k \left( \bar{\Pi}_{kt}^{e,s} \bar{P}_{kt}^{e,\Pi} + \text{Cov} \left( \Pi_{kt}^{e,s}, P_{kt}^{e,\Pi} \right) \right)$$

или через коэффициент корреляции  $k \left( \Pi_{kt}^{e,s}, P_{kt}^{e,\Pi} \right)$

$$\Pi_t^e = \sum_{k=1}^{N_t} T_k \left[ \bar{\Pi}_{kt}^{e,s} \bar{P}_{kt}^{e,\Pi} + \sigma \left( \Pi_{kt}^{e,s} \right) \sigma \left( P_{kt}^{e,\Pi} \right) k \left( \Pi_{kt}^{e,s}, P_{kt}^{e,\Pi} \right) \right] = \sum_{k=1}^{N_t} W_{kt}^{e,\Pi} \mathfrak{S}_{kt}^{e,s,\Pi} \bar{\Pi}_{kt}^{e,s}, \quad (3)$$

где коэффициент согласованности графиков цены и нагрузки

$$\mathfrak{S}_{kt}^{e,s,\Pi} = 1 + k \left( \Pi_{kt}^{e,s}, P_{kt}^{e,\Pi} \right) / \left[ \nu \left( \Pi_{kt}^{e,s} \right) \nu \left( P_{kt}^{e,\Pi} \right) \right]; \quad (4)$$

$W_{kt}^{e,\Pi} = \bar{P}_{kt}^{e,\Pi} T_k$  – количество энергии, потребленное в течение года по графику  $k$ ;  $\nu()$  – коэффициенты вариации представленной в (4) рыночной цены и мощности нагрузки.

**Вариант 2. Автономный источник питания.** При наличии АИП часть избыточной энергии (как электрической, так и тепловой) может быть отпущена в сеть централизованного энергоснабжения по цене  $\Pi^{e,\text{от}}$ , которая в общем случае может отличаться от рыночной (например, с целью привлечения энергоприемников). Это формирует доход предприятия. Основную долю ежегодных издержек составляют затраты на топливо. Платежи за энергию могут быть представлены выражением (3) с учетом корреляции графиков нагрузки и цены на рынке. Принимая во внимание, что капиталовложения в АИП носят, как правило, одноразовый характер (в год сооружения АИП), ЧДД в варианте с АИП определяется выражением

$$J_2 = -K_{\text{АИП}} - K_{\text{АИП}}^{\text{ип}} - \sum_{t=1}^T \left( \text{И}_{\tau,t} + \text{И}_{\text{ао},t} - \sum_{e=\{\text{э},\text{т}\}} \left( \Pi_t^{e,\text{от}} - \Pi_t^{e,s} \right) \right) (1 + \alpha)^{-t},$$

где  $K_{\text{АИП}}$  – капиталовложения на приобретение, установку, монтаж, наладку и пуск в эксплуатацию АИП;  $K_{\text{АИП}}^{\text{ип}}$  – стоимость подключения к электрической и тепловой централизованным сетям, включающие затраты на реконструкцию, при наличии АИП;  $\text{И}_{\tau} = \Pi_{\tau} \beta_{\tau} W^{\tau}$  – стоимость ежегодно потребляемого топлива;  $\Pi_{\tau}$  – цена топлива;  $\beta_{\tau}$  – удельный расход топлива на единицу произведенной суммарной электро- и теплоэнергии;  $W^{\tau}$  – годовое производство энергии;  $\text{И}_{\text{ао}} = p_{\text{ао}} K_{\text{АИП}}$  – издержки на амортизацию и обслуживание;  $W^{\text{от}} = \psi W^{\tau}$ ,  $\Pi^{\text{от}}$   $\Pi^s$  – соответственно объем отпущенной во внешнюю сеть энергии, выручка от продажи и платежи за энергию, получаемую потребителем из сети централизованного энергоснабжения. В рассматриваемом случае  $W^{\tau} = \Pi^{\Pi} + \Pi^{\text{от}} - \Pi^s$ .

#### Расчетный ЧДД

Расчетный ЧДД определяется превышением ЧДД второго (с АИП) над ЧДД первого (без АИП) варианта

$$J = J_2 - J_1 = K_{\text{ип}} - K_{\text{АИП}} - \sum_{t=1}^T \left( \text{И}_{\text{ао},t} + \text{И}_{\tau,t} - \sum_{e=\{\text{э},\text{т}\}} \left( \Pi_t^{e,\text{от}} + \Pi_t^{e,\Pi} - \Pi_t^{e,s} \right) \right) (1 + \alpha)^{-t}$$

где  $K_{\text{ип}} = K_{\text{э}}^{\text{ип}} + K_{\text{т}}^{\text{ип}} - K_{\text{АИП}}^{\text{ип}}$ ,  $\Pi_t^{e,\text{от}}$ ,  $\Pi_t^{e,\Pi}$ ,  $\Pi_t^{e,s}$  – соответственно расчетные затраты на присоединение к централизованной сети и платежи за отпущенную, потребленную и принятую из сети энергию.

**Издержки на амортизацию и эксплуатацию.** При обосновании инвестиций, как правило, принимается, что издержки на амортизацию и эксплуатацию пропорциональны капиталовложениям  $\text{И}_{\text{ао},t} = p_{\text{ао}} K_{\text{АИП}}$ . Отсюда

$$K_{\text{АИП}} + p_{\text{ао}} K_{\text{АИП}} \sum_{t=1}^T (1 + \alpha)^{-t} = \gamma K_{\text{АИП}},$$

где множитель  $\gamma$  выражается через сумму геометрической прогрессии (ГП).

$$\gamma = 1 + p_{ao} \sum_{t=1}^T (1 + \alpha)^{-t} = 1 + p_{ao} \left[ 1 - (1 + \alpha)^{-T} \right] / \alpha.$$

**Топливные издержки.** Пренебрегая изменением КПД при оперативном изменении режима работы АИП можно считать, что затраты на топливо пропорциональны генерации энергии и определяются через средний удельный расход топлива

$$I_{T,t} = c_{T,t} \beta_T W_t^r = c_{T,t} \beta_T P_y T_y,$$

где  $P_y, T_y$  – соответственно установленная мощность и число часов использования мощности АИП. Величины  $P_y, T_y, \beta_T$  можно считать условно неизменными в процессе эксплуатации АИП. Цена топлива изменяется во времени примерно с постоянным темпом роста  $\alpha_T$ . Отсюда

$$I_{T,t} = c_{T,0} \beta_T P_y T_y (1 + \alpha_T)^t,$$

где  $c_{T,0}$  – цена топлива на момент пуска АИП

Топливная составляющая расчетного ЧДД может быть представлена через сумму ГП

$$I_T = c_{T,0} \beta_T P_y T_y \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_T)^t (1 + \alpha)^{-t} = c_{T,0} \beta_T P_y T_y \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_T^*)^{-t} = \zeta_T c_{T,0} \beta_T P_y T_y,$$

где  $\alpha_T^* = (\alpha - \alpha_T) / (1 + \alpha_T)$ ;

$$\zeta_T = \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_T^*)^{-t} = \begin{cases} \left[ 1 - (1 + \alpha_T^*)^{-T} \right] / \alpha_T^*, & \alpha \neq \alpha_T; \\ T, & \alpha = \alpha_T, \end{cases} \quad (5)$$

Анализируя (5) можно отметить, что  $\zeta_T$  определяет эквивалентный срок эксплуатации для топлива. При  $\alpha_T < \alpha$  величина  $\zeta_T < T$  и при  $\alpha_T > \alpha$  величина  $\zeta_T > T$ .

Нетрудно показать, что платежи за энергию при заданных темпах роста цен на энергоносители имеют аналогичную структуру и также представляются через сумму ГП.

**Вывод.** При расчете экономической эффективности АИП ЧДД представляется в виде формулы, учитывающей как темпы роста цен топлива, электро- и теплоэнергии, так и конфигурацию электрического и теплового графиков нагрузки и их корреляционную взаимосвязь с графиком нагрузки цены. При этом все члены ЧДД относятся к началу расчетного периода.

УДК 620.97

#### Математическая модель для выбора оптимальной энергоёмкости накопителя ветродизельной электростанции с учетом спектра мощности ветрового потока

*Р.А. Подгаевский, В.М. Зырянов*

*Новосибирская государственная академия водного транспорта, г. Новосибирск, Россия*

*\*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

*E-mail: roma7485@mail.ru, zymov@ngs.ru*

Предлагаемая математическая модель предназначена для решения задач оптимизации энергоёмкости, мощности и алгоритмов управления накопителем энергии в составе ветродизельной электростанции (ВДЭС).

#### Общие положения

Так как мощность ВЭУ – функция скорости ветра, то ее можно рассчитать, зная модель описывающую скорость ветра и передаточную функцию ВЭУ. Чаще всего скорость ветра представляется в виде гармонического сигнала, распределение которого по частотам описывается спектральной плотностью мощности. Следовательно, мощность ВЭУ, дизель-генератора (ДГ) и накопителя в составе ВДЭС также удобно представить в виде гармонического сигнала, рассчитанного на основе спектра скорости ветра и передаточной функции ВЭУ.

#### Расчет гармонических составляющих скорости ветра

Спектр скорости ветра состоит из двух основных составляющих: низкочастотной составляющей (условно - с периодом более 15 минут), которая хорошо описывается с помощью спектра мощности Ван дер Ховена, и высокочастотной (турбулентной) составляющей [1].



МЭК 61400-1 рекомендует использовать для расчета турбулентной составляющей скорости ветра следующие модели [2]: модель однородного сдвига Манна и модель Каймала (спектральную или когерентную экспоненциальную).

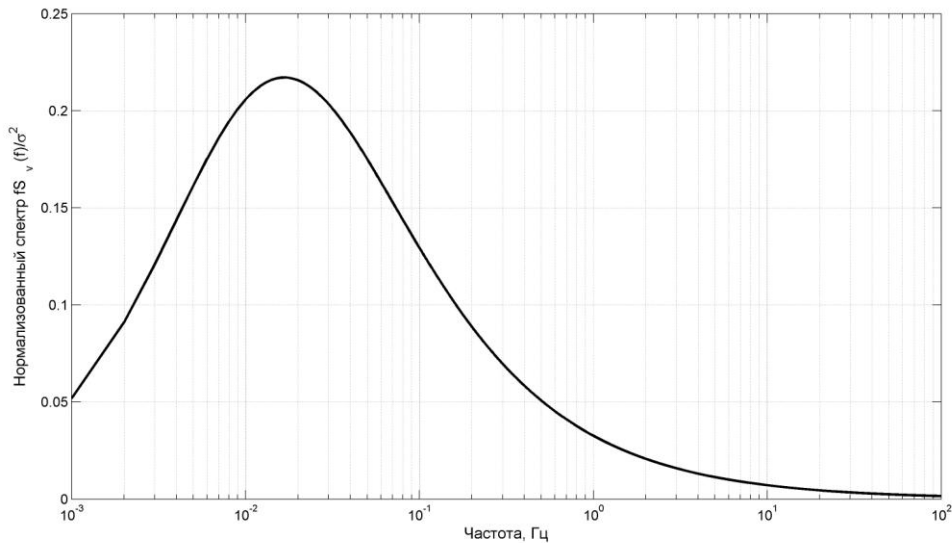


Рис. Спектр Каймала на высоте 30 м, при  $L=150$  и  $\bar{v} = 10$ .

Рассмотрим определение гармоник на примере спектра Каймала

$$S_v(f) = \frac{\sigma^2 \frac{fL}{\bar{v}}}{f \left(1 + \frac{6fL}{\bar{v}}\right)^{\frac{5}{3}}}, \quad (1)$$

где  $f$  – частота в Гц;

$S_v$  – односторонний спектр продольной составляющей вектора скорости;

$\sigma$  – среднеквадратичное отклонение продольной составляющей вектора скорости

$L$  – интегральный масштабный параметр продольной составляющей вектора скорости;

$\bar{v}$  – средняя скорость ветра.

Из уравнения (1) можно найти спектр мощности ВЭУ  $S_p(j\omega) = H(j\omega)S_v(j\omega)$ , где  $H(j\omega)$  – передаточная функция ВЭУ.

Далее переходим от непрерывного спектра к дискретному:

$$p(t) = \bar{p} + \sum_{m=1}^N \bar{A}_m \cos(\omega_m t + \varphi_m), \quad (2)$$

где  $\bar{p}$  – средняя мощность, соответствующая средней скорости ветра  $\bar{v}$ ,

$N$  – число гармоник;

$\bar{A}_m$  – амплитуда  $m$ -ой гармоники, рассчитываемая по формуле (3);

$\omega_m$  – круговая частота  $m$ -ой гармоники, равная  $2\pi f_m$ ;

$\varphi_m$  – фаза  $m$ -ой гармоники равномерно распределенная на интервале  $[-\pi, \pi]$ .

$$\bar{A}_m = \sqrt{\frac{1}{2} (S_p(f_m) + S_p(f_{m+1})) (f_{m+1} - f_m)}. \quad (3)$$

Оценка влияния нелинейной зависимости расхода топлива от нагрузки на увеличение расхода топлива

Покажем, что переменный характер нагрузки ДГ вызывает перерасход топлива. Зависимость расхода топлива дизель-генератора (ДГ) от нагрузки имеет нелинейный характер и ее можно аппроксимировать полиномом вида

$$q(t) = P_0 p(t)^0 + P_1 p(t)^1 + \dots + P_n p(t)^n. \quad (4)$$

Интеграл  $q(t)$  отражает расход топлива за какой либо промежуток времени. Т.к. мощность ДГ представляется в виде гармонического ряда, то возведение его в степень  $n \geq 2$  дает сложный гармонический ряд с набором частот, отличным от исходного, и постоянной составляющей, которая и является интегралом  $q(t)$ . Рассчитаем эту постоянную составляющую, используя полином Ньютона.

Пусть гармонический ряд  $p(t)$  состоит из постоянной составляющей  $\bar{p}$  (обозначим ее как  $A_0$ ) и гармоник  $A_1 \cos(\omega_1 t + \varphi_1), A_2 \cos(\omega_2 t + \varphi_2), \dots, A_m \cos(\omega_m t + \varphi_m)$ , как показано в (2). Представим этот сигнал в экспоненциальной форме

$$\begin{aligned} & A_0 + A_1 \cos(\omega_1 t + \varphi_1) + A_2 \cos(\omega_2 t + \varphi_2) + \dots + A_m \cos(\omega_m t + \varphi_m) = \\ & = A_0 + A_1 \left( \frac{e^{i(\omega_1 t + \varphi_1)} + e^{-i(\omega_1 t + \varphi_1)}}{2} \right) + A_2 \left( \frac{e^{i(\omega_2 t + \varphi_2)} + e^{-i(\omega_2 t + \varphi_2)}}{2} \right) + \dots + \\ & \quad + A_m \left( \frac{e^{i(\omega_m t + \varphi_m)} + e^{-i(\omega_m t + \varphi_m)}}{2} \right) = \\ & = A_0 + \frac{A_1}{2} e^{i(\omega_1 t + \varphi_1)} + \frac{A_1}{2} e^{-i(\omega_1 t + \varphi_1)} + \frac{A_2}{2} e^{i(\omega_2 t + \varphi_2)} + \frac{A_2}{2} e^{-i(\omega_2 t + \varphi_2)} + \dots + \\ & \quad + \frac{A_m}{2} e^{i(\omega_m t + \varphi_m)} + \frac{A_m}{2} e^{-i(\omega_m t + \varphi_m)}. \end{aligned} \quad (5)$$

Обозначим слагаемые из уравнения (5) как  $x_0 + x_1 + \dots + x_{2m-1} + x_{2m}$  и найдем степень суммы экспоненциальных функций, используя полином Ньютона. В общем виде полином Ньютона имеет вид

$$(x_0 + x_1 + \dots + x_{2m-1} + x_{2m})^n = \sum \frac{n!}{k_0! k_1! \dots k_{2m-1}! k_{2m}!} x_0^{k_0} x_1^{k_1} \dots x_{2m-1}^{k_{2m-1}} x_{2m}^{k_{2m}}, \quad (6)$$

где  $n$  – степень суммы;

$m$  – индекс гармоники;

$k_m$  – целое положительное число, такое, что для каждого слагаемого в правой части уравнения  $k_0 + k_1 + \dots + k_{2m-1} + k_{2m} = n$ ;

$\frac{n!}{k_0! k_1! \dots k_{2m-1}! k_{2m}!}$  – мультиномиальный коэффициент.

Из решения уравнения (6) следует, что вклад в постоянную составляющую на выходе нелинейного элемента вносят следующие слагаемые:  $A_0^n$  и слагаемые вида

$$\frac{n!}{k_0! k_1! \dots k_{2m-1}! k_{2m}!} A_0^{k_0} \prod \left( \frac{A_{2m-1}}{2} e^{i(\omega_{2m-1} t + \varphi_{2m-1})} \right)^{k_{2m-1}} \left( \frac{A_{2m}}{2} e^{-i(\omega_{2m} t + \varphi_{2m})} \right)^{k_{2m}},$$

где  $k_{2m-1} = k_{2m}$ , а  $\frac{A_{2m-1}}{2} e^{i(\omega_{2m-1} t + \varphi_{2m-1})}$  и  $\frac{A_{2m}}{2} e^{-i(\omega_{2m} t + \varphi_{2m})}$  – комплексно сопряженные числа.

Следует учесть, что при  $n \geq 3$ , в результате определенных сочетаний кратных частот и фаз, могут появляться произведения несопряженных комплексных чисел с показателями степени равными нулю, которые также вносят свой вклад в постоянную составляющую. Однако, т.к. фаза  $\varphi_m$  является случайным числом, равномерно распределенным на интервале  $[-\pi, \pi]$ , то вероятность такого сочетания крайне мала и этими слагаемыми можно пренебречь, но при другом законе распределения фаз данное обстоятельство следует учитывать.

Характеристика расхода топлива ДГ достаточно точно аппроксимируется полиномом пятой степени [3]. Найдем постоянные составляющие для степеней со второй по пятую включительно:

$$\begin{aligned} H_2 &= A_0^2 + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^N A_m^2 \\ H_3 &= A_0^3 + \frac{3}{2} A_0 \sum_{i=1}^N A_i^2 \\ H_4 &= A_0^4 + 3 A_0^2 \sum_{m=1}^N A_m^2 + \frac{3}{8} \sum_{m=1}^N A_m^4 + \\ &+ \frac{3}{2} (A_1^2 \sum_{m=2}^N A_m^2 + A_2^2 \sum_{m=3}^N A_m^2 + \dots + A_{N-2}^2 \sum_{m=N-1}^N A_m^2 + A_{N-1}^2 A_N^2) \\ H_5 &= A_0^5 + 5 A_0^3 \sum_{m=1}^N A_m^2 + \frac{15}{8} A_0 \sum_{m=1}^N A_m^4 + \\ &+ \frac{15}{2} A_0 (A_1^2 \sum_{m=2}^N A_m^2 + A_2^2 \sum_{m=3}^N A_m^2 + \dots + A_{N-2}^2 \sum_{m=N-1}^N A_m^2 + A_{N-1}^2 A_N^2). \end{aligned} \quad (7)$$

Т.к. мощность накопителя представляет собой сумму гармоник и их фазы – случайные числа, то энергоемкость накопителя найдем как сумму интегралов гармонических сигналов в пределах  $[0, \frac{1}{2\pi f_m}]$ :

$$W_H = \sum_{m=1}^N \left[ \int_0^{\frac{1}{2\pi f_m}} \dot{A}_m \cos(\omega_m t) dt \right] = \sum_{m=1}^N \frac{\dot{A}_m}{\pi f_m}. \quad (8)$$

где  $\dot{A}_m$  – амплитуда гармоники;

$f_m$  – частота гармоники;

$N$  – число гармоник.

Составим с учетом уравнений (7), (8) и (4) выражение суммарных затрат на топливо и накопитель:

$$C = (P_0 + P_1 A_0 + P_2 H_2 + P_3 H_3 + P_4 H_4 + P_5 H_5) \cdot T \cdot C_T + W_H \cdot C_{WH},$$

$$\text{при } \bar{A}_m = A_m + \dot{A}_m,$$

Где  $C$  – издержки на эксплуатацию ВДЭС с учетом цены дизельного топлива и амортизацию накопителя (прочие издержки считаются независимыми от мощности накопителя и не включены в выражение);

$T$  – расчетный срок эксплуатации ВДЭС;

$C_T$  – цена дизельного топлива;

$C_{WH}$  – цена энергоемкости накопителя за кВт·ч. Минимизируя функцию  $C$  по переменным  $A_m$  и  $\dot{A}_m$ , можно найти оптимальную энергоемкость накопителя энергии с учетом цены дизельного топлива и стоимости накопителя.

#### Заключение

Описанная выше методика позволяет рассчитать оптимальную энергоемкость накопителя, а также дает математическую основу для разработки законов управления накопителем энергии для автономной ВДЭС с учетом вероятностного характера мощности ВЭУ.

#### Список использованной литературы:

1. Nichita C. Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2002. – № 17(4). – С. 523 – 529.
2. IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1: Design requirements (MOD). Введ. 2005-12-27. – Женева. IEC, – 2005. – 85 с.
3. Гун В.С. Улучшение динамики и экологических показателей переходных процессов дизеля с электронным управлением подачи топлива: дис. к.т.н. / Южно-Уральский государственный университет. – Челябинск, – 2009. – 219 с.

УДК 621.311.001

#### Современный подход к моделированию релейной защиты

*Н.Ю. Рубан*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: rubanny@tpu.ru*

Приведено обоснование актуальности адекватного моделирования средств релейной защиты (РЗ). Рассмотрена методика всережимного моделирования в реальном времени РЗ и её реализация. Представлены фрагменты экспериментальных исследований практического осуществления разработанной методики.

Надежность работы любой энергосистемы напрямую зависит от правильности функционирования средств релейной защиты (РЗ). В свою очередь корректность действий РЗ определяется несколькими причинами:

- 1) аппаратной надежностью оборудования;
- 2) правильностью настройки средств РЗ;
- 3) правильностью алгоритма действий защиты;

К первой группе относятся неправильные действия РЗ, связанные с выходом из строя оборудования по причине старения или заводского брака. В отличие от первой причины, две последние носят неслучайный характер и могут быть устранены еще на этапе отладки и проектирования средств РЗ. В связи с этим возникает задача адекватного моделирования указанных средств, решение которой позволит устранить неправильные действия РЗ по обозначенным причинам. Под адекватным моделированием следует понимать учет, помимо логических действий средств РЗ, процессов в самих этих средствах, а также в измерительных трансформаторах. Актуальность создания подобных моделей РЗ обусловлена появлением соответствующих средств моделирования ЭЭС, таких как разработанный в Томском политехническом университете Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) [1], позволяющих в полной мере использовать подобного рода модели РЗ.

Далее представлена методика создания всережимных математических моделей средств релейной защиты, ориентированная на использование в ВМК РВ ЭЭС:

1. Анализ цепей измерительных трансформаторов и моделируемого устройства РЗ.

2. Составление схемы замещения, учитывающей измерительные трансформаторы и особенности аппаратной реализации моделируемой защиты.

3. Получение передаточных функций средств РЗ с учетом процессов в измерительных трансформаторах и конкретной реализации.

4. Исследование полученной математической модели с помощью программ MathCAD и MATLAB для проверки адекватности ее функционирования и проведения необходимых корректировок.

5. Программная формализация полученной математической модели на языке Си для ее использования в микроконтроллерах ВМК РВ ЭЭС.

6. Экспериментальная проверка разработанной модели на ВМК РВ ЭЭС.

На данный момент предложенная методика прошла успешную апробацию: синтезированы модели дифференциально-фазной и дистанционной защит линий электропередачи [2,3], дифференциальной защиты трансформатора [4].

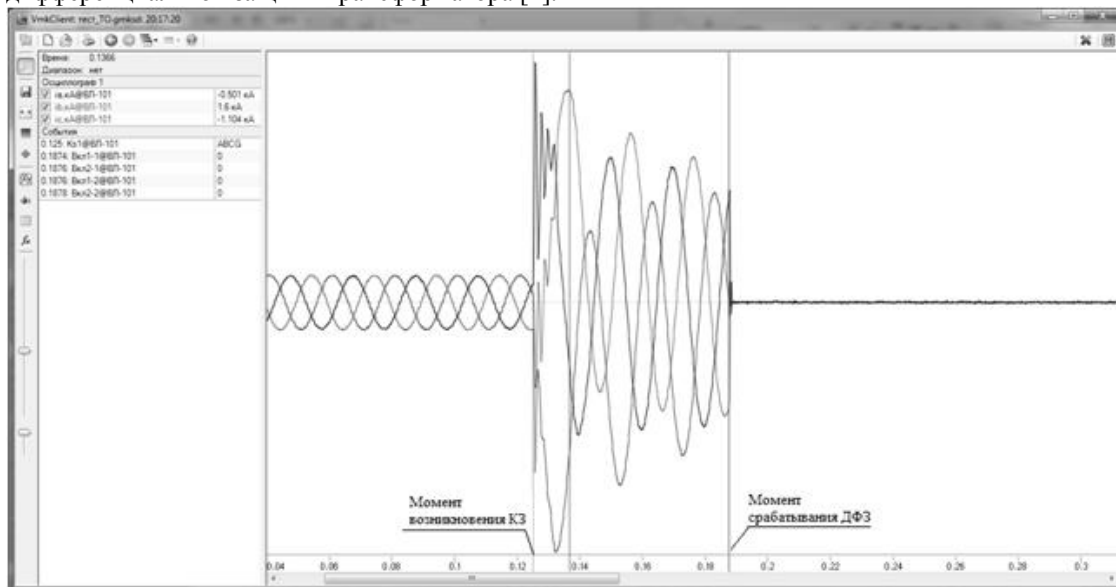


Рис. 1. Осциллограмма фазных токов ВЛ-110 кВ при трехфазном КЗ в зоне действия дифференциально-фазной защиты и ее функционирование.

Осциллограмма, иллюстрирующая действие дифференциально-фазной защиты линии электропередачи 110 кВ при возникновении трехфазного короткого замыкания в зоне срабатывания защиты, представлена на рис. 1.

Такой уровень моделирования позволяет достаточно полно и достоверно воспроизводить процессы в измерительных трансформаторах и средствах РЗ, что дает возможность решать следующие важнейшие задачи:

- производить оптимальную настройку этих средств;
- достоверно выявлять причины неправильной работы средств РЗ;
- выработать алгоритмы как для модернизации существующих средств РЗ, так и для разработки новых.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука» 7.2826.2011 «Разработка и создание гибридной модели энергоблоков электростанций».

#### Список используемой литературы:

1. Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Гуринов С.В., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем // Электричество. – 2009. – № 12. – с. 5 – 8.
2. Рубан Н.Ю. Математическое моделирование органа сравнения фаз дифференциально-фазной защиты ДФЗ-201 // Материалы докладов международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». В 3 т. – 21-25 ноября 2011г. – Самара: СамГТУ, – Том 1. – с. 88 – 91.
3. Гордиенко И.С. Математическое моделирование реагирующего органа РО1 дистанционной защиты комплекта ШДЭ2801 // Материалы докладов международной научно-технической

- конференции «Энергетика глазами молодежи». В 3 т. – 21-25 ноября 2011г. – Самара: СамГТУ, – Том 1. – с. 41 – 45.
4. Андреев М.В., Прутик А.Ф., Рубан Н.Ю. Математическое моделирование измерительной части дифференциальной защиты типа ДЗТ-21 // Наука. Технологии. Инновации: Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых. Новосибирск, 3-5 декабря 2010. – Новосибирск: НГТУ, – 2010. – т. 2. – с. 37 – 38.

УДК 001.891.572

**Проблемы построения интеллектуальных электроэнергетических сетей****С.А. Сбитнев, Н.А. Куйдин, В.Е. Шмелев***Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир, Россия.****E-mail: kuydinna@yandex.ru***

Рассмотрены современные проблемы электроэнергетики и матричные методы теоретической электротехники для расчета и анализа электроэнергетических сетей, представленных трехфазными схемами замещения, применительно к построению интеллектуальных сетей, обеспечивающих надежное, безопасное и энергоэффективное электроснабжение потребителей различных классов напряжения.

Современным направлением повышения энергоэффективности электроэнергетики в различных странах является построение интеллектуальных активно-адаптивных систем управления генерацией, передачей и потреблением энергоресурсов (по зарубежной терминологии smart grid - «умная сеть»). При построении «умных сетей» необходимо решить комплекс проблем двух видов: технических (аппаратных) и научных (методологических).

В настоящее время в России электроэнергетические компании активно применяют автоматизированные системы контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ) для уменьшения технических и коммерческих потерь электрической энергии [1]:

$$W_{\text{пот}} = W_{\text{техн}} + W_{\text{ком}}$$

Установка систем АСКУЭ в распределительных сетях 0,4кВ является первоочередным этапом в реализации интеллектуальных сетей. Ввод подобных систем в эксплуатацию вызван большими коммерческими потерями электрической энергии в распределительных сетях низкого напряжения. Это обусловлено хищением электроэнергии, отсутствием возможности доступа к счетчикам и схемам их подключения, неравномерностью снятий показаний с приборов учета, практикой представления информации самими абонентами. Электросетевыми компаниями разрабатываются программы установки систем АСКУЭ в районах с очагами потерь выше нормативных. При этом необходимо экономическое обоснование установки этих систем из-за отсутствия достоверных сведений о полезном отпуске энергии в сеть и о технических потерях:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{пол}} + W_{\text{пот}}$$

Поэтому очень важно определить участки с наибольшими коммерческими потерями для эффективного применения данных систем по причине их высокой стоимости. При установке систем АСКУЭ в микрорайонах городов с частной застройкой часто возникает проблема обеспечения надежности работы подобных систем из-за большой вероятности возникновения коротких замыканий, перенапряжений, несоответствий показателей качества электрической энергии ГОСТу. Велика вероятность ошибок при проектировании сетей и выборе оборудования защиты вследствие недостаточной точности существующих методик расчета режимов распределительных сетей по однофазным схемам замещения, что часто приводит к повреждению сетей. Системы АСКУЭ применяют также для контроля мгновенной потребляемой мощности и показателей качества электрической энергии.

В соответствии с законами Российской Федерации электросетевые компании обязаны производить технологическое присоединение заявителей (без права на отказ), при этом плата за технологическое присоединение на мощности до 15кВт является незначительной. В настоящее время требуется глубокая реконструкция распределительных электрических сетей, что связано с большими затратами на такие работы из-за их износа и значительных протяженностей. Электросетевые компании остро нуждаются в минимизации затрат на реконструкцию и обслуживание названных сетей. Остается актуальной проблема защиты от коротких замыканий воздушных линий 0,4кВ. Эта проблема стала особенно актуальной по причине применения самонесущих изолированных проводов (СИП). Линии электропередачи (ЛЭП), построенные с

применением СИП, несомненно имеют ряд достоинств, однако при возникновении токов короткого замыкания (КЗ), превышающих номинальные токи проводников и неотключаемых защитными аппаратами, неизбежно повреждение изоляции на всем протяжении воздушной ЛЭП, что ведет к большим капитальным затратам на замену аварийного участка линии. Таким образом возникает проблема правильного выбора аппаратов защиты, их настройки и определения мест установки. Это накладывает дополнительную ответственность на принимаемые решения при проектировании электрических сетей и подчеркивает необходимость применения точных матричных методов теоретической электротехники. Эти методы необходимы также для расчета сетей с распределенной генерацией. Примером таких сетей могут служить сети коттеджных поселков, содержащие автономные электрогенерирующие установки и сети зданий, выполненные по концепции многодатчиковых интеллектуальных систем «Умный дом». В основе энергоэффективности подобных объектов лежит принцип включения в работу энергопринимающих устройств только в случае необходимости. Информационными элементами таких систем являются: датчики освещенности, движения, температуры, противоаварийной автоматики, преобразователи тока, напряжения и мощности, обеспечивающие согласование параметров системы генерации одного здания с внешней системой электроснабжения. Реализация данной концепции сократит расходы электроэнергии, однако требуются более совершенные методы расчета сетей, основанные на матричных методах применительно к трехфазным схемам замещения этих сетей. В работе [2] констатируется следующее: «Важной проблемой в наших сетях является рост уровней токов КЗ, не обеспечивающийся соответствующим ростом отключающей способности коммутационной аппаратуры. Вопрос ограничения токов КЗ актуален как для распределительных сетей и подстанций с напряжением 6-20кВ, так и для сетей 110-750кВ».

Из вышеизложенного следует вывод о необходимости использования точных методов теоретической электротехники для расчета сетей различных классов напряжения с целью обеспечить безопасное, надежное и энергоэффективное электроснабжение с минимальными потерями электрической энергии. Расчет систем электроснабжения по однолинейным схемам замещения, широко применяемый до настоящего времени, невозможен без ряда упрощений этих схем по отношению к анализируемой реальной электрической сети и, в том числе, предполагается симметричный режим работы сети по фазам. Такие упрощения неизбежно приводят к потере точности и достоверности результатов расчета режимов в реальных сложных электрических сетях. Для воздушных линий высоких классов напряжений в нормальных эксплуатационных условиях режим можно считать симметричным, если пренебречь несимметрией реактивных параметров различных фаз, а также несимметрией питающих трансформаторов. Симметричный режим для воздушных линий высоких классов напряжений не возможен в аварийных режимах при несимметричных КЗ. Расчет несимметричных режимов по упрощенным однолинейным схемам замещения предполагает применение метода симметричных составляющих, который имеет принципиальное ограничение: причины нарушения симметрии должны быть сосредоточены не более чем в двух местах системы; при этом все остальные ветви трёхфазной цепи должны иметь одинаковые параметры всех фаз [3]. Эти условия не выполняются строго даже для сетей высоких классов напряжений и перманентно нарушаются в распределительных сетях. На современном уровне развития методов теоретической электротехники, вычислительной техники и программного обеспечения необходим и возможен качественно новый подход к расчету и анализу электрических сетей. Моделирование режимов работы разветвленных распределительных и магистральных сетей с высокой точностью возможно только при использовании полных трехфазных схем замещения и компьютерных расчетов на основе матричных методов теоретической электротехники. Экономичным методом расчета режимов трехфазной сети является метод узловых потенциалов в матричном виде [3, 4]. Использование такого подхода позволяет представить схему электроснабжения целиком в матричной форме, как совокупность нескольких матриц, с учетом всех возможных параметров и связей между элементами:

$$\begin{aligned} [\dot{\phi}^{(y)}] &= [Y^{(y)}]^{-1} \cdot [j^{(y)}]; \\ [Y^{(y)}] &= [A] \cdot [Y^{(b)}] \cdot [A]^T; \\ [j^{(y)}] &= [A] \cdot ([j^{(b)}] - [Y^{(b)}] \cdot [\dot{E}^{(b)}]); \\ [\dot{U}^{(b)}] &= [A]^T \cdot [\dot{\phi}^{(y)}]; \\ [\dot{I}^{(b)}] &= [Y^{(b)}] \cdot ([\dot{U}^{(b)}] + [\dot{E}^{(b)}]) - [j^{(b)}]; \end{aligned}$$

где  $[\dot{\phi}^{(y)}]$  – матрица-столбец комплексных действующих значений узловых потенциалов;  $[Y^{(y)}]$  – матрица комплексных узловых проводимостей;  $[J^{(y)}]$  – матрица-столбец комплексных эквивалентных узловых источников тока;  $[A]$  – матрица узловых соединений, соответствующая полной схеме замещения;  $[Y^{(b)}]$  – матрица комплексных проводимостей ветвей;  $[\dot{E}^{(b)}]$  – матрица столбец комплексных ЭДС ветвей;  $[J^{(b)}]$  – матрица-столбец комплексных источников тока ветвей;  $[\dot{U}^{(b)}]$  – матрица-столбец комплексных напряжений ветвей;  $[i^{(b)}]$  – матрица-столбец комплексных токов ветвей.

Для реализации названного или иного матричного метода теоретической электротехники необходимо определить топологию и электрофизические свойства всех элементов, образующих анализируемую электрическую сеть. Типовые элементы сети назовем сетевыми объектами (воздушные и кабельные линии, трансформаторы и автотрансформаторы, реакторы, конденсаторные батареи и т.п.). Для построения глобальных матриц сети, представленных в приведенных уравнениях, необходимо предварительно определить для каждого типового сетевого объекта локальную топологическую матрицу (например матрицу соединений) и локальную матрицу электрофизических свойств (например матрицу адмитансов). Названные локальные топологические матрицы всех сетевых объектов в совокупности образуют глобальную топологическую матрицу сети (в данном случае матрицу  $A$ ). Локальные матрицы электрофизические свойства всех сетевых объектов в совокупности образуют глобальную матрицу электрофизических свойств сети (в данном случае матрицу проводимостей ветвей).

Наибольший объем аналитической работы связан с определением параметров матриц электрофизических свойств (поперечных адмитансов или продольных импедансов) различных сетевых объектов. Для примера рассмотрим матрицу продольных импедансов сетевого объекта «Воздушная линия»:

$$[Z^{(b)}] = \begin{bmatrix} R_A + j\omega L_A & j\omega M_{AB} & j\omega M_{AC} & -j\omega M_{AN} \\ j\omega M_{BA} & R_B + j\omega L_B & j\omega M_{BC} & -j\omega M_{BN} \\ j\omega M_{CA} & j\omega M_{CB} & R_C + j\omega L_C & -j\omega M_{CN} \\ -j\omega M_{NA} & -j\omega M_{NB} & -j\omega M_{NC} & R_N + j\omega L_N \end{bmatrix}$$

Матрица импедансов ветвей  $[Z^{(b)}]$  состоит из диагональных элементов – активных сопротивлений и продольных индуктивных сопротивлений линий, а также внедиагональных – взаимных индуктивных сопротивлений линий, вычисляемых методами теории электромагнитного поля.

Сетевые объекты типа «Жилой дом», «Многоквартирный жилой дом» и сетевые объекты, соответствующие понятию «Обобщенная нагрузка», также представляются соответствующими матрицами, определяемыми путем вероятностного моделирования величин нагрузок на дискретных интервалах времени в течение расчетных суток.

По методу узловых потенциалов по трёхфазной схеме замещения проведен расчет режимов в распределительных сетях 0,4кВ микрорайона г. Киржач (Владимирская область). Рассматриваемая распределительная сеть представлена 345 сетевыми объектами при общем числе потребителей электроэнергии 136. Участок сети охватывает 7 улиц, 68 жилых здания и трансформаторную подстанцию. Расчет определены технические потери электрической энергии, выявлены участки с показателями качества электрической энергии не соответствующие ГОСТ 13109-97. Проведен анализ аварийных ситуаций, в том числе различных типов коротких замыканий с учетом множества факторов, в том числе влияния нагрузок, что недоступно существующим методам расчета по однолинейным схемам. Проведены также расчеты вариантов реконструкции указанной сети с учетом замены ее участков на самонесущие системы проводников большего сечения и перераспределения нагрузок по фазам, предложен экономически эффективный вариант реконструкции данной сети. Применение матричных методов теоретической электротехники, позволяющих производить моделирование режимов сетей отдельных жилых домов, комплексов жилых домов, промышленных и иных объектов, ориентировано на повышение энергоэффективности и надежности таких сетей. Эти методы обеспечивают получение необходимой информации для технически и экономически обоснованного применения автоматизированных систем АСКУЭ.

## Список использованной литературы:

1. Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе // Энергорынок. – 2010, – № 6.
2. Основы современной энергетики: В 2-х т., том 2. Современная электроэнергетика / Под ред. А.П. Бурмана, В.А. Строева. – М.: Издательский дом МЭИ, – 2008.
3. Теоретические основы электротехники. В 2-х т., том 1/ Под ред. П.А. Ионкина – М.: Высшая школа, – 1976.
4. Сбитнев С.А., Шмелев В.Е., Куйдин Н.А. «Модель силового трансформатора, представленная полной трехфазной схемой замещения». Материалы междунар. конф. «Перспективные инновации в науке, образовании, производстве и транспорте». –Одесса, –2011.

УДК 621.311.001.57

## Влияние угла сдвига фаз на расчет параметров сети при гармонических искажениях

Я. Э. Шклярский, В. С. Добуш

Национальный минерально-сырьевой университет "Горный", г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail: [griimov@yandex.ru](mailto:griimov@yandex.ru)

В статье проанализировано влияние энергетических характеристик нелинейной нагрузки на расчет параметров цепи. На основе примера электрической цепи рассчитана погрешность применения схем замещения нелинейной нагрузки с учетом и без учета углов сдвига фаз между током и напряжением на высших гармониках.

Современное производство нельзя представить сегодня без наличия огромного количества регулируемых приводов, которые являются основными потребителями электроэнергии на предприятии. Их работа основана на использовании элементов силовой электроники, которые имеют весомый недостаток: они ухудшают качество электроэнергии и могут привести к выходу из строя элементов энергосистемы. Поэтому вопросы связанные с расчетом и прогнозированием уровней гармоник являются актуальными как для потребителей, так и для поставщиков электроэнергии.

Традиционно при расчетах нелинейный источник напряжения заменяют на совокупность источников напряжения, амплитуды которых соответствуют спектру источника, а фаза принимается равной нулю. Нелинейные элементы заменяются на источники тока, амплитуды которых соответствуют спектру нагрузки, а фаза также принимается равной нулю. Очевидно, что при воздействии на цепь только нелинейного источника или только нелинейной нагрузки учет фаз отдельных гармоник не требуется. Интерес вызывает только случай когда в цепи присутствуют оба этих нелинейных элемента. Данный случай и был рассмотрен в статье (рис. 1).

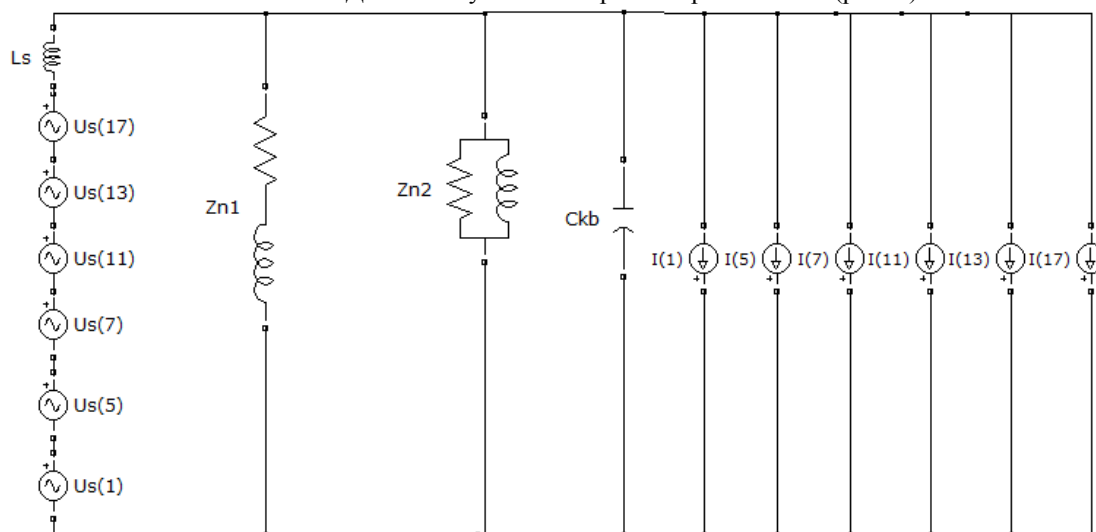


Рис. 1. «Обобщенная схема замещения сети».



Для оценки влияния угла сдвига фаз была построена компьютерная модель цепи с трехфазным тиристорным мостом в пакете Simulink (рис. 2), который заменяет нелинейный элемент, и традиционная модель (рис. 1) с заменой нелинейного элемента совокупностью источников тока, не учитывающая угол сдвига фаз. Параметры рассматриваемых моделей представлены ниже.

- 1) Параметры источника сетевого напряжения  
 $U_S(1)=5773$  В,  $U_S(5)=390$  В,  $U_S(7)=150$  В,  $U_S(11)=93$  В,  $U_S(13)=82$  В,  $U_S(17)=61$  В
- 2) Параметры нелинейной нагрузки  
 $I_S(1)=500$  А,  $I_S(5)=100$  А,  $I_S(7)=71,4$  А,  $I_S(11)=45,5$  А,  $I_S(13)=38,5$  А,  $I_S(17)=29,4$  А.
- 3) Индуктивность ЛЭП  
 $L_S=0.2547$  мГн
- 4) Параметры линейной нагрузки  
 $R_{n1}=67.534$  Ом,  $L_{n1}=0.155$  Гн,  $R_{n2}=16.67$  Ом,  $L_{n2}=0.08$  Гн
- 5) Параметры КБ  
 $C=149,6 \cdot 10^{-6}$  Ф.

Для обеих схем за целевой параметр принята величина тока конденсаторной батареи (КБ). Так как конденсаторы являются самым чувствительным звеном по отношению к высшим гармоникам. Для высших гармоник КБ имеет малое сопротивление, а значит при незначительных высших гармониках напряжения появляются значительные токи высших гармоник, протекающих через КБ. ГОСТом-1282 определяется возможная перегрузка по току в 30% от номинальной величины, а по напряжению в 10%. Также доказано значительное сокращение срока службы батарей при перегрузке менее 30%.

Замена нелинейного элемента моделью тиристорного моста эквивалентна, так как во-первых основной вид мощной нелинейной нагрузки является как раз тиристорный выпрямитель, во-вторых рассматриваемый спектр нелинейной нагрузки схож со спектром выпрямителя.

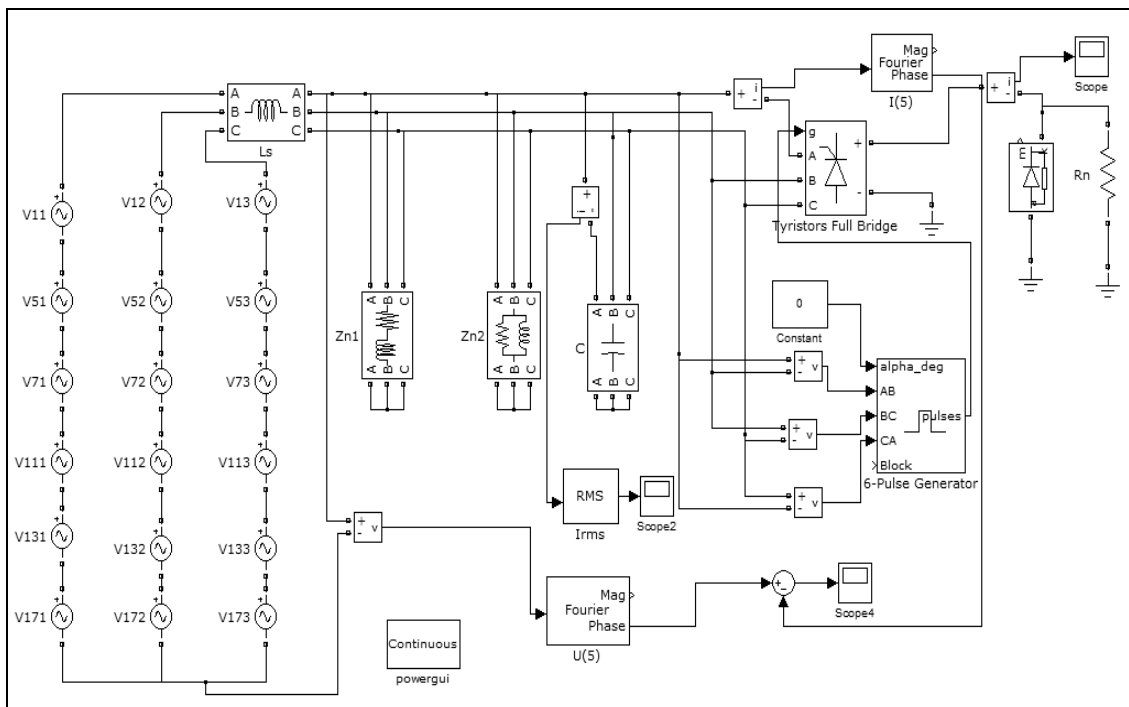


Рис. 2. «Имитационная модель».

Совокупность источников напряжения имитирует трехфазную питающую сеть с искажениями,  $L_S$ -индуктивное сопротивление системы,  $Z_{n1}$ ,  $Z_{n2}$ -сопротивление нагрузки,  $C$ -емкость конденсаторной батареи, *Tyristsors Full Bridge*-модель тиристорного выпрямителя, блок *6-pulse Generator*-система управления выпрямителя, блок *Constant* необходим для задания угла зажигания тиристоров, все остальные блоки необходимы для измерения параметров цепи. Сравнительная диаграмма исходного спектра тока нелинейной нагрузки и спектра потребленного тока тиристорного моста при угле открытия ключей  $0^\circ$  представлена на рис. 3.

Диаграмма показывает, что спектры схожи и различие в спектрах не превышает 3% от исходной величины основной гармоники тока нелинейной нагрузки, а различие в среднеквадратических значениях тока равна 2%, а потому моделью, которая была построена можно пользоваться и выводы полученные из анализа будут верны и для реальной нелинейной нагрузки.

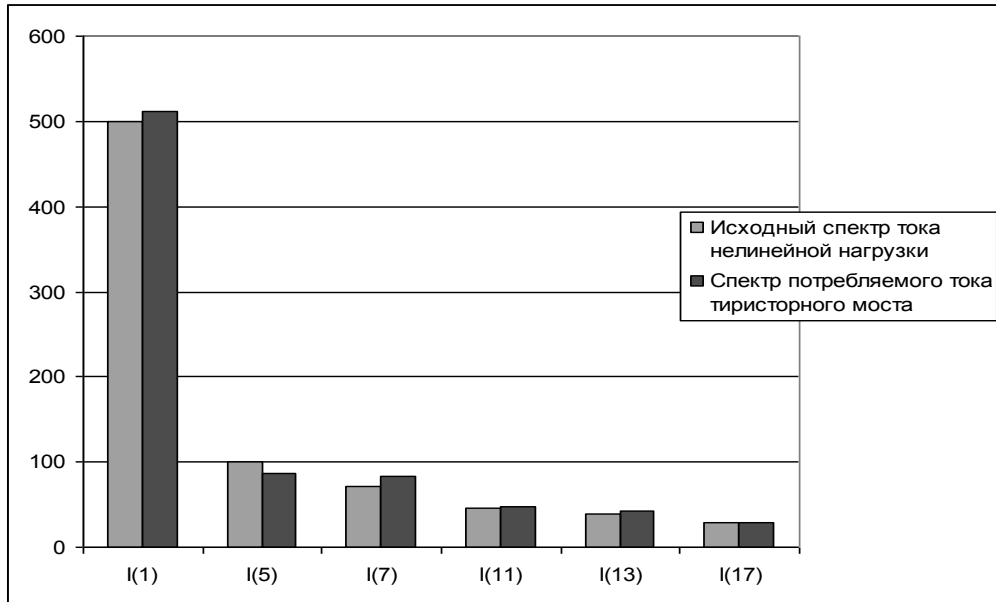


Рис. 3. «Сравнительная диаграмма исходного спектра тока и спектра тока, потребляемого тиристорным мостом».

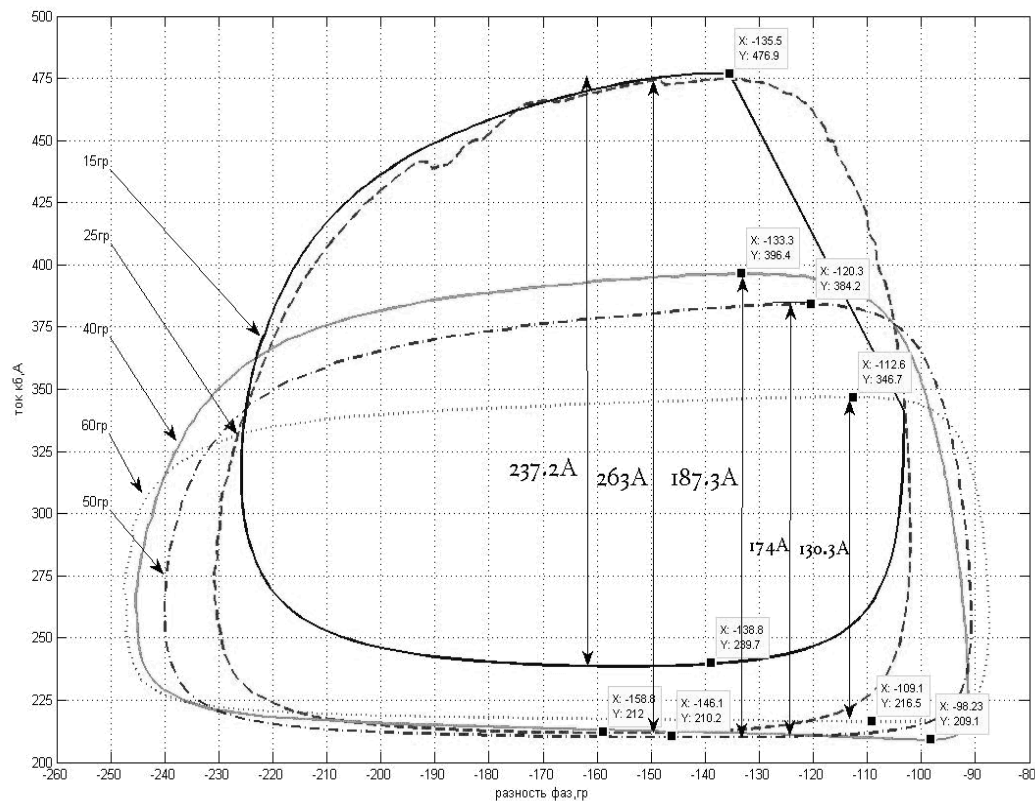


Рис. 4. «Семейство графиков зависимости тока КБ от угла сдвига фаз на пятой гармонике при различных углах открытия тиристорных».

Суть эксперимента состоит в следующем при изменении угла сдвига фаз на 5 гармонике между током нелинейной нагрузки и напряжением питающей сети измеряем действующее значение тока конденсаторной батареи, тоже самое проделываем для различных углов открытия тиристоров, для того чтобы определить влияние угла сдвига фаз на величину тока КБ. Пятая гармоника выбрана из-за того, что она имеет наибольшее влияние на величину тока КБ после основной гармоники, а угол сдвига фаз на основной гармонике регулируется только углом открытия тиристоров, который задается в зависимости от нагрузки.

На представленном рисунке 3 показано семейство характеристик полученных для пятой гармоники при различных углах открытия ключей. Как следует из рисунка угол сдвига фаз значительно влияет на определение тока КБ, например, даже при угле открытия  $15^{\circ}$ . величина тока КБ колеблется между 283,7А и 477А при этом традиционная модель дает результат в 350А при  $0^{\circ}$ . Это означает, что если мы воспользуемся традиционной моделью подсчетов результат расчет расчетов может расходиться с реальными показаниями на 19% в большую сторону (на показаниях приборов 237,9А) или на 36% в меньшую сторону, а это уже означает перегрузку по току конденсаторной батареи больше 30%, больше, чем предусмотрено ГОСТом-1282.

Из всего сказанного выше следует сделать следующие выводы:

- одной и той же разности фаз соответствуют два различных значения тока КБ, поэтому при точных расчетах следует учитывать не разность фаз между током и напряжением, а начальные фазы источника питания и нелинейной нагрузки.

- следует отметить, что максимальное отличие традиционной модели от значений рассчитанных с помощью модели компьютерной достигается при угле открытия тиристоров в  $25^{\circ}$ , вследствие резонансных явлений в цепи. Далее при увеличении угла открытия тиристоров разница между значениями тока КБ при различных начальных фазах тока и напряжения уменьшается вследствие уменьшения потребления тока нелинейной нагрузки.

#### Список использованной литературы:

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. В 3-х ч. Издание девятое. – М.: Высшая школа. – 1996.
2. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MatLab, SimPowerSystems и Simulink. – Издательство Питер. – 2008.
3. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, – 2000. – 331 с.
4. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: Издательство ЭНАС, – 2009. – 456 с.

УДК 621.314

### Повышение энергоэффективности промышленного предприятия за счет прогнозирования электрических нагрузок

**Ю.П. Максимов, А.А. Тетерятник**

*Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир, Россия  
E-mail: kaf\_electro@vlsu.ru*

Повышение энергоэффективности промышленного предприятия может быть обеспечено за счет многих факторов, например, рационального расхода энергоресурсов, снижения потерь мощности и др. Прогнозирование электрических нагрузок является также важным фактором, влияющим на энергоэффективность. Кроме того, вопросу прогнозирования электрических нагрузок уделяется большое внимание при решении и таких задач, как: проектирование систем электроснабжения, расчет надежности систем электроснабжения, управление режимами работы электрических сетей и других.

В зависимости от решаемых задач могут быть использованы различные методы:

- детерминированный подход (нагрузка задается постоянной во времени величиной – током, мощностью или проводимостью) [1];
- комбинированный способ (активная составляющая нагрузки задается постоянной величиной активной составляющей тока, а реактивная составляющая – постоянной величиной реактивной составляющей сопротивления) [2];
- вероятностный метод задания нагрузки (учитывает случайный характер изменения нагрузки) [3].

В свою очередь, методы прогнозирования электрических нагрузок, основанные на предположении о вероятностном характере электропотребления в соответствии с [4] можно классифицировать, например, на:

- методы прогнозирования с помощью скользящей средней;
- методы экспоненциального сглаживания;
- методы адаптивной фильтрации и другие.

Целью настоящей работы является построение математической модели прогнозирования для исследования электрических нагрузок промышленного предприятия, учитывающей вероятностный характер электропотребления.

В зависимости от используемых методик, прогнозная модель может быть алгоритмической или аналитической[5]. Алгоритмическая модель учитывает время и прошлые значения прогнозируемого параметра, а аналитическая модель позволяет рассчитывать прогнозные значения на основе технологических факторов производства. В работе предлагается алгоритмическая модель, которая может быть представлена в виде:

$$y(t)=u(t)+s(t)+c(t)+\acute{e}(t), \quad t=r\Delta t, \quad r=1,2,\dots,n,$$

где  $u(t)$  – тренд электрической нагрузки,  $s(t)$  – сезонная составляющая изменения нагрузки,  $c(t)$  – циклическая составляющая изменения нагрузки,  $\acute{e}(t)$  – случайная величина с законом распределения близким к нормальному

Для определения  $u(t)$  могут использоваться различные подходы, например, адаптивные методы, имеющие «механизм» автонастройки, способный оперативно реагировать на изменения нагрузки, путем учета прогноза, сделанного на предыдущем шаге. У истоков адаптивных методов лежит модель экспоненциального сглаживания, для которой используется следующая рекуррентная формула [5]:

$$S_t = \alpha y(t) + (1-\alpha)S_{t-1} \quad (1),$$

где  $S_t$  и  $S_{t-1}$  – значения экспоненциальной средней, соответственно в момент  $t$  и  $t-1$ ;  
 $\alpha$  – параметр сглаживания,  $0 < \alpha < 1$ .

Выражение (1) можно представить в виде  $S_t = S_{t-1} + \alpha[y(t) - S_{t-1}]$ ,

Величину  $[y(t) - S_{t-1}]$  – можно рассматривать как погрешность прогноза. Тогда новый прогноз  $S_t$  получается в результате корректировки предыдущего прогноза, с учетом его ошибки. Таким образом, модель постоянно учитывает новую информацию, приспосабливается к ней, и к концу периода наблюдения отображает тенденцию, сложившуюся на текущий момент. В различных методах прогнозирования процесс адаптации модели осуществляется по разному. Базовыми адаптивными моделями являются: модель Брауна и двухпараметрическая модель Хольта, для которых  $y^*(t) = u(t) + \acute{e}(t)$

Многие временные ряды электрических нагрузок промышленных предприятий содержат сезонные колебания  $s(t)$ . В зависимости от характера этих колебаний их делят на два класса: мультипликативные и аддитивные. При мультипликативных сезонных колебаниях нагрузки предполагается, что амплитуда колебаний изменяется во времени пропорционально уровню тренда,  $y^*(t) = u(t)s_m(t) + \acute{e}(t)$ . При аддитивном характере сезонности,  $y^*(t) = u(t) + s_A(t) + \acute{e}(t)$ , где  $s_m(t)$  – мультипликативный сезонный фактор,  $s_A(t)$  – аддитивный сезонный фактор. В[5] описаны алгоритмы построения модели Хольта-Уинтерса, учитывающей мультипликативную сезонность и модель Тейла-Вейджа, которая является аддитивной моделью сезонных явлений.

Циклическая составляющая нагрузки  $c(t)$  описывает длительные периоды относительного спада или подъема. Разница между циклической и сезонной компонентой состоит в том, что сезонная имеет регулярную (сезонную) периодичность, тогда как циклические факторы имеют, как правило, более длительный период, который к тому же меняется от цикла к циклу.

Для прогнозирования электрических нагрузок промышленного предприятия предлагается использовать алгоритмическую модель, которая может быть построена на основе известных прогнозных моделей, например, модели Брауна, Хольта, Хольта-Уинтерса или Тейла-Вейджа.

#### Список использованной литературы:

1. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем.–М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 288 с.
2. Колисниченко А.Б. Моделирование несимметричных режимов электрических сетей до 1 кВ с учетом статических характеристик нагрузок//Преобразования и стабилизация параметров электроэнергии: Сб.науч. тр. – Киев: Наук.думка.– 1990. – С. 21 – 25.
3. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. – М.: Энергоатомиздат. – 1990.–128 с.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов.–М.: Интернет Инжиниринг, – 2006. – 672 с.
5. Статистические методы прогнозирования в экономике: Учебное пособие / Т.А.Дубровина.

Московский государственный университет экономики, статистики и информатики. – М.: – 2004. – 136 с.

УДК 621.311

### Энергоэффективность и мероприятия по снижению потерь мощности в электрических сетях

*Ю.П. Максимов, А.А. Тетерятник*

*Владимирский государственный университет А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир, Россия*

*E-mail : kaf\_electro@vlsu.ru*

В работе приводятся мероприятия по снижению потерь мощности, позволяющие повысить энергоэффективность электрических сетей.

Одним из условий повышения энергоэффективности электрических сетей является снижение потерь мощности в них. Все мероприятия по снижению потерь в электрических сетях могут быть разделены на три группы [1]:

- организационные, связанные с совершенствованием эксплуатационного обслуживания и оптимизацией схем и режимов работы электрических сетей;
- технические, к которым относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей;
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии.

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей. Поэтому разработка методов анализа потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий по их снижению являются весьма актуальными задачами.

Все потери в электрических сетях можно разделить на технологические и коммерческие. В свою очередь технологические потери делятся на технические и потери, обусловленные погрешностями приборов учета. Коммерческие потери могут быть представлены: нормативными и сверхнормативными потерями. Особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии. В основе норматива потерь лежат технические потери электроэнергии в электрических сетях, обусловленные физическими процессами передачи и распределения электроэнергии, определяемые расчетным путем и включающие «переменные» и условно-постоянные потери, а также нормативный расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

В норматив потерь должны включаться:

- потери холостого хода в трансформаторах, батареях статических конденсаторов и статических компенсаторов, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК;
- потери на корону в линиях; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- прочие обоснованные и документально подтвержденные условно-постоянные потери;
- нагрузочные переменные потери в электрических сетях;
- потери в связи с погрешностями приборов учета электроэнергии.

Все мероприятия по снижению потерь электроэнергии можно условно распределить на пять групп [2]: группа 1 - мероприятия, реализация которых приводит к снижению технических потерь электроэнергии; группа 2 - мероприятия, реализация которых приводит к снижению потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета; группа 3 - мероприятия, реализация которых приводит к снижению коммерческих потерь электроэнергии; группа 4 - мероприятия, реализация которых приводит к снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии; группа 5 - мероприятия, реализация которых приводит к снижению коммерческих потерь и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета.

Можно подчеркнуть, что такое деление условно, но оно имеет право на существование. Для сетевых компаний с существенной долей сетей 10–0,38 кВ и большим количеством абонентов категорий «население» и «непромышленные потребители» наибольший эффект приносит реализация некоторых мероприятий группы 3, а также всех мероприятий групп 4 и 5. Для

компаний с преобладающей долей сетей от 35 кВ и выше наиболее актуальными следует считать мероприятия групп 1 и 2, а также частично группы 5. Для сетевых организаций с протяженными замкнутыми сетями высокого напряжения, осуществляющих существенный транзит электроэнергии, особую важность представляют мероприятия группы 1 [3].

Не все из способов снижения потерь электроэнергии имеют одинаковую эффективность, поэтому приходится расставлять приоритеты. Если рассмотреть компанию, на балансе которой имеются сети всех классов напряжения, то ранжировка мероприятий может иметь следующий вид:

1. Мероприятия выполняемые постоянно: мероприятия по снижению коммерческих потерь, в первую очередь проведение рейдов по выявлению и предотвращению хищений и отключение неплательщиков, а также организационные мероприятия по снижению технических потерь. К организационным мероприятиям по обнаружению, предотвращению, устранению и недопущению впредь фактов хищения электроэнергии можно отнести следующие [4]: - полномасштабное использование правовых административно-уголовных мер для неотвратимого воздействия на расхитителей электрической энергии; -внедрение согласованного расчетного учета электроэнергии между энергоснабжающими организациями и энергоемкими потребителями; - переход энергосбытовых организаций на контроль работы расчетных приборов учета с выпиской счетов потребителям в бытовом и мелкоотраслевом секторе; -организация рейдов по выявлению фактов хищения электроэнергии; -создание телефонов доверия; -разработка системы стимулирования и материального поощрения инспекторов и контролеров энергосбытовых организаций за выявление фактов хищения электроэнергии; -проведение ревизий и маркирование средств учета специальными знаками; -организация массового внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии; -использование систем учета с дистанционной передачей информации от расчетных приборов учета по силовой цепи электроснабжения потребителей; - установка расчетных приборов учета на стороне высшего напряжения абонентских трансформаторов; -перенос расчетных приборов учета за границы балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных владений (коттеджей, садоводческих товариществ и т.п.); - согласование однолинейных схем электроснабжения вновь вводимых и реконструированных электроустановок не только с Энергосбытом, но и с органами Ростехнадзора. К техническим мероприятиям по выявлению, предупреждению и устранению фактов хищения электроэнергии относятся: - совершенствование конструкции индукционных счетчиков; - применение индукционных счетчиков со стопорами обратного хода; -применение индукционных счетчиков с реверсивным счетным механизмом; - замена индукционных счетчиков на электронные; - разработка и серийный выпуск защитных экранов или других подобных устройств для защиты электронных счетчиков от воздействия влияния электромагнитных полей; - применение приборов-индикаторов, позволяющих сравнивать значения токов нагрузки в фазном и нулевом проводах; - применение электронных сканеров, позволяющих выявлять скрытую электропроводку, выполненную в обход схемы учета электроэнергии; -проверка правильности схем включения приборов учета, порядка чередования фаз и правильности работы счетного механизма.

2. Мероприятия включаемые в инвестиционную программу на ближайшие 3-5 лет: быстро окупаемые технические мероприятия, в первую очередь замена проводов и линий ответвления к зданиям 0,38 кВ с применением СИП, а также большая часть мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

3. Мероприятия включаемые в программы долгосрочного развития: Основная масса технических мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей всех классов напряжения.

4. Мероприятия по снижению потребления электроэнергии в быту [5]: - использование электроэнергии с целью отопления нерационально с учетом большой её стоимости. Но, тем не менее, иногда электричество единственный источник энергии. В настоящее время существует много современных способов отопления, имеющих явные преимущества перед традиционными: длинноволновые обогреватели, теплые полы, теплоаккумуляторы. Последние позволяют использовать выгоду низкого "ночного" тарифа на электроэнергию, т.к. именно во время действия этого тарифа происходит накопление тепла в теплоаккумуляторах. В дневное же время они отдают тепло строго в соответствии с выставленной температурой. В случае электроотопления установка двухтарифного учета просто обязательна. Часто в быту в совокупности с центральным отоплением используются масляные радиаторы. Прежде чем их использовать необходимо позаботиться о снижении потерь тепла в квартире; - электроплиты стоят на втором месте по энергопотреблению, годовое потребление электроэнергии ими составляет 1200-1400 кВт. Здесь

существуют некоторые правила эффективного использования электричества: Использование конфорки на полную мощность только на время, необходимое для закипания. Далее мощность понижается до уровня необходимого для поддержания кипения (выше 100 градусов температура все равно не поднимется). Продукты, требующие долгой варки необходимо варить на маленькой конфорке. Диаметр посуды должен быть равен или немного больше диаметра конфорки, дно должно иметь наибольший контакт (предпочтительнее плоское и ровное). Пользование посудой с искривлённым дном может привести к перерасходу электроэнергии до 40-60 %. Кастриולי необходимо закрывать крышкой. При кипячении и подогреве воды лучше наливать столько воды сколько необходимо для предстоящего чаепития. Своевременно удаляйте накипь. Применение скороварки существенно экономит энергию и время; - электробытовые приборы и электроника. Холодильник должен находиться в самом прохладном месте кухни подальше от батареи и плиты, желательнее возле наружной стены, но ни вплотную к ней. Автоматическую стиральную машину нужно использовать в ночное время (при установке двухтарифного счетчика);

- в быту необходимо использовать три системы освещения: общее, местное и комбинированное. Светильники общего освещения обычно являются самыми мощными светильниками в помещении, их основная задача – осветить всё как можно более равномерно. В одном или нескольких местах помещения следует обеспечить местное освещение с учётом конкретных условий. Такое освещение требует специальных светильников, устанавливаемых в непосредственной близости к письменному столу, креслу, туалетному столику и т.п. Комбинированные светильники за счет избирательного включения ламп могут выполнять функции общего и местного освещения. Наиболее экономичным является принцип зонального освещения, основанный на использовании общего, комбинированного или местного освещения отдельных функциональных зон. Если при освещении этих зон использовать лампы направленного света, настольные лампы, торшеры, бра, то в квартире станет уютнее, а следовательно, и комфортнее. Для такого зонального освещения подходят лампы в 1,5-2 раза менее мощные, чем в подвесных светильниках. В результате на комнату 18- 20 кв. м экономится до 200 кВт\*ч в год. В настоящее время существует огромный выбор более совершенных источников света. Но экономически эффективными являются не все из них (из-за их стоимости). Световая отдача некоторых источников света лк/Вт: лампа накаливания 12 ,галогенная лампа 22 , люминесцентная лампа 55 , ртутная лампа высокого давления 55 ,галогенная лампа высокого давления 80 , Натриевая лампа высокого давления 95 . Компактные люминесцентные лампы как служат примерно в 8 раз дольше ламп накаливания и потребляют меньше мощности. Это позволяет для средней квартиры (2-3 комнаты) сберечь до 1500 руб. за срок службы. В первой группе выделены наиболее приоритетные с точки зрения эффективности мероприятия, реализовывать которые необходимо постоянно. Выполнение большей части этих мероприятий не требует дополнительных затрат и зависит от того, как поставлена в компании работа с персоналом. Вторая группа, также позволяет существенно снизить потери, особенно вызванные ненормативными условиями работы комплексов учета электроэнергии. Но их реализация требует существенного вложения денег. Третья группа мероприятий направлена на развитие электросетей, повышение их надежности и улучшение качества электроэнергии. Эти мероприятия нужно предусматривать в долгосрочных перспективных планах развития сетевой компании. Четвертая группа предполагает применение современных энергоэффективных бытовых приборов и электронных многотарифных счетчиков.

#### Список использованной литературы:

1. Методические указания по определению потерь электроэнергии в городских электрических сетях 10(6)-0,4 кВ
2. Воротницкий В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения. Энергоэксперт, – № 3, – 2007. – С. 10 – 19.
3. [http://esco-ecosys.narod.ru/2005\\_7/art220.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2005_7/art220.htm)
4. [http://esco-ecosys.narod.ru/2003\\_7/art52.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2003_7/art52.htm)
5. Воротницкий В. Э., Загорский Я. Т., Апрыткин В. Н. и др. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. – 2000.– №5.

УДК 622.862.8

### Влияние низкочастотных поляризаций на величину тока утечки в изоляции электрической сети напряжением до 1 кВ

А.В. Пичуев

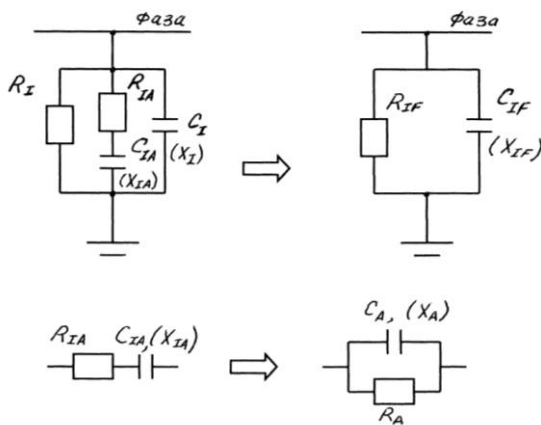
Московский государственный горный университет, г. Москва, Россия

E-mail: alleystone@mail.ru

Представлены расчетные параметры сопротивления изоляции электрической сети относительно земли с учетом ветви сопротивления току абсорбции и соответствующие параметрические зависимости. В результате анализа зависимостей подтверждена необходимость учета низкочастотных поляризаций в изоляции и возможность возникновения резонанса тока утечки

В процессе эксплуатации рудничных участков электрических сетей изоляция подвергается воздействию влаги, химически агрессивных веществ, нагреву, загрязнению и механическому воздействию, что приводит к снижению уровня ее сопротивления электрическому току и возникновению различного рода утечек. При этом возрастает опасность поражения человека электрическим током при случайном прикосновении к фазе сети.

При анализе токов утечки сопротивление изоляции электрической сети относительно земли традиционно представляют в виде активного  $R_I$  и емкостного  $X_I$  сопротивлений. Однако при этом необходимо учитывать дополнительную ветвь, представляющую собой последовательную



цепочку из активного  $R_{IA}$  и емкостного  $X_{IA}$  сопротивлений току абсорбции (рис. 1).

Рис. 1. Схема замещения сопротивления изоляции сети.

Появление тока абсорбции может быть обусловлено разными видами поляризационных процессов, происходящих в изоляции. Наиболее характерными для изоляции рудничного электрооборудования являются: ионная, дипольная и низкочастотная поляризации [1,2].

Выражения для сопротивления току абсорбции и соответствующей емкости запишутся в виде:

$$R_{IF} = \frac{\omega^2 \tau^2 + 1}{\omega^2 \tau^2 (G + S) + S} = \frac{R_I R_{IA}}{R_I + R_{IA}}; C_{IF} = \frac{C_I (\omega^2 \tau^2 + 1) + S \tau}{\omega^2 \tau^2 + 1} = C_I + C_{IA},$$

где  $G$  – сквозная проводимость фазной изоляции;  $S$  – начальная проводимость, соответствующая току абсорбции;  $\omega$  – круговая частота переменного напряжения;  $\tau$  – время затухания тока абсорбции или постоянная времени релаксации [2].

Составляющие эквивалентного фазного сопротивления изоляции сети относительно земли определяются по формулам:

$$R_{IF} = \frac{R_I Z_{IA}^2}{R_I R_{IA} + Z_{IA}^2}; X_{IF} = \frac{X_I Z_{IA}^2}{X_I X_{IA} + Z_{IA}^2},$$

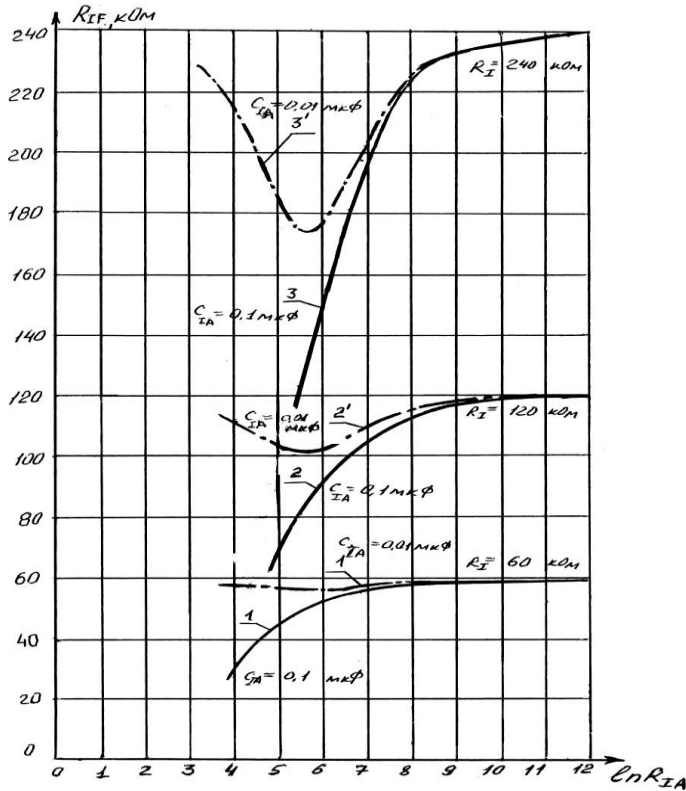
где  $Z_{IA} = \sqrt{R_{IA}^2 + X_{IA}^2}$  – полное сопротивление току абсорбции в фазе сети.

Электромагнитная постоянная затухания колебаний в контуре, образованном активными и емкостными сопротивлениями изоляции определится по формуле:

$$T_{IF} = \frac{X_{IF}}{R_{IF}} = \frac{X_I (R_I R_{IA} + Z_{IA}^2)}{R_I (X_I X_{IA} + Z_{IA}^2)}.$$



В результате выполненных расчетов были получены параметрические зависимости  $R_{IF} = f(\ln R_{IA})$  при  $C_1 = 0,1$  мкФ/фазу, и  $R_I = \text{var}$  (см. рис.2): 1 – 60 кОм, 2 – 120 кОм, 3 – 240 кОм кОм (при  $C_{IA} = 0,1$  мкФ); 1' – 60 кОм, 2' – 120 кОм, 3' – 240 кОм (при  $C_{IA} = 0,01$  мкФ).

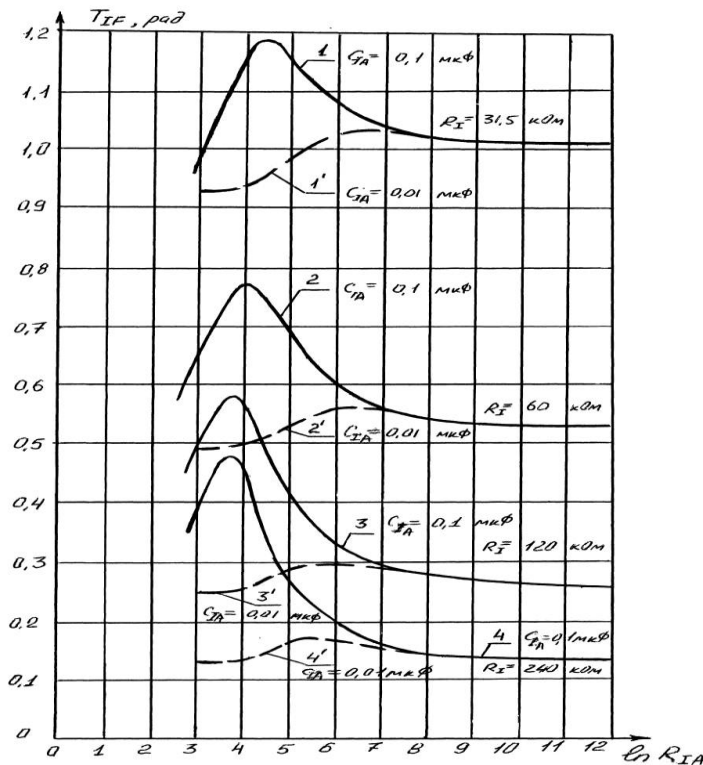


Для более полной картины, отражающей уровень значимости сопротивления абсорбции на рис.3 представлены зависимости  $T_{IF} = f(\ln R_{IA})$  при  $C_1 = 0,1$  мкФ/фазу, и  $R_I = \text{var}$ : 1 – 31,5 кОм, 2 – 60 кОм, 3 – 120 кОм, 4 – 240 кОм (при  $C_{IA} = 0,1$  мкФ); 1' – 31,5 кОм, 2' – 60 кОм, 3' – 120 кОм, 4' – 240 кОм (при  $C_{IA} = 0,01$  мкФ).

Рис. 2.

Анализ зависимостей  $T_{IF} = f(\ln R_{IA})$ , представленных на рис.3, показал, что при изменении активного сопротивления изоляции  $R_I$  в диапазоне 31,5÷240 кОм/фазу и емкости изоляции  $C_1 = 0,1$  мкФ/фазу происходит резкое снижение сопротивления  $R_{IF}$  при сопротивлении абсорбции  $R_{IA} = 125 \div 250$  кОм и емкости абсорбции, изменяющейся в диапазоне  $C_{IA} = 0,01 \div 0,1$  мкФ. При этом постоянная времени  $T_{IF}$  возрастает, причем для значений  $R_I < 120$  кОм/фазу это увеличение более чем двукратное.

Рис. 3.



Анализ нижнего предела допустимых сопротивлений показал их практическое совпадение для максимумов функций  $T_{IF} = f(\ln R_{IA})$  при  $C_{IA} \leq 0,1$  мкФ. Например, при  $R_{\text{доп}} = 24,2$  кОм, что соответствует максимальному значению  $T_{IF} = 1,178$  рад. При

изменении емкости изоляции в диапазоне  $C_1 = 0,1 \div 0,5$  мкФ/фазу и неизменном уровне активного сопротивления  $R_1 = 60$  кОм/фазу снижение эквивалентного сопротивления ниже допустимого предела возможно лишь при  $R_{1A} \leq 250$  кОм/фазу и  $C_{1A} > 0,1$  мкФ/фазу. При этом совпадения максимумов  $T_{IF}$  с соответствующими им значениями  $R_{доп}$  не наблюдается. Фактически емкость объемных зарядов становится соизмерима или даже превышает геометрическую емкость поясной изоляции. Электромагнитные колебания в контуре, образованном активными и емкостными сопротивлениями достигают максимальной частоты и амплитуды.

Графический анализ показал, что с ростом емкости  $C_{1A}$  электромагнитная постоянная  $T_{IF}$  увеличивается, причем функция имеет явно выраженный экстремум, который приходится на значения  $R_{1A}$  в диапазоне от 31,3 кОм до 125 кОм. При значениях емкости абсорбции соизмеримой с геометрической емкостью изоляции электромагнитная постоянная достигает максимального значения, т.е. поляризация имеет максимальную продолжительность.

Таким образом, на величину тока утечки оказывают влияние поляризационные процессы в изоляции, при которых уровень активного сопротивления абсорбции не превышает 500 кОм/фазу, а емкость абсорбции более 0,1 мкФ/фазу.

Чем выше уровень сопротивления изоляции сквозному току утечки, тем при более высоких уровнях сопротивления абсорбции возникают условия, при которых процессы поляризации приводят к снижению эквивалентного сопротивления до уровня  $R_{IF} \leq R_{доп}$ .

Реальное сопротивление изоляции сети относительно земли с учетом токов абсорбции может быть существенно ниже, допустимого уровня. При этом создаются условия для возникновения резонанса тока утечки при определенных соотношениях активного сопротивления  $R_{IF}$  и емкости  $C_{IF}$  изоляции сети в случае введения индуктивности в нейтраль силового трансформатора.

#### Список использованной литературы:

1. Тареев Б.М. Физика диэлектрических материалов. – М.: Энергия, – 1973.
2. Машкин А.Г. Разработка способов и средств обеспечения электробезопасности в рудничных электрических сетях напряжением до 1000 В. Дисс....канд. техн. наук. – М.:МГИ, – 1987.

УДК 622:621.316

### Компенсация емкостных токов утечки в низковольтных электрических сетях в условиях неявно выраженного резонанса

*А.В. Пичуев*

*Московский государственный горный университет, г. Москва, Россия*

*E-mail: alleystone@mail.ru*

Приведены зависимости распределения фазных напряжений и напряжения смещения нейтрали при возникновении режима однофазной утечки тока. Дано обоснование условий возникновения резонанса тока утечки в фазах электрической сети. Приведено описание способа и принцип действия устройства автоматической пофазной компенсации емкостной составляющей тока утечки.

Особенностью устройств компенсации емкостного тока утечки, реализованных в УЗО, является нелинейная зависимость их выходного напряжения от емкости изоляции сети относительно земли. Для эффективной компенсации емкостной составляющей тока утечки необходимо, чтобы ток в обмотке управления компенсирующего дросселя изменялся примерно пропорционально изменению емкости сети.

Применяемые в УЗО компенсирующие дроссели насыщения имеют значительную мощность управления, что обуславливает применение в устройствах компенсации мощных выходных усилителей постоянного тока. При этом для достижения требуемой точности настройки устройства компенсации необходимо, чтобы ток в обмотке управления не зависел от изменения сопротивления этой обмотки, напряжения источника питания, температуры окружающей среды и параметров элементов устройства управления [1].

В результате аналитических и экспериментальных исследований получены зависимости фазных напряжений и напряжения смещения нейтрали при изменении емкости изоляции фаз сети для случая прикосновения человека. Было установлено, что несмотря на нелинейный характер

изменения фазных напряжений при различных параметрах изоляции напряжение смещения нейтрали изменяется фактически по линейному закону.

На рис.1 приведены графики изменения фазных напряжений и напряжения смещения нейтрали при изменении емкости изоляции фаз сети для случая прикосновения человека фазе А.

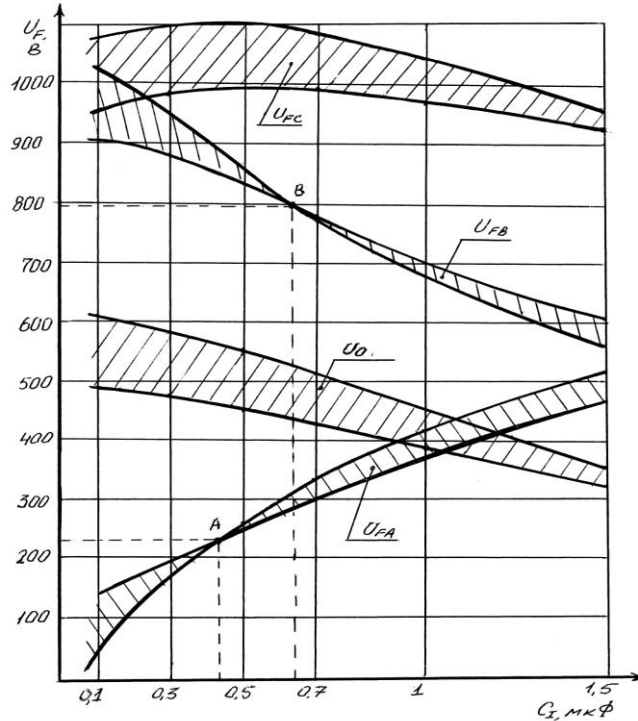


Рис. 1. Зависимости изменения фазных напряжений при однополюсном прикосновении человека к фазе А.

Диапазон изменения фазных напряжений при изменении активного сопротивления изоляции  $R_1=10,5\div 300$  кОм/фазу и емкости изоляции  $C_1=0,1\div 1,5$  мкФ/фазу выделен в виде заштрихованных зон.

В случае прикосновения в фазе А с ростом емкости напряжение  $\dot{U}_{FA}$  увеличивается до фазных значений, а  $\dot{U}_{FB}$  уменьшается от линейных до фазных значений. Напряжение  $\dot{U}_{FC}$  с ростом емкости изменяется гораздо в меньшей степени. При емкости изоляции  $C_1=0,45$  мкФ/фазу напряжение  $\dot{U}_{FA}$  практически не зависит от величины  $R_1$ . Аналогично при  $C_1=0,65$  мкФ/фазу напряжение  $\dot{U}_{FB}$  не зависит от величины  $R_1$ . Напряжение  $\dot{U}_{FC}$  в любом случае зависит от уровня активного сопротивления фазы сети.

Таким образом, в режиме однофазной утечки тока, при указанных емкостях, только в двух соответствующих фазах сети возможно достижение полного резонанса при включении индуктивного сопротивления в нейтраль трансформатора. При этом даже в них резонансные условия различны. Тем не менее, в заданном диапазоне изменения активных и емкостных сопротивлений изоляции фаз сети возможен частичный (неявно выраженный) резонанс тока утечки.

Современные УЗО реализуют только общую компенсацию емкостного тока утечки в электрической сети с изолированной нейтралью трансформатора. Управляющий сигнал с трехфазного выпрямителя через специальный усилитель поступает на обмотку управления магнитного усилителя (МУ) с внешней отрицательной обратной связью. При этом рабочая обмотка МУ включена между нейтральной точкой активно-индуктивного фильтра УЗО и землей через разделительный конденсатор.

В данной схеме достижение резонансного значения индуктивности рабочей обмотки невозможно, так как условия резонанса тока утечки в различных фазах сети не совпадают.

Например, при однофазной утечке ток в поврежденной фазе компенсируется полностью, в отстающей фазе частично, а в опережающей фазе вообще нет компенсации, т.к. для нее условия резонанса отсутствуют.

На рис.2. представлен вариант построения схемы устройства автоматической пофазной компенсации емкостного тока утечки.

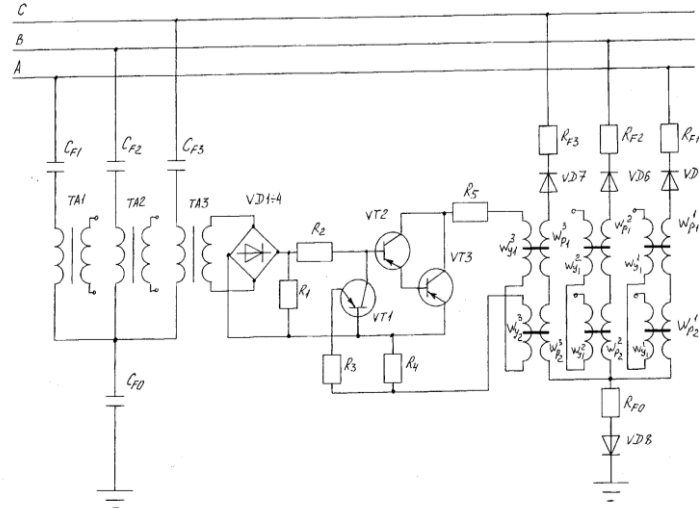


Рис. 2. Устройство автоматической пофазной компенсации емкостного тока утечки.

Устройство состоит из емкостного фильтра, ветви которого состоят из разделительных конденсаторов  $C_{F1} \div C_{F3}$  и индуктивных сопротивлений первичных обмоток измерительных трансформаторов  $TA1 \div TA3$ . Между нейтралью фильтра и землей дополнительно включен разделительный конденсатор  $C_{F0}$ .

Компенсирующий дроссель представляет собой активно-вентильный фильтр  $R_{F1} \div R_{F3}$ ,  $VD5 \div VD7$ , в ветви которого включены рабочие обмотки двухтактных магнитных усилителей. Между нейтралью компенсирующего дросселя и землей включено активное сопротивление  $R_{F0}$  и диод  $VD8$  для реализации функции выпрямителя рабочего тока в фазных обмотках МУ.

На схеме показан один из трех каналов управления МУ, который состоит из выпрямителя  $VD1 \div 4$ , подключенного к вторичной обмотке измерительного трансформатора  $TA3$ , специального усилителя на транзисторах  $VT1 \div 3$  и включенных встречно двух полуобмоток управления  $\omega_{y1}^3$  и  $\omega_{y2}^3$  фазного магнитного усилителя с рабочими полуобмотками  $\omega_{p1}^3$  и  $\omega_{p2}^3$ .

Устройство работает следующим образом. По каждой ветви емкостного фильтра протекает ток, значение которого определяется соответствующей емкостью фазы сети относительно земли. Этот ток через измерительный трансформатор  $TA3$  поступает на диодный выпрямитель  $VD1 \div 4$ . Входной ток усиливается составным транзистором  $VT2, VT3$ . Для стабилизации коэффициента усиления по току параллельно входу составного транзистора включен база-коллекторный переход регулирующего транзистора  $VT1$ . Эмиттер-базовый переход этого транзистора через резистор  $R4$  присоединен параллельно резистору  $R3$ , включенному последовательно с нагрузкой составного транзистора  $VT2, VT3$ . Таким образом в усилителе постоянного тока реализуются требования по мощности выходного сигнала и его независимости от параметров обмотки управления МУ, а также требования, предъявляемые к УЗО [1,2]. Выходной сигнал с усилителя подается на обмотку управления двухтактного МУ, индуктивное сопротивление рабочих обмоток которого изменяется пропорционально соответствующему емкостному току утечки. Таким образом индуктивность рабочей обмотки достигает значения, соответствующего условию резонанса тока в данной фазе.

Ток в других фазах регулируется по аналогичным каналам управления соответствующими рабочими полуобмотками фазных МУ, изменяя их индуктивность пропорционально фазным емкостям изоляции.

Реализация принципа пофазной компенсации позволяет добиться снижения тока утечки в случае прикосновения человека к токоведущим частям, и тем самым более эффективно реализовать защитные функции УЗО.

**Список использованной литературы:**

1. Дзюбан В.С. аппараты защиты от токов утечки в шахтных электрических сетях. – М.: «Недра». – 1982. – 152 с.
2. ГОСТ 12.4.155-85. ССБТ. Устройства защитного отключения.

УДК 621.867.2:621.313

**Технико-экономическое обоснование внедрения частотно-регулируемого электропривода ленточных конвейерных установок**

**Т.С. Камалов., О.З. Тоиров\***

*Институт Энергетики и автоматики Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент*

**E-mail: [tkamalov@yandex.ru](mailto:tkamalov@yandex.ru); [olimjon.t@mail.ru](mailto:olimjon.t@mail.ru)**

Определение эффективности применения плавного регулирования транспортировки ленточных конвейерных установок на базе частотно-регулируемого асинхронного двигателя производится сопоставлением показателей базового и нового варианта.

Базовый вариант, заложенный в проект - без частотного регулирования и прямой пуск асинхронных электродвигателей от сети.

Основанием для экономического обоснования использования регулирования производительности ленточных конвейерных установок на базе частотно-регулируемого асинхронного двигателя и плавного пуска асинхронного двигателя являются существующие подходы и методики, базирующиеся на рекомендациях и методиках по расчету экономической эффективности внедрения частотно-регулируемых электроприводов для механизмов [1,2,3,4].

Экономическая эффективность использования частотно-регулируемых электроприводов для конвейерных установок достигается зачет следующих составляющих:

$$\mathcal{E}_\Phi = \mathcal{E}_{\Phi_1} + \mathcal{E}_{\Phi_2} + \mathcal{E}_{\Phi_3} \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}_{\Phi_1}$  – экономический эффект за счет экономии электроэнергии за один год, сум.

$\mathcal{E}_{\Phi_2}$  – экономический эффект за счет ресурсосбережения оборудования за один год, сум.

$\mathcal{E}_{\Phi_3}$  – за счет снижения потребления реактивной мощности из системы.

Принимаем основное условие работы конвейера при переменном частотно – регулируемом электроприводе ленточного конвейера по сравнению с нерегулируемым электроприводом, при котором достигается транспортировка груза одиночного объема ленточным конвейером. Чтобы один и тот же объем груза  $Q$  доставить при разной загрузки ленты конвейера определим расход электроэнергии для каждого случая.

Для случая, когда лента конвейера вращается с постоянной скоростью, т.е. электропривод не регулируемый -  $\omega = const$ , расход электрической энергии определяется

$$W_1 = P_1(Q) \cdot t_1 \quad (2)$$

где  $P_1(Q)$  мощность электропривода, необходимый для работы конвейера при постоянной скорости;  $t_1$  – период работы.

Для случая, когда лента конвейера вращается с переменной скоростью, т.е. электропривод регулируемый -  $\omega = var$ , расход электрической энергии определяется

$$W_2 = P_2(Q) \cdot t_2 \quad (3)$$

где  $P_2(Q)$  мощность электропривода, необходимый для работы конвейера при переменный скорости;  $t_2$  – период работы.

В первом случае ленточный конвейер работают с неравномерной загрузкой. Во втором случае конвейер работает с заданной постоянной нагрузкой, обеспечивающей регулируемой скоростью электропривода конвейера от преобразователя частоты.

Очевидно, что чем незагруженный ленточный конвейер, который работает при постоянной скорости по сравнению с регулируемой скоростью эффект достигается за счет разности коэффициента загрузки ленточного конвейера, то есть загрузки электропривода.

Коэффициент загрузки формируется из двух составляющих – это запас по мощности выбранного двигателя конвейера и коэффициента заполнения сырьем конвейерной ленты в процессе эксплуатации, т.е.  $k_3 = \varphi(k_{заг}, k_{зан})$ . Где  $k_{заг}$  - коэффициент запаса по мощности в основном определяется из пусковых условий привода конвейера. Варианты пусковых условий могут быть: пуск конвейера вхолостую, т.е. когда отсутствует сырье на ленте; пуск конвейера при полной

нагрузке, т.е. когда сырье на ленте полностью загружено, что происходит, например, при аварийных остановках конвейера.  $k_{зан}$  – коэффициент, определяющий степень заполнения сырьем конвейерной ленты.

Для частотно-регулируемого электропривода, понятие коэффициента загрузки электропривода отличается от обычного представления при работе электропривода без частотного регулирования.

За счет ресурсосбережения оборудования, то есть повышения ресурса электродвигателей и приводных механизмов.

Согласно на основании многолетнего опыта АО научно-исследовательского института Электроэнергетики ВНИИЭ Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» (РАО «ЕЭС России») за счет внедрения частотно-регулируемых электроприводов для электродвигателей приводных механизмов различных технологических систем, а также по результатам натурных испытаний, замеров, длительных наблюдений определены усредненные интегральные величины экономии электроэнергии и энергоресурсов,

За счет повышения при частотном регулировании ресурса электродвигателей и приводных механизмов, увеличение межремонтного пробега и сокращения затрат на обслуживание и ремонты оборудования расчетную величину экономической эффективности за счет частотного регулирования следует увеличивать на 30-60%.

Выводы:

1. Потенциал энерго- и ресурсосбережения для ленточных конвейерных установок горнорудной промышленности при частотном регулировании электропривода с обеспечением постоянства загрузки на погонный метр ленты конвейера лежит в пределах 15 – 20%.
2. Расчет экономической эффективности на примере конвейерной установки с асинхронным электроприводом мощностью 90 кВт определен по двум составляющим, за счет экономии электроэнергии и ресурсосбережения. При этом срок окупаемости составляет 1,47 года.

#### Список используемой литературы:

1. Бабокин Г.И. Энергосбережение в электроприводе конвейера // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – М.:, 2002. – № 1. – С. 122-125.
2. Браславский И.Я., Ишматов З.Ш., Поляков В.Н. Энергосберегающий асинхронный электропривод / Под ред. И.Я.Браславского. – М.: Академия, – 2004. – 203 с.
3. Ильинский Н.Ф., Москаленко В.В. Электропривод. Энерго- и ресурсосбережение. – М.: ИЦ «Академия», – 2008. – 208 с.
4. Камалов Т.С., Тоиров О.З. Энерго- и ресурсосберегающие режимы работы ленточной конвейерной установки с асинхронным электроприводом // Илм-фан тараққийти ва иқтисодийти инновацион ривожлантириш: Тез. докл. Респ. научно-практ. конф. – Ташкент, – 2012. – С. 48 – 50.

#### Место возобновляемой энергетики в современных условиях

*Р.О. Федькин*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: roman\_fedkin@mail.ru*

Производство энергии, являющееся необходимым средством для существования и развития человечества, оказывает воздействие на природу и окружающую человека среду. Производство энергии предполагает ее получение в виде удобном для использования, а само получение - только преобразование из одного вида в другой. Одной из важных проблем в энергетике, кроме получения энергии, является обеспечение возможностей ее хранения и передачи.

Основой энергетики сегодняшнего дня являются топливные запасы углеводородного сырья (угля, нефти и газа). Из этого материала человечество получает около 90% энергии. Сегодня наиболее перспективным является природный газ, но его широкое использование связано с проблемами экологии. Могут быть и другие материалы и средства для получения энергии.

Назовем их "нетрадиционные" возобновляемые источники энергии (НВИЭ). Отметим главное отличие углеводородного материала от нетрадиционного для человечества материала получения энергии - исчерпаемость. Потому ныне перед всеми учеными мира стоит проблема нахождения и разработки новых альтернативных источников энергии. Малая и альтернативная

(нетрадиционная) энергетика – энергетика будущего. Ее неисчерпаемость, автономность, безопасность, экономичность служат гарантией этого утверждения.

Энергетика была бы небольшой частной составляющей общего развития общества, и уж, конечно, не оказалась бы в центре внимания мировой политики, если бы современное производство электроэнергии, преимущественно основанное на использовании огневых (сжигание) и атомных технологий:

- не было связано с неравномерно распределенными на планете (и ограниченными) ресурсами,
- не сказывалось на состоянии атмосферы и гидросферы,
- не изменяло бы облик целых регионов добычей нефти, газа, угля, урана,
- если бы не было связанных с энергетикой катастроф, затрагивающих жизни миллионов и стоящих обществу сотен миллиардов долларов (как Чернобыльская и Саяно-Шушенская аварии),
- если бы за энергоресурсы не велись войны, и цены на энергоносители не были бы командирами развития мировой экономики.

Однако реальность такова, что именно энергетические проблемы оказываются пружиной принятия большинства решений, меняющих облик нашей планеты и оказывающих влияние на жизнь и здоровье любого человека.

Экономика России базируется на не возобновляемых углеводородных топливно-энергетических ресурсах, причем, в большей степени, чем в большинстве промышленно развитых стран мира.

Применение возобновляемых источников энергии в России при наличии колоссальных возможностей практически отсутствует, в отличие от большинства промышленно развитых государств. Обусловлено это не столь развитой инфраструктурой и низкой плотностью заселения, а также относительно низкими ценами на природный газ.

Основные причины, указывающие на важность скорейшего перехода к АИЭ:

- глобально-экологические: сегодня общеизвестен и доказан факт пагубного влияния на окружающую среду традиционных энергодобывающих технологий (в т.ч. ядерных и термоядерных).
- политические: та страна, которая первой в полной мере освоит альтернативную энергетику, способна претендовать на мировое первенство и фактически диктовать цены на топливные ресурсы;
- экономические: переход на альтернативные технологии в энергетике позволит сохранить топливные ресурсы страны для переработки в химической и других отраслях промышленности. Кроме того, стоимость энергии, производимой многими альтернативными источниками, уже сегодня ниже стоимости энергии из традиционных источников, да и сроки окупаемости строительства альтернативных электростанций существенно короче. Цены на альтернативную энергию снижаются, на традиционную - растут;
- социальные: численность и плотность населения постоянно растут. При этом трудно найти районы строительства АЭС, ГРЭС, где производство энергии было бы рентабельно и безопасно для окружающей среды. Общеизвестны факты роста онкологических и других тяжелых заболеваний в районах расположения АЭС, крупных ГРЭС, предприятий топливно-энергетического комплекса, хорошо известен вред, наносимый гигантскими равнинными ГЭС, - всё это увеличивает социальную напряженность.
- эволюционно-исторические: в связи с ограниченностью топливных ресурсов на Земле, а также экспоненциальным нарастанием катастрофических изменений в атмосфере и биосфере планеты существующая традиционная энергетика представляется тупиковой; для эволюционного развития общества необходимо немедленно начать постепенный переход на альтернативные источники энергии.

Наибольшее применение получил самый изменчивый и непостоянный вид энергии - ветер. Суммарная мировая установленная мощность крупных ВЭУ и ВЭС, по разным оценкам, составляет от 10 до 20 ГВт.

Второе место по объему применения занимает геотермальная энергетика. Суммарная мировая мощность ГеоТЭС составляет не менее 6 ГВт.

Далее следует солнечная энергия. Она используется в основном для производства низкопотенциального тепла для коммунально-бытового горячего водоснабжения и теплоснабжения.

Таблица 1. Соотношение не возобновляемых и возобновляемых источников энергии в топливно-энергетических балансах России и некоторых зарубежных стран (2010 год), %.

Страны	Традиционные углеводородные ресурсы		Ядерное топливо	Возобновляемые источники энергии(*)	
	Всего	Газ		Всего	Гидроэнергия
Германия	83,6	21,2	13,0	3,4	0,6
Дания	88,7	22,9	0,0	11,3	0,0
Канада	76,0	29,4	7,5	16,5	12,1
Норвегия	50,4	13,3	0,0	49,6	44,7
Россия	91,0	51,8	5,6	3,4	2,3
США	85,9	23,7	9,1	5,0	0,9
Финляндия	56,9	10,6	18,2	24,9	3,9
Франция	52,3	13,4	41,1	6,6	2,2
Швеция	35,3	1,5	31,7	33,0	14,4
МИР	79,8	20,8	6,7	13,5	2,2

(\*) – без учета торфа. Торф учитывается в традиционных углеводородных ресурсах.

Таблица 2. Сравнительный анализ стоимости электроэнергии, полученной от различных источников энергии на электростанциях стран ЕС ( в центах за кВт·ч).

Электростанции на органическом и ядерном топливе, цент/кВт·ч	Электростанции на возобновляемых источниках энергии, цент/кВт·ч
Станции на газе – 6,4	Гидроэлектростанции – 4,1
	Геотермальные электростанции – 7,3
Станции на угле – 5,2	Ветроэлектростанции – 6,5
	Геотермальные станции – 6,0
Атомные электростанции – 12	Станции на отходах деревообработки – 6,4
	Солнечные фотоэлектрические станции – 28,0

Не менее интенсивно развивается использование энергии биомассы. Последняя может конвертироваться в технически удобные виды топлива или использоваться для получения энергии путем термохимической (сжигание, пиролиз, газификация) и (или) биологической конверсии. При этом используются древесные и другие растительные, а также органические отходы, в том числе городской мусор, отходы животноводства и птицеводства.

Указанные источники энергии имеют как положительные, так и отрицательные свойства. К положительным относятся повсеместная распространенность большинства их видов, экологическая чистота. Эксплуатационные затраты по использованию нетрадиционных источников не содержат топливной составляющей, так как энергия этих источников как бы бесплатная.

Отрицательные качества - это малая плотность потока (удельная мощность) и изменчивость во времени большинства НВИЭ. Что же касается «бесплатности» большинства видов НВИЭ, то этот фактор нивелируется значительными расходами на приобретение соответствующего оборудования.

#### Список используемой литературы:

1. Безруких П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра – необходимость. – М.: Наука в Сибири, – 2007. – № 50 (2536).
2. Ведяпин М., Степанов М. Экономическая география России. – М.: – 2002.
3. Тарнижевский Б. Состояние и перспективы использования НВИЭ в России. – Промышленная энергетика, – 2002, – № 6.

УДК 65.012.011.56

#### Моделирование асинхронного двигателя большой мощности с нагрузкой типа «компрессор»

*Антонова М.А., Ляпунов Д.Ю.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Произведён расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя большой мощности. В среде Matlab Simulink произведено моделирование двигателя с нагрузкой типа «компрессор». Получены кривые



переходных процессов: токов статора, угловой частоты вращения, электромагнитного момента. Подтверждена возможность применения методики расчета параметров схемы замещения асинхронного двигателя для электродвигателей большой мощности.

В настоящее время существует тенденция замены синхронных двигателей на более экономичные и надежные асинхронные двигатели с частотно-регулируемым приводом. Применение частотно-регулируемого асинхронного электропривода позволяет решить ряд технологических задач: снизить или полностью ликвидировать гидравлические удары, обеспечить требуемый уровень напора в системе и одновременно снизить энергопотребление и расход ресурсов.

Основным электрооборудованием компрессорной станции является электроприводной газоперекачивающий агрегат (далее ЭГПА) который осуществляет компримирование природного газа. Разработчиком и изготовителем ЭГПА является ЗАО «РЭПХ».

В процессе эксплуатации были выявлены особенности работы систем электроснабжения, содержащих подобные двигатели, требующие детального изучения. Исследование двигателя в различных режимах в реальности затруднено, поэтому моделирование его работы является актуальной задачей. Для исследования работы компрессора необходима адекватная модель асинхронного двигателя с нагрузкой типа «компрессор». Все компрессорные машины являются быстроходными. Особенность работы турбокомпрессоров состоит в том, что каждой частоте вращения соответствует определённая критическая подача машины, ниже которой работа машины становится неустойчивой [1].

В первую очередь для построения модели необходимо провести расчет параметров схемы замещения, который производится по методике, приведенной в [2].

Для короткозамкнутого асинхронного двигателя типа 1ТА2832-6AU01-Z (производитель Siemens), предназначенного для сжатия и транспортировки природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов, рассчитаны параметры схемы замещения по каталожным данным.

Основные параметры асинхронного двигателя:

- номинальная мощность двигателя  $P_n = 6600$  кВт ;
- номинальное напряжение  $U_{1n} = 3300$  В ;
- число фаз асинхронного двигателя  $m_1 = 3$  ;
- частота тока при синхронной частоте вращения  $f_{max} = 143,7$  Гц ;
- коэффициент полезного действия в режиме номинальной мощности  $\eta_n = 0,97$  ;
- коэффициент мощности в режиме номинальной мощности  $\cos \phi_n = 0,785$  ;
- кратность пускового тока  $k_i = 6$  ;
- кратность максимального момента  $k_{max} = 2$  .

Параметры схемы замещения приведены в таблице 1.

**Таблица 1.** Параметры схемы замещения

Параметр	$R_1, \text{Ом}$	$X_{1\sigma}, \text{Ом}$	$R_2', \text{Ом}$	$X_{2\sigma n}', \text{Ом}$	$X_{mn}, \text{Ом}$	$L_1, \text{мГн}$	$L_2, \text{мГн}$	$L_m, \text{мГн}$
Значение	0,065	0,131	0,064	0,178	4,724	5,387	5,429	5,232

Для моделирования систем существует среда MatLab Simulink, и специализированная библиотека SimPowerSystems, которая содержит в себе основные блоки электротехнических устройств.

Имитационная модель двигателя типа 1ТА2832-6AU01-Z приведена на рис. 1. Двигатель питается от источника напряжения 3300 В с частотой 143,7 Гц, соответствующей номинальной частоте двигателя.

Для моделирования механизма с реактивным моментом сопротивления использовано математическое описание вентиляторной нагрузки. Момент, создаваемый компрессором, описывается уравнением:

$$M_c = M_0 + k \cdot \omega^2,$$

где  $M_0 = 37 \text{ Н}\cdot\text{м}$  – момент холостого хода, который определен экспериментально,  
 $k = \frac{1}{95,954} = 0,0104$  – коэффициент, который определяется из условия: номинальная частота вращения двигателя достигается при номинальном моменте нагрузки на валу.

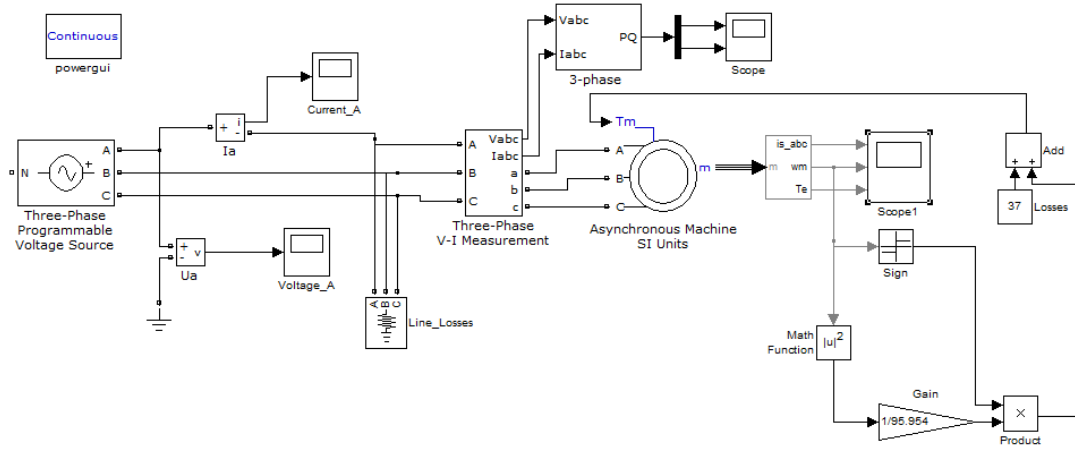


Рис. 1. Имитационная модель асинхронного двигателя с нагрузкой

Результаты моделирования в виде осциллограмм основных координат двигателя приведены на рис. 2.

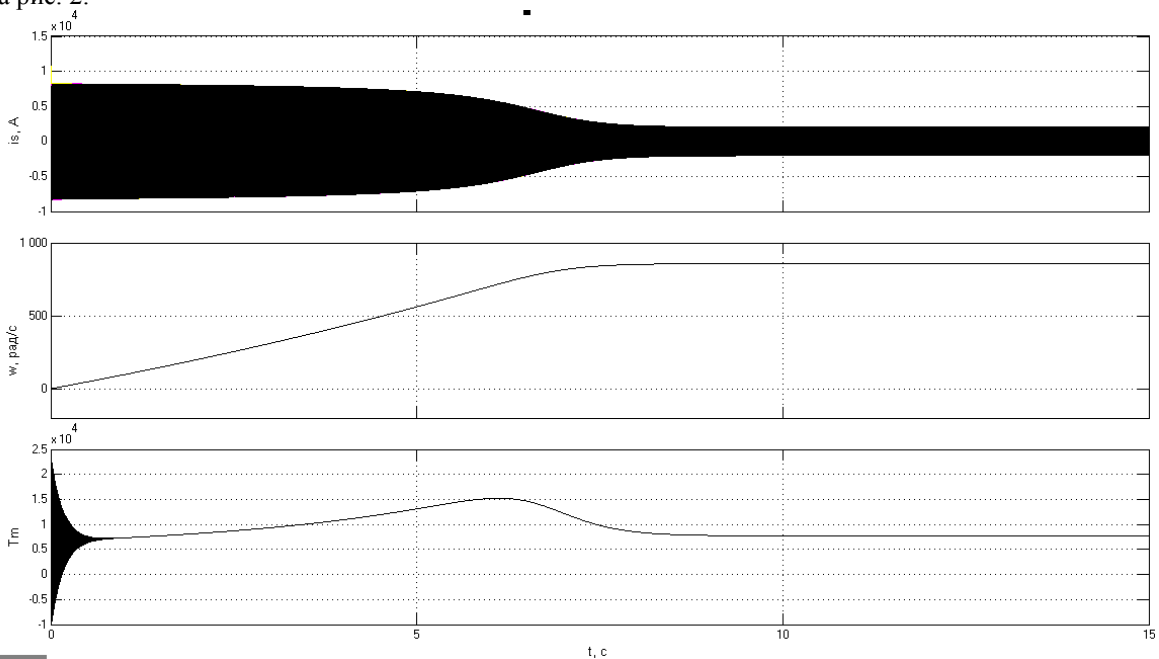


Рис. 2. Осциллограммы: ток статора, угловая частота вращения ротора, электромагнитный момент, соответственно.

Полученные характеристики переходных процессов говорят о том, что изложенная в [2] методика подходит для моделирования асинхронных двигателей большой мощности.

Время переходного процесса двигателя составило 7 с. Кроме того, переходные процессы по токам статора, угловой частоте вращения и моменту имеют типовой вид, который приведен в [3].

**Список используемой литературы:**

1. Справочник по автоматизированному электроприводу [Текст] / под ред. В.А. Елисеева и А.В. Шинянского. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 616 с.

2. Электропривод переменного тока: учебное пособие [Текст] / А.Ю. Чернышев, Ю.Н. Дементьев, И.А. Чернышев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 213 с.
3. Копылов И.П. Электромеханические преобразователи энергии [Текст]. – М.: Энергия, 1973. – 400 с.

УДК 621.311

**Об ограниченной применимости результатов расчета характеристик оребренных поверхностей на основе безусловной задачи оптимизации**

**Голдаев С. В., Дюкарев И.Е.**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,*

*E-mail: SVGoldaev.tpu@.ru*

Известно, что расчет характеристик развитых поверхностей подразумевает определение наиболее рациональной формы и размеров ребра [1– 3]. В зависимости от назначения ребристых поверхностей к ним предъявляется ряд дополнительных требований. В одних случаях желательно, чтобы габариты теплообменника были минимальными [2], в других, чтобы минимальным был вес [1].

Часто характеристики оребрения находятся в рамках безусловной задачи оптимизации [1– 3]. В качестве целевой функции (ЦФ) применяется выражение теплового потока [1,2], или объем ребра [4], зависящие от его толщины  $\delta_p$  и высоты  $h_p$ . Причем для решения задач используется аналитический метод исследования, когда осуществляется решение уравнения, полученного из условия ее экстремума.

Однако стремление снижения объема вычислений порой оборачивается нахождением таких значений геометрических размеров ребра, которые не представляют практической ценности, т. к. изготовление их становится экономически недостаточно оправданным, а эксплуатация – затрудненной.

Например, в монографии [1] представлены решения для определения формы продольных ребер, требующих минимальной затраты материала. Оптимальные высота и толщина ребра находились с помощью энергетического критерия оптимальности, т. е. отвода от поверхности и основания ребра максимального количества теплоты.

При анализе эффективности продольного ребра треугольного профиля путем введения характеристического параметра ребра  $\beta_T$

$$\beta_T = 4A_p (2\alpha/\lambda)^{1/2} \delta_p^{-3/2} \quad (1)$$

двухмерная задача оптимизации сведена к одномерной. Выражение для теплового потока через основание ребра, зависящее от переменной  $\beta_T$ , приняло вид

$$q_0 = [4 \cdot A_p (2\alpha)^2 \cdot \lambda]^{1/3} \Theta_0 \cdot f(\beta_T), \quad f(\beta_T) = \beta_T^{-1/3} \cdot I_1(\beta_T) / I_0(\beta_T), \quad (2)$$

где  $I_0(\beta_T)$ ,  $I_1(\beta_T)$  – модифицированные функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

С использованием условия экстремума ЦФ (2), получено трансцендентное уравнение

$$I_0(\beta_T) \cdot I_2(\beta_T) + (2/3)I_0(\beta_T) \cdot I_1(\beta_T) / \beta_T = I_1^2(\beta_T). \quad (3)$$

Численное решение его дало  $\beta_T = 2,6188$ . Оптимальные толщина и высота ребра в основании вычисляются так [1]

$$\delta_p = 1,328 [A_p^2 (2\alpha/\lambda)]^{1/3}, \quad h_p = 2A_p / \delta_p = 1,506 (A_p \lambda / 2\alpha)^{1/3}. \quad (4)$$

Для анализа характера функции  $f(\beta_T)$ , входящей в ЦФ (2) множителем, осуществлено ее табулирование по разработанной программе. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

$\beta_T$	2,10	2,20	2,30	2,40	2,50	2,60	2,70	2,80	2,90
$f(\beta_T)$	0,557	0,560	0,562	0,563	0,564	0,564	0,564	0,563	0,563

Как видно, эта функция очень слабо зависит от  $\beta_T$ . Можно считать, что в диапазоне  $\beta_T = 2,50 \dots 2,75$ , функция  $f(\beta_T)$  имеет максимальное значение, равное 0,564. Поэтому изменятся коэффициенты в выражениях (4) для оптимальных толщин и высот. Будут иными и результаты анализа затрат материала на изготовление ребра.

В работе [1] отмечено, что оптимальным является ребро, ограниченное двумя параболой. Стремясь по возможности приблизиться к такой форме ребра, очень часто ребро изготавливают переменного сечения, с утонением от основания к торцу, придавая им трапецевидное или даже треугольное сечение.

Задача с оптимизацией объема круглого ребра, толщина которого определяется обратноквадратичной зависимостью от радиуса  $\delta/\delta_0 = 1/z^2$ ,  $z = r/r_0$  решена в работе [4].

Для безразмерного объема ребра получено следующее выражение

$$v = \frac{V_1}{V_0} = \frac{\ln(R_2)}{(z_1^2 - 1)} F_x, \quad F_x = x/\text{th}^3(x), \quad (5)$$

где  $x = (z_1 + 1)m/2$  – независимая переменная. Параметр ребра вычислялся так

$$m = \sqrt{2\alpha_k h_p^2 / \lambda \delta_0}.$$

Коэффициент эффективности ребра находился по формуле

$$\eta = \text{th}(x)/x.$$

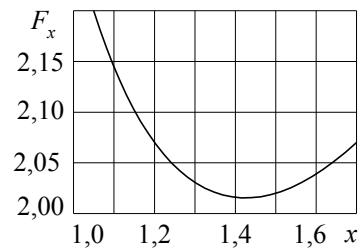
Использование аналитического условия экстремума ЦФ ( $\partial v / \partial x = 0$ ) привело к следующему трансцендентному уравнению [5]

$$\text{th}^2(x) \{ \text{th}(x) - 3x[1 - \text{th}^2(x)] \} = 0, \quad (6)$$

численное решение которого имело вид  $x_{\text{opt}} = 1,4192$ , соответствующее значение коэффициента эффективности ребра равно  $\eta_{\text{opt}} = 0,6267$ .

График функции  $F_x$ , входящей в уравнение ЦФ (5), изображен на рис. 1

Рис. 1



Как видно, минимум растянут и при варьировании  $x$  от 1,3 до 1,5 значения функции близки между собой.

Таким образом, практические задачи следует формулировать в рамках условной оптимизации. Численное решение их получают методами поиска, покоординатного спуска, градиентными методами [3], [5].

#### Список использованной литературы

1. Керн Д., Краус А. Развитие поверхности теплообмена. – М.: Энергия, 1977. – 464 с.
2. Ройзен Л. И., Дулькин И. Н. Тепловой расчет ребренных поверхностей. – М.: Энергия, 1977. – 256 с.
3. Голдаев С. В. Надежность и оптимизация систем теплоэнергоснабжения промпредприятий: учебн. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 168 с.
4. Микк И. Р. К вопросу об оптимизации конвективных круглых ребер // Инж.-физ. журнал, 1979. – Т.37, №6. – С.1116–1118.
5. Бояринов А.И., Кафаров В.В. Методы оптимизации в химической технологии. /Изд. 2-е. пераб. и доп – М.: Химия, 1975. – 576 с.

#### Нечеткий многокритериальный анализ признаков неисправности трансформаторного оборудования

**В.З. Манусов, Д.И. Коваленко**

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

*E-mail: Kovalenko\_Dmitri@bk.ru*

Показаны возможности анализа нечеткой и неопределенной информации о неисправности трансформаторного оборудования и получение вывода о возможных причинах их возникновения. Условиями такого анализа является текущее состояние электротехнического оборудования и экспертные оценки диагностических признаков.

Транспорт электроэнергии до потребителя включает в себя несколько этапов, а именно: изменение величины напряжения электроэнергии, получаемой с шин электрической станции; передачу электроэнергии по сетям электроэнергетической системы к центрам потребления;

преобразование величины напряжения до уровня номинального напряжения электроприемников. Изменение величины напряжения передаваемой электрической энергии необходимо для снижения потерь и увеличения количества передаваемой энергии по сетям электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Кроме того, в ряде случаев требуется применение устройств компенсации реактивной мощности необходимых для регулирования напряжения в сети, повышения статической и динамической устойчивости, а также для ограничения коммутационных перенапряжений. Известно, что силовые трансформаторы могут преобразовать величину напряжения, а шунтирующие реакторы применяются в качестве устройств компенсации реактивной мощности. Задачи силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов различны, но конструкция и виды неисправностей, встречающихся как на трансформаторах, так и на реакторах, позволяет нам объединить их под одним термином «трансформаторное оборудование».

Термин «трансформаторное оборудование» подразумевает под собой силовые трансформаторы и масляные шунтирующие реакторы, конструкция которых схожа и в разрезе интересующей нас диагностики эти устройства имеют одинаковые дефекты и признаки неисправностей.

Введем термин «оперативная диагностика» включающая в себя сбор данных с трансформаторного оборудования, находящегося в работе, и анализ их для получения определенного вывода о техническом состоянии оборудования. Такая диагностика может производиться после осмотра электрооборудования и выявления признаков неисправности. Признаков может быть множество, но приведем лишь некоторые из них, на практике встречающихся довольно часто:  $P_1$  - перегрев трансформаторного оборудования;  $P_2$  - повышенная вибрация и шум трансформаторного оборудования;  $P_3$  - высокий ток утечки через изоляцию высоковольтного ввода;  $P_4$  - увлажнение трансформаторного масла.

Основными предпосылками, или причинами указанных неисправностей могут быть:  $G_1$  – высокая температура окружающей среды;  $G_2$  – неисправность системы охлаждения трансформаторного оборудования;  $G_3$  – перегрузка по току;  $G_4$  – пожар стали магнитопровода;  $G_5$  – несимметричность нагрузки по фазам;  $G_6$  – повреждение внутри бака трансформатора или реактора. Стоит заметить, что, как правило, повреждение вызывающее глубокое изменение в работе трансформатора или реактора (короткое замыкание, интенсивное газовыделение), ликвидируется релейной защитой и в данном случае не рассматривается. Но есть развивающиеся дефекты, которые не вызывают каких-либо серьезных отклонений в краткосрочной перспективе, и потому располагают временем для их распознавания и принятия соответствующих мер.

Предположим, что имеются все 4 признака неисправности. Сравним эти признаки по фундаментальной шкале Саати [1], которая имеет девять степеней предпочтения:

1 степень – равная предпочтительность; 2 степень – слабая степень предпочтения; 3 степень – средняя степень предпочтения; 4 степень – предпочтение выше среднего; 5 степень – умеренно сильное предпочтение; 6 степень – сильное предпочтение; 7 степень – очень сильное (очевидное) предпочтение; 8 степень – очень, очень сильное предпочтение; 9 степень – абсолютное предпочтение. Если признак  $A$  имеет умеренно сильное предпочтение над признаком  $B$ , то последний имеет обратную степень предпочтения над  $A$ .

Сравнение признаков производится с учетом наличия одной из шести причин неисправности. Суть метода заключается в том, что для человека привычнее задавать значения переменной не числами, а словами, а также получать и воспроизводить информацию, которая содержит в себе компоненты неточности. Понятие нечеткого множества – это попытка формализации лингвистической информации для построения математических моделей. В основе этого лежит представление о том, что составляющие данное множество элементы, обладающие общим свойством, могут обладать им в различной степени и, следовательно, принадлежать к этому множеству с различной степенью. Лингвистическая переменная – это переменная, значениями которой могут быть слова или словосочетания. Ежедневно мы принимаем решения на основе лингвистической информации типа: «очень высокая температура»; «утомительная поездка» и прочее [2]. Эта информация не несет в себе точных определений, поэтому она является нечеткой.

В следующих матрицах представлены степени предпочтения одних признаков неисправности над другими с учетом наличия одной из шести предпосылок:

$$A(G_1) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 5 & 3 \\ 1 & 1 & 5 & 3 \\ 0,2 & 0,2 & 1 & 0,333 \\ 0,333 & 0,333 & 3 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A(G_2) = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 9 & 5 \\ 0,2 & 1 & 7 & 5 \\ 0,111 & 0,142 & 1 & 0,142 \\ 0,2 & 0,142 & 7 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A(G_3) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 3 & 5 \\ 1 & 1 & 5 & 5 \\ 0,333 & 0,2 & 1 & 1 \\ 0,2 & 0,2 & 1 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A(G_4) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 7 & 3 \\ 1 & 1 & 5 & 3 \\ 0,142 & 0,2 & 1 & 0,333 \\ 0,333 & 0,333 & 3 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A(G_5) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 7 & 5 \\ 1 & 1 & 5 & 3 \\ 0,142 & 0,2 & 1 & 0,2 \\ 0,2 & 0,333 & 5 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A(G_6) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 7 & 5 \\ 1 & 1 & 7 & 7 \\ 0,142 & 0,142 & 1 & 1 \\ 0,2 & 0,142 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

$$\lambda_{\max G_1} = 4,042; I.C._{G_1} = 0,014.$$

$$\lambda_{\max G_2} = 4,559; I.C._{G_2} = 0,18.$$

$$\lambda_{\max G_3} = 4,029; I.C._{G_3} = 0,009.$$

$$\lambda_{\max G_4} = 4,037; I.C._{G_4} = 0,012.$$

$$\lambda_{\max G_5} = 4,203; I.C._{G_5} = 0,068.$$

$$\lambda_{\max G_6} = 4,005; I.C._{G_6} = 0,001.$$

Расчет коэффициентов относительной важности критериев проведем методом парных сравнений по фундаментальной шкале Саати. Будем считать известными следующие лингвистические парные сравнения важности критериев  $G_1-G_6$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0,333 & 0,333 & 0,333 & 0,333 & 0,2 \\ 3 & 1 & 3 & 1 & 3 & 0,2 \\ 3 & 0,333 & 1 & 0,333 & 1 & 0,2 \\ 3 & 0,333 & 3 & 1 & 3 & 0,333 \\ 3 & 0,333 & 1 & 0,333 & 1 & 0,2 \\ 5 & 5 & 5 & 3 & 5 & 1 \end{bmatrix}.$$

Находим коэффициенты относительной важности признаков  $G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, G_6$ . После необходимых расчетов получаем:  $\alpha_1=0,049$ ;  $\alpha_2=0,17$ ;  $\alpha_3=0,082$ ;  $\alpha_4=0,161$ ;  $\alpha_5=0,082$ ;  $\alpha_6=0,456$ , означающие наиболее важные предпосылки  $G_2$  и  $G_6$ . Максимальное собственное число вектора  $\lambda_{\max}=6,254$ , индекс согласованности суждений  $I.C.=0,05$ .

Произведем расчет нечетких множеств по следующему выражению

$$\mu_D(P_j) = \min(\mu_{G_i}(P_j))^{\alpha_i}. \quad (1)$$

Из (1) получаем нечеткие множества:

$$\begin{aligned} \tilde{G}_1^{\alpha_1} &= \left\{ \frac{0,955}{P_1}, \frac{0,955}{P_2}, \frac{0,877}{P_3}, \frac{0,912}{P_4} \right\}; \tilde{G}_2^{\alpha_2} = \left\{ \frac{0,917}{P_1}, \frac{0,793}{P_2}, \frac{0,563}{P_3}, \frac{0,687}{P_4} \right\}; \\ \tilde{G}_3^{\alpha_3} &= \left\{ \frac{0,924}{P_1}, \frac{0,933}{P_2}, \frac{0,827}{P_3}, \frac{0,818}{P_4} \right\}; \tilde{G}_4^{\alpha_4} = \left\{ \frac{0,867}{P_1}, \frac{0,856}{P_2}, \frac{0,637}{P_3}, \frac{0,734}{P_4} \right\}; \\ \tilde{G}_5^{\alpha_5} &= \left\{ \frac{0,936}{P_1}, \frac{0,919}{P_2}, \frac{0,783}{P_3}, \frac{0,854}{P_4} \right\}; \tilde{G}_6^{\alpha_6} = \left\{ \frac{0,567}{P_1}, \frac{0,695}{P_2}, \frac{0,286}{P_3}, \frac{0,297}{P_4} \right\}. \end{aligned}$$

Пересечение этих нечетких множеств дает такие степени принадлежности нечеткого решения  $\tilde{D}$ :

$$\begin{aligned} \mu_D(P_1) &= \min(0,955; 0,917; 0,924; 0,867; 0,936; 0,67) = 0,67; \\ \mu_D(P_2) &= \min(0,955; 0,793; 0,933; 0,856; 0,919; 0,695) = 0,695; \\ \mu_D(P_3) &= \min(0,877; 0,563; 0,827; 0,637; 0,783; 0,286) = 0,286; \\ \mu_D(P_4) &= \min(0,912; 0,687; 0,818; 0,734; 0,854; 0,297) = 0,297. \end{aligned}$$

В результате получаем нечеткое множество

$$\tilde{D} = \left\{ \frac{0,67}{P_1}, \frac{0,695}{P_2}, \frac{0,286}{P_3}, \frac{0,297}{P_4} \right\},$$

свидетельствующее о преимуществе варианта обусловленного повышенной вибрацией и шумом трансформаторного оборудования над остальными признаками. Таким образом, можно сделать вывод о том, что при наличии признаков неисправности и оценки этих признаков по шкале предпочтений, а также исходя из нечеткой информации о возможных причинах, или предпосылках неисправности трансформаторного оборудования и на основе экспертных оценок, повышенная вибрация и шум могут быть вызваны неисправностью системы охлаждения, либо повреждением внутри бака трансформатора или реактора. Притом наиболее вероятной причиной шума или вибрации с оценкой 0,456 является повреждение внутри бака, а неисправность системы охлаждения может вызвать повышенную вибрацию и шум трансформатора либо реактора с вероятностью 0,17.

#### Список используемой литературы:

1. Т.Л. Саати. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2011. – 360 с.
2. С.Д. Штовба. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с.

УДК 621.311

### Влияние погрешности исходной информации на результаты расчета режима электрических сетей 6-35 кВ

*В.И. Маругин, А.С. Степанов, С.А. Ясинский*

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

*E-mail: [stepas1955@mail.ru](mailto:stepas1955@mail.ru)*

Показана возможность оценки погрешности расчета напряжений и потоков мощности в электрических сетях 6-35 кВ на основе положений теории погрешностей. Установлено, что в сетях 35 кВ погрешность расчета напряжения выше, чем в сетях более низких напряжений.

Исходная информация, используемая для расчетов режимов электрических сетей (данные о параметрах сети и ее нагрузок), характеризуется значительной неопределенностью. Так, в [1] приводятся данные о погрешностях активных мощностей нагрузок 1,5 ÷ 40 %, реактивных нагрузок – в пределах 15 ÷ 80 %. Погрешности определения параметров схем замещения элементов сетей также являются существенными и характеризуются значениями, приведенными в таблице.

Таблица. Величины погрешностей определения параметров схем замещения элементов электрических сетей

Элемент сети	R	X	G	B
Воздушная ЛЭП	-20 ÷ +16 %	± 0,25 %	до 1,5 ÷ 3 раз	± 3 ÷ 4 %
Трансформатор	± 10 %	± 15 %	± 30 %	± 30 %

Общеизвестно, что особенно велика неопределенность этой информации для распределительных электрических сетей (РЭС) 6-35 кВ, сравнительно слабо оснащенных приборами электроизмерений, имеющими значительную протяженность, количество элементов, а, следовательно, и более высокую степень неопределенности информации, чем системообразующие сети.

Целью настоящей работы является получение математического аппарата для оценки возможной погрешности результатов расчета режимных параметров РЭС по известной погрешности исходной информации.

Как известно из [2], напряжение в конце ветви схемы замещения участка РЭС может быть найдено по режимным параметрам начала ветви по формуле

$$U_j = U_i - \frac{P_{ij}R_l + Q_{ij}X_l}{U_i}, \quad (1)$$

записанной для некоторой ветви  $l$  с активным и индуктивным сопротивлениями  $R_l$  и  $X_l$ , связывающей узлы  $i$  и  $j$ , при напряжении в узле начала  $i$   $U_i$  и втекающей в ветвь мощности  $P_{ij} + jQ_{ij}$ .

Поток активной мощности в начале ветви может быть определен по данным ее конца по формуле

$$P_{ij} = P_{ji} + \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{U_j^2} R_l. \quad (2)$$

На основании положений теории погрешностей [3] погрешность функции  $f$  можно оценить по выражению:

$$\Delta f = \sum_{i=1}^k \Delta a_i |f'_{x_i}(a_1, \dots, a_k)|, \quad (3)$$

где  $f'_{x_i}(a_1, \dots, a_k)$  - значение частной производной функции по переменной  $x_i$  при  $x_j = a_j$ ,  $j = 1, \dots, k$ ;  $\Delta a_i$  - абсолютная погрешность определения переменной  $x_i$ .

Применяя формулу (3) к выражению (1), получим:

$$\Delta U_j = \left(1 + \frac{P_{ij}R_l + Q_{ij}X_l}{U_i^2}\right) \Delta U_i + \frac{R_l}{U_i} \Delta P + \frac{X_l}{U_i} \Delta Q + \frac{P_{ij}}{U_i} \Delta R + \frac{Q_{ij}}{U_i} \Delta X. \quad (4)$$

Если в формуле (4) принять  $U_i \approx U_j = U$  и выразить абсолютные погрешности через относительные, т.е.  $\Delta a_i = \delta a_i \cdot a_i$ , то можно получить выражение для относительной погрешности расчета напряжения по формуле (1):

$$\delta U_j = \left(1 + \frac{P_{ij}R_l + Q_{ij}X_l}{U^2}\right) \delta U + \frac{P_{ij}R_l}{U^2} (\delta P + \delta R) + \frac{Q_{ij}X_l}{U^2} (\delta Q + \delta X). \quad (5)$$

Аналогично, если применить формулу (3) к выражению (2), то получим:

$$\Delta P_{ij} = \left(1 + 2 \frac{P_{ji}}{U_j^2} R_l\right) \Delta P_{ji} + 2 \frac{Q_{ji}R_l}{U_j^2} \Delta Q_{ji} + 2 \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{U_j^3} R_l \Delta U_j + \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{U_j^2} \Delta R_l. \quad (6)$$

Если в формуле (6) по аналогии с (4) принять  $P_{ij} \approx P_{ji} = P$  и выразить абсолютные погрешности через относительные, то можно получить выражение для относительной погрешности расчета потока активной мощности в начале ветви по формуле (2):

$$\delta P_{ij} = \left(1 + 2 \frac{P_{ji}R_l}{U_j^2}\right) \delta P + \frac{1}{P_{ji}} \left[ 2 \frac{Q_{ji}^2 R_l}{U_j^2} \delta Q + \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{U_j^2} R_l (2\delta U + \delta R) \right] \quad (7)$$

Таким образом, получены расчетные выражения (5) и (7), с помощью которых можно оценить относительную погрешность расчета параметров режима ветви схемы замещения РЭС по погрешностям исходных данных.

Из формулы (5) видно, что погрешности активной мощности и активного сопротивления одинаково влияют на погрешность результата. То же самое можно сказать о погрешностях реактивной мощности и индуктивного сопротивления. Согласно формуле (7) погрешность



напряжения вдвое сильнее сказывается на погрешности расчета потока активной мощности в начале ветви, чем погрешность активного сопротивления.

Для примера рассмотрим две линии электропередач: одну напряжением 10 кВ, длиной 1 км, выполненную проводом АС-70, с нагрузкой  $1+j0,5$  МВА, а другую – напряжением 35 кВ, протяженностью 10 км с тем же проводом, но с нагрузкой в 10 раз больше.

Для линии 10 кВ уравнения (5) и (7) примут вид:

$$\delta U_{j(10)} = 1,0059\delta U + 0,0042(\delta P + \delta R) + 0,0017(\delta Q + \delta X),$$

$$\delta P_{ij(10)} = 1,0084\delta P + 0,0021\delta Q + 0,00525(2\delta U + \delta R).$$

Для линии 35 кВ получим:

$$\delta U_{j(35)} = 1,205\delta U + 0,134(\delta P + \delta R) + 0,071(\delta Q + \delta X),$$

$$\delta P_{ij(35)} = 1,069\delta P + 0,017\delta Q + 0,043(2\delta U + \delta R).$$

Если принять следующие значения погрешностей исходной информации:

$$\delta U = 1\%, \quad \delta P = \delta Q = 10\%, \quad \delta R = 10\%, \quad \delta X = 0,2\%,$$

то нетрудно подсчитать, что

$$\delta U_{j(10)} = 1,11\%, \quad \delta U_{j(35)} = 4,61\%,$$

$$\delta P_{ij(10)} = 10,17\%, \quad \delta P_{ij(35)} = 11,38\%.$$

Как следует из полученных результатов, погрешность расчета напряжения для линии 10 кВ незначительно увеличилась по сравнению с погрешностью исходного напряжения (1% и 1,11%). Для линии 35 кВ погрешность результата выросла значительно – в 4,61 раза по сравнению с погрешностью исходного напряжения. Что касается погрешностей результатов расчета потоков мощности, то они незначительно отличаются от погрешности исходного потока.

#### Список используемой литературы

1. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем.- Новосибирск: ВО «Наука», 1993.- 133 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592 с.
3. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов.- М.: Наука, 1981.- 720 с.

УДК 621.315.051

### Предварительный анализ отказов элементов воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ

*В.И. Пантелеев, Д.В. Пантелеев*

*Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия*

*МЭС Сибири – филиал ОАО «ФСК РАО ЕЭС», г. Красноярск, Россия*

**E-mail: [pvi0808@rambler.ru](mailto:pvi0808@rambler.ru)**

Приведена статистика отказов элементов воздушных линий электропередач напряжением 220 кВ. На основании предварительного анализа сделаны выводы о возможности построения моделей отказов для планирования необходимого количества и состава запасного оборудования.

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи (ЛЭП) напряжением 220 кВ являются в настоящее время наиболее протяжёнными линиями в составе магистральных электрических сетей России и, в этой связи, они вполне могут претендовать на то, чтобы называться системообразующими ЛЭП Единой энергетической системы (ЕЭС). Отказы оборудования этих ЛЭП могут приводить не только к кратковременным перерывам в электроснабжении регионов и важных объектов, но и служить причинами серьёзных сбоев в производствах важнейших стратегических отраслей страны.

По этой причине ЛЭП-220 являются объектами пристального внимания территориальных предприятий магистральных электрических сетей, по которым на протяжении многих лет эксплуатации сохраняется статистика отказов элементов ВЛ. В процессе эксплуатации ЛЭП-220, кроме безусловного обеспечения их эксплуатационной надёжности, должна решаться задача рационального расходования финансовых средств, планируемых в бюджетах электросетевых предприятий.

Целью настоящего доклада является предварительный анализ статистики отказов элементов ВЛ для дальнейшего построения моделей функциональной надёжности ВЛ и оптимизации планирования необходимого количества и состава запасного оборудования.

Учёт отказов элементов ВЛ ведётся по видам отказов и по их причинам. В частности, выделяются следующие виды отказавших элементов и отказов: изолятор, провод, грозотрос, опора, траверса, линейная арматура, спуск от ВЛ на портал, прочие элементы ВЛ.

В качестве причин выхода из строя выделяются: гроза, перекрытие изоляции, износ, воздействие посторонних лиц, пожар, дефект изготовления, дефект монтажа, падение деревьев, ветер, птицы и животные.

Нами были получены и обработаны данные по всем предприятиям МЭС Сибири за три года: с 2009 по 2011. В результате предварительной обработки данных были построены ранжированные зависимости отказов и выявленных причин отказов, рис.1 и рис.2.

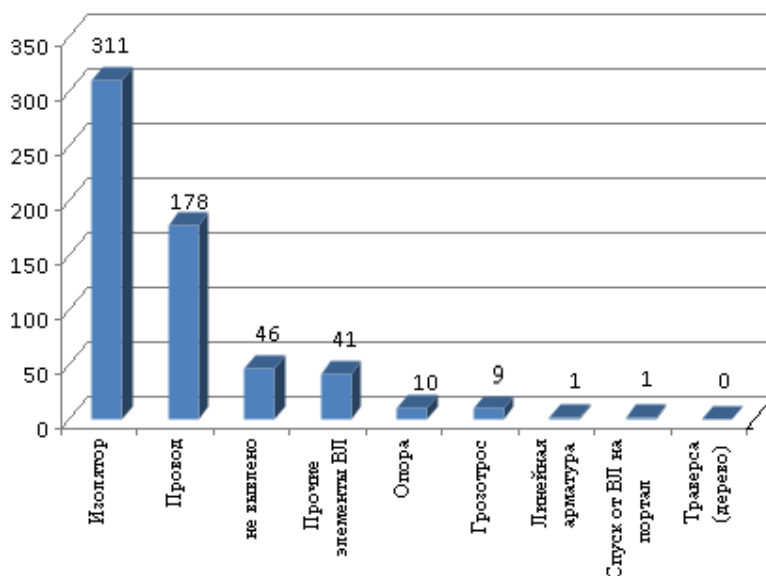


Рис. 1

Из полученных диаграмм наглядно видно, что преобладающим видом повреждаемого оборудования являются изоляторы (более 50% от общего количества), далее следуют провода (более 25%), наименее повреждаемыми являются линейная арматура, спуск от ВЛ на портал и траверса. В этой связи интересно проанализировать причины отказов (рис.2) и даты событий.

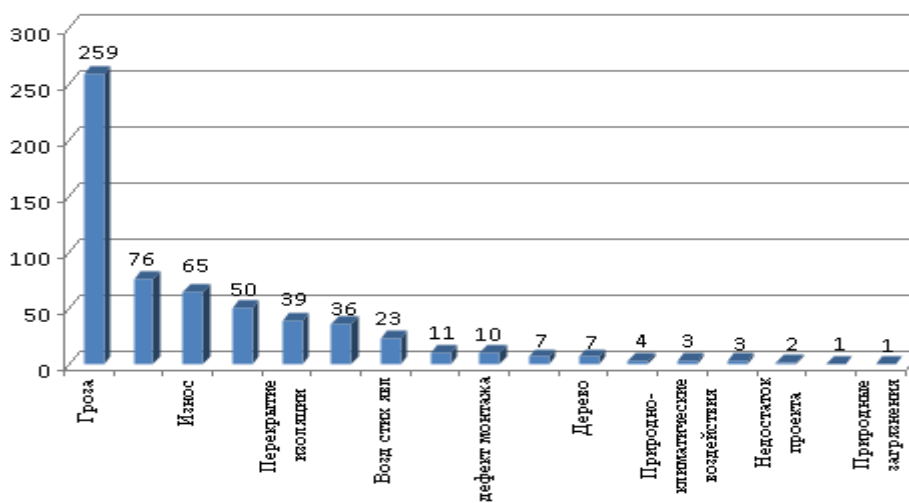


Рис. 2

Ранжированные причины отказов (рис.2) показывают, что наибольшее число отказов вызвано грозами (более 40%), физическим износом объясняется почти 11% отказов, значительная часть отказов отнесена к не выявленным причинам (более 12%) и воздействию посторонних лиц (почти 8,5%), пожары и наводнения являются причиной почти 10% отказов. Весьма

незначительная доля отказов вызвана недостатками проектов (0,3%) и недостатками эксплуатации (0,15%).

Представляет интерес анализ распределения по месяцам общего и видового числа отказов оборудования ВЛ. В частности, помесечное распределение отказов изоляторов, рис. 3, имеет явно выраженный сезонный характер, а его ежегодные максимумы приходятся на грозовые периоды каждого года.

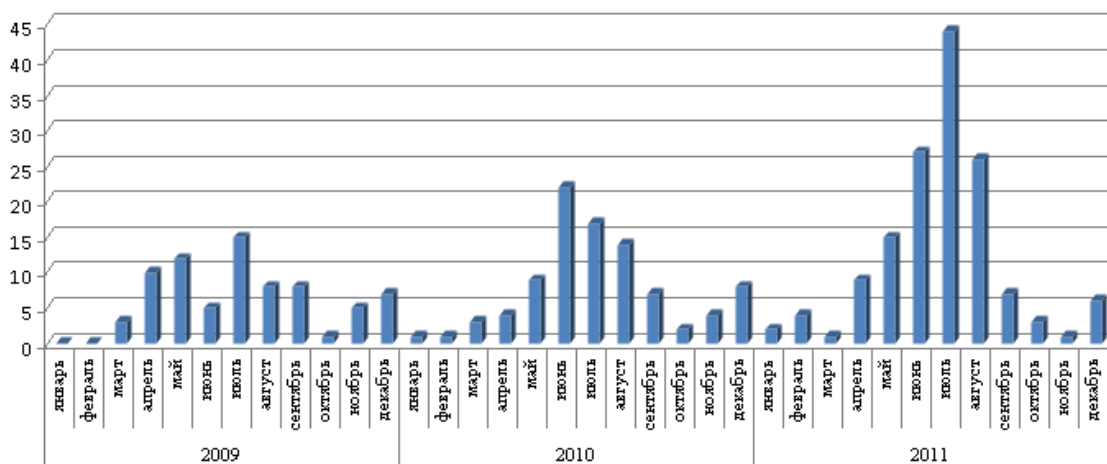


Рис. 3

Приведённая здесь статистика и простейший «визуальный» её анализ позволяют сделать несколько предварительных выводов.

1. Имеющаяся статистика отказов оборудования ВЛ позволяет реализовать периодический прогноз функциональной надёжности ВЛ и получать исходный материал для плановой подготовки к осенне-зимним периодам.

2. Математический анализ статистики в сочетании с применением математических методов прогнозирования позволит построить модели функциональной надёжности ВЛ, оптимизировать планирование необходимого количества и состава запасного оборудования и выявить проблемные, с эксплуатационной точки зрения, участки ВЛ.

УДК 621.31

### Влияние статического компенсатора (СТАТКОМ) на дистанционную защиту

*А.Ю. Покацкий, А.В. Прохоров*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: Onyx\_Snoopy@mail.ru*

Представлены результаты анализа особенностей работы дистанционной защиты линии электропередачи, оснащенной устройствами FACTS (Flexible AC Transmission System). В качестве рассматриваемого устройства служит статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ). Цель изучения вопроса – оценка срабатывания дистанционной защиты (ДЗ) при различных видах повреждений при наличии СТАТКОМ в схеме. Наличие СТАТКОМ существенно влияет на измеряемое защитой сопротивление ввиду быстрого реагирования устройства на возмущения в электроэнергетической системе. Вследствие этого, требуется дополнительная корректировка параметров релейной защиты. Исследование проведено на примере двухмашинной энергосистемы с двухцепной линией электропередачи с нагрузкой в средней точке. Моделирование проводится с использованием программного комплекса PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design / ElectroMagnetic Transients including DC).

Устройства FACTS представляют собой технологию, которая обеспечивает необходимую корректировку параметров энергосистемы для того, чтобы в полной мере задействовать ее потенциал. Данные устройства вызывают дополнительные сложности для релейной защиты и автоматики энергосистемы, в частности, защиты линий электропередачи.

СТАТКОМ – устройство поперечной компенсации реактивной мощности. Принцип работы – контроль, стабилизация и поддержание уровня напряжения в узле подключения относительно заданной уставки путем потребления или выработки реактивной мощности.

Реактивная мощность, генерируемая или потребляемая компенсатором, может быть изменена путем изменения величины выходного напряжения преобразователя [1].

Дистанционная защита (ДЗ) широко используется для защиты линий электропередачи. Защита рассчитывает полное сопротивление между точкой включения реле и местом аварии. Полное сопротивление линии может быть изменено при нормальных и аварийных режимах вследствие наличия СТАТКОМ в линии.

На рис. 1 приведена исследуемая схема. Линии Л1 и Л3, Л2 и Л4 имеют протяженность 100 км. Напряжение сети – 220 кВ. Полная мощность Системы 1 и Системы 2 составляет 90 МВ·А. Мощность нагрузки – 88 МВ·А,  $\cos \varphi=0,906$ . Номинальная мощность СТАТКОМ – 300 Мвар. Модель указанной на рис.1 схемы изображена на рис. 2.

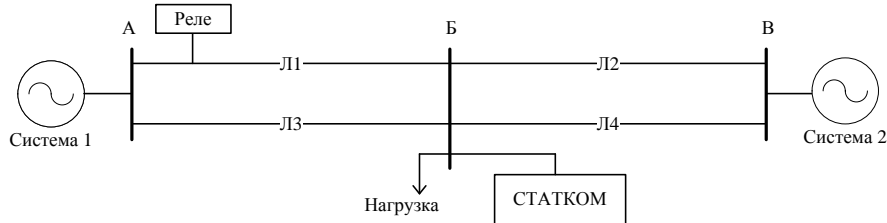


Рис. 1. Исследуемая схема

В [2] показано, что при включении СТАТКОМ в однофазную систему в нормальном режиме активное сопротивление, измеряемое органом ДЗ, увеличивается, а индуктивное – уменьшается. При повреждениях в схеме наблюдается противоположная картина: активное сопротивление уменьшается, а индуктивное – увеличивается.

Одним из факторов, влияющих на сопротивление сети при наличии СТАТКОМ, это режим работы компенсатора. При генерации реактивной энергии в сеть СТАТКОМ увеличивает полное сопротивление, а при потреблении – уменьшает [3].

В схеме, представленной на рис. 1, на шине Б происходит замыкание фазы А на землю. Значение уставки СТАТКОМ по напряжению – 1 о.е. Моделирование осуществляется с продолжительностью 1 с. Характеристики срабатывания реле сопротивления представлены на рис. 3. Значения сопротивления фазы А, измеряемое с помощью реле при отсутствии СТАТКОМ составляет  $Z_A=310,93$  Ом,  $X_A=114,35$  Ом; при включении в сеть СТАТКОМ –  $Z_A=293,24$  Ом,  $X_A=-47,06$  Ом. Характеристики срабатывания реле сопротивления при замыкании фазы А на землю слева от СТАТКОМ в точке 0,71 длины Л1, представлены на рис. 4. Значения сопротивлений фазы А, измеряемое с помощью реле при отсутствии СТАТКОМ составляют  $R_A=310,89$  Ом,  $X_A=114,32$  Ом; при включении в сеть компенсатора –  $R_A=293,26$  Ом,  $X_A=-47,03$  Ом. Таким образом, ДЗ требует дополнительной настройки с учетом указанных изменений.

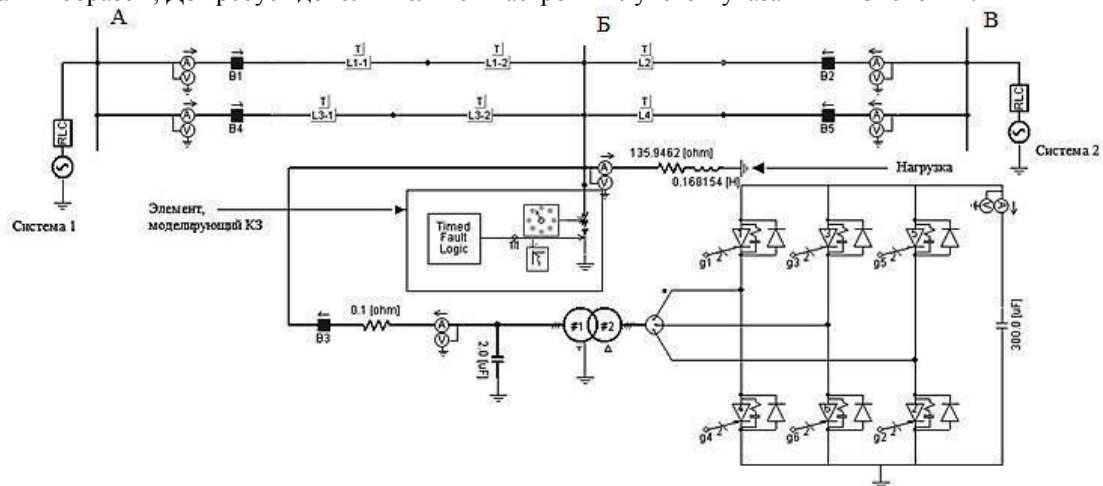


Рис. 2. Исследуемая схема в программе PSCAD/EMTDC при подключении СТАТКОМ к шине Б

В соответствии с различными условиями работы энергосистемы, СТАТКОМ может иметь различные значения уставки по напряжению для достижения требуемого уровня напряжения. Эта величина также будет влиять на работу дистанционной защиты. Для анализа данного вопроса устанавливаются следующие значения  $V_{ref}=0,9; 1; 1,1; 1,3$  и моделируется замыкание фазы А на землю. Результаты приведены на таблице ниже.

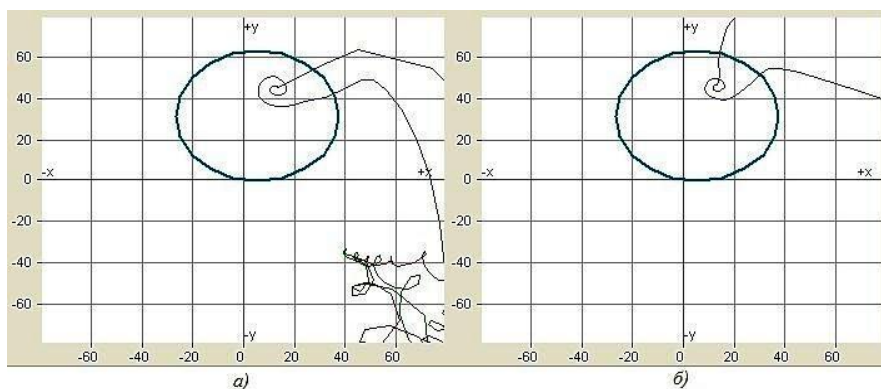


Рис. 3. Замыкание фазы А на землю на шине Б:

- а) характеристика срабатывания дистанционной защиты при наличии СТАТКОМ;  
 б) характеристика срабатывания дистанционной защиты без СТАТКОМ

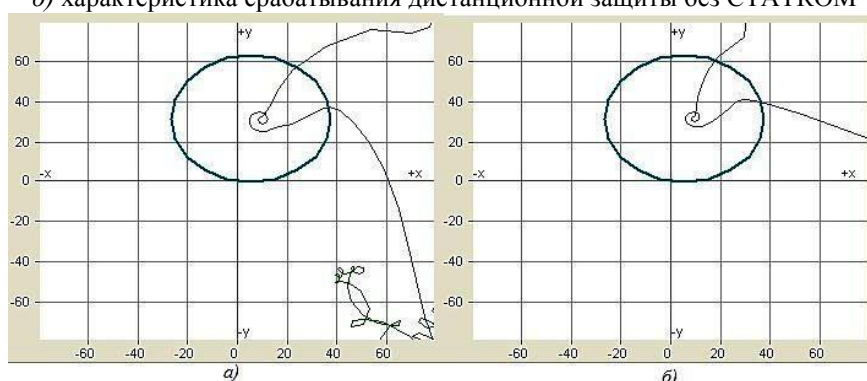


Рис. 4. Замыкание фазы А на землю на линии ЛЛ1:

- а) характеристика срабатывания дистанционной защиты при наличии СТАТКОМ;  
 б) характеристика срабатывания дистанционной защиты без СТАТКОМ

Таблица. Зависимость полного, активного и индуктивного сопротивлений, измеряемых органом ДЗ, от уставки по напряжению СТАТКОМ

Уставка по напряжению, $V_{ref}$	Активное сопротивление, $R_A$ , Ом	Индуктивное сопротивление, $X_A$ , Ом	Полное сопротивление, $Z_A$ , Ом
0,9	327,55	72,64	355,51
1	293,27	-47,03	297,02
1,1	235,74	-93,08	253,45
1,3	138,36	-107,15	174,99

Анализ табличных данных показывает, что с увеличением уставки  $V_{ref}$  полное сопротивление, измеряемое органом дистанционной защиты, уменьшается.

Таким образом, в ходе исследования была получена учебная модель в программе PSCAD/EMTDC для исследования влияния статического компенсатора на дистанционную защиту линии электропередачи. Согласно всему выше изложенному, выявлено, что наличие СТАТКОМ в схеме существенно влияет на контролируемые параметры дистанционной защиты. Таким образом, данный тип релейной защиты требует адаптивности к новым условиям передачи электрической энергии, содержащей устройства FACTS.

#### Список используемой литературы:

1. Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission systems. – John Wiley & Sons Ltd., Publication, 1999. – 428 с.
2. Suresh Maturu, U. Jayachandra Shenoy. Impact of STATCOM and SSSC based compensation on transmission line protection // 16<sup>th</sup> National power systems conference. – 2010. – С. 480-485.
3. X.Y Zhou, H.F Wang, R.K Aggarwal, P. Beaumont. The impact of STATCOM on distance relay// Power Systems Computation Conference. – 2005. – С. 1-7.

УДК 621.31

**Моделирование работы однофазных трансформаторов напряжения в режиме холостого хода****Е.Ю. Сизганова, Н.В. Сизганов, Л.А. Фоминцев***Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**E-mail: fail.of.god@me.com*

В последнее десятилетие существенно повысилось научное внимание к развитию детального моделирования силовых трансформаторов высших классов напряжения, которое позволяет создать их уточненные компьютерные модели, учитывающие реальную конфигурацию и размеры их магнитной системы. [1] Значимой особенностью электрических сетей, содержащих трансформаторы, являются броски тока намагничивания (inrush current) во время переходного процесса при включении сети, что, как правило, считается штатной ситуацией. С инженерной позиции, важно отличать inrush-эффект от аварийного включения на короткое замыкание (КЗ).

Если броски токов намагничивания имеют большую амплитуду и длительность протекания, то это ведет к потенциальной опасности повреждения обмоток трансформатора из-за чрезмерных динамических усилий или снижение срока его службы. А генерируемый трансформаторами ток насыщенный высшими гармониками может провоцировать ложное срабатывание устройств релейной защиты и автоматики и ухудшить качество электроэнергии в энергосистеме. В случае отключения трансформатора от сети в его магнитной системе “сохраняется” остаточная индукция, что приводит к значительному увеличению бросков токов намагничивания при последующем включении трансформатора в неблагоприятный момент времени.

Исследованию бросков тока намагничивания посвящено большое количество работ. В частности, в работе [1] рассмотрены некоторые принципы моделирования процессов в магнитной системе трансформатора, а также представлены результаты расчета и сравнение с экспериментом группы трансформаторов в режиме холостого хода. Исследована зависимость бросков тока намагничивания от остаточной индукции. В работе [2] рассмотрены зависимости бросков тока намагничивания от величины и продолжительности падения напряжения на источнике в Simulink-моделях трехфазных трансформаторов с тремя и с пятью ножками.

Для разработки методов защиты от ложных срабатываний аварийных выключателей при бросках тока намагничивания в цепях, содержащих нелинейные индуктивные нагрузки, необходимо построение их математических моделей. В настоящей работе представлено моделирование процессов в однофазном трансформаторе напряжения, включенном в режиме холостого хода (рис. 1).

Для описания процессов, протекающих в трансформаторе, использованы уравнения Максвелла в интегральной форме [3]:

$$\begin{cases} \oint_{l_1} (\vec{E}, d\vec{l}) = - \frac{d}{dt} \int_{S_1} (\vec{B}, d\vec{S}) \\ \oint_{l_2} (\vec{H}, d\vec{l}) = \frac{d}{dt} \int_{S_2} (\vec{D}, d\vec{S}) + \int_{S_2} (\vec{j}, d\vec{S}) \end{cases} \quad (1)$$

где  $\vec{E}$  – электрическое поле,  $\vec{B}$  – индукция магнитного поля,  $\vec{H}$  – магнитное поле,  $\vec{D}$  – индукция электрического поля,  $\vec{j}$  – плотность электрического тока,  $l_1$  и  $l_2$  – контуры интегрирования,  $S_1$  и  $S_2$  – поверхности, охватываемые контурами. В левой части уравнения стоит контурный интеграл, в правой части интеграл по поверхности, границей которого является этот контур. Уравнения справедливы для любых контуров.

Для моделирования в первом уравнении системы (1) выбран контур интегрирования вдоль одного витка катушки, а во втором – контур, проходящий вдоль сердечника (рис. 1).

Данную электромагнитную цепь однозначно описывает система уравнений

$$\frac{U(t) - RI(t)}{N} = S \frac{dB}{dt}, \quad (2)$$

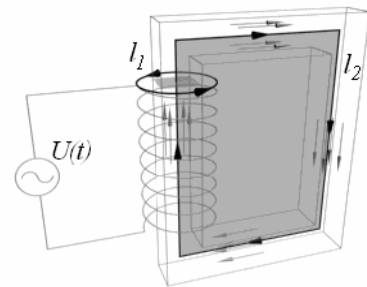


Рис.1. Упрощенная схема и контуры интегрирования

$$I(t) = \frac{a}{N} H(B), \quad (3)$$

где  $U(t)$  – напряжение источника питания,  $RI(t)$  – падение напряжения,  $N$  – количество витков,  $S$  – площадь поперечного сечения сердечника,  $a$  – длина контура  $l_2$ .

Уравнения (2) и (3) необходимо дополнить уравнением, описывающим свойства среды,

$$H(B) = \begin{cases} aB + aB^7, & \text{при } |B| < B_s \\ aB + aB^7 + \text{sign}(B) \frac{(|B| - B_s)^2}{\mu_0(\sigma + |B| - B_s)}, & \text{при } |B| \geq B_s \end{cases}, \quad (4)$$

тем самым задать связь между магнитным полем и индукцией магнитного поля, чтобы замкнуть систему.

Вследствие нелинейной зависимости ВН-кривой (4) в магнитопроводе трансформатора, существует некоторая точка насыщения  $B_s$ , после которой даже незначительное повышение поля  $B$  приводит к большому скачку поля  $H$ , что в свою очередь вызывает резкое увеличение тока намагничивания в трансформаторе. Явление скачка тока при включении трансформатора называют *inrush*-эффектом, который обладает следующими основными свойствами: 1) амплитуда броска тока на несколько порядков превышает значение амплитуды тока линейных элементов при тех же напряжениях источника; 2) наличие в спектре четных гармоник и постоянной составляющей; 3) однополярность. Начальный скачок тока зависит от двух факторов: начальной фазы  $\varphi_0$  напряжения, приложенного к первичной обмотке и величины и направления остаточного потока в магнитопроводе.

Моделирование реализовано в среде MatLab. Дифференциальное уравнение (2) решалось с помощью функции `ode15s`.

`[T,B] = ode15s(@ (t,B) trans_eq(t, B, U0, N, S, R0, a, w0, phi0),... [t],0,odeset('AbsTol',1e-12));`  
где `trans_eq` – функция, в которой сформулировано дифференциальное уравнение, и уравнение для вычисления тока по известному полю  $B$ ,

`function dB = trans_eq(t, B, U0, N, S, R0, a, w0, phi0)`

`U = U0*sin(w0*t+phi0);`

`I = a*BH_curve(B)/N;`

`dB = (U-I*R0)/S/N;`

здесь `BH_curve` – функция для вычисления поля  $H$  согласно ВН-кривой (4)

`function H = BH_curve(B)`

`mu0 = 4*pi*1e-7; Bs = 1.73; a = 70; b = 6; sigma = 10;`

`H = a*B+b*(B.^7)+(abs(B)>Bs).* sign(B).*(abs(B)-Bs).^2...`

`./(sigma+abs(B)-Bs)./mu0;`

Функция `ode15s` выполняет численное решение дифференциального уравнения, она вычисляет поле  $B$  в разные моменты времени, используя уравнения в функции `trans_eq`. Аргументами функции `trans_eq` являются поле  $B$  и момент времени  $t$ . Результатом функции является вычисленный  $dB$ .

Выполнено моделирование как для малых значений поля  $B$ , так и для насыщения сердечника, сравнение результатов моделирования приводятся на графиках зависимостей тока от времени при начальных фазах  $\varphi_0 = \pi/2$  и  $\varphi_0 = 0$  (рис. 2).

Выявлено, что результат моделирования (рис.2,а) хорошо согласуется с теоретическим решением для линейного случая (когда  $H$  пропорционально  $B$ ). При  $\varphi_0 = \pi/2$  решением является синусоида, а при  $\varphi_0 = 0$  решение складывается из синусоиды с частотой  $\omega_0$  и постоянной составляющей, которая экспоненциально убывает за счет присутствия активного сопротивления.

В результате моделирования (рис.2,б) показано, что при  $\varphi_0 = \pi/2$  броски тока намагничивания отсутствуют, а при  $\varphi_0 = 0$  наблюдается *inrush*-эффект на первом периоде, после чего ток выходит на установившийся режим за счет наличия активного сопротивления в цепи.

Основной целью моделирования является оценка пиковых значений тока во время *inrush*-эффекта. Для реальных трансформаторов при напряжении источника 50 В для  $\varphi_0 = 0$  получено пиковое значение тока примерно 7.5А, что в 375 раз больше амплитуды тока в установившемся режиме (0.05А). Переходной процесс длился дольше 0.4с (20 периодов).

В результате моделирования наблюдались однополярные броски токов намагничивания при значениях поля  $B$  близких к насыщению. Замечено, что форма сигнала при насыщении и в установившемся режиме отличается на отрезок времени, равный периоду приложенного

напряжения. Поскольку процесс в установившемся режиме становится периодическим, то для изучения изменения с течением времени амплитуд основной и четных гармоник были построены локально-временные спектры токов (рис.3).

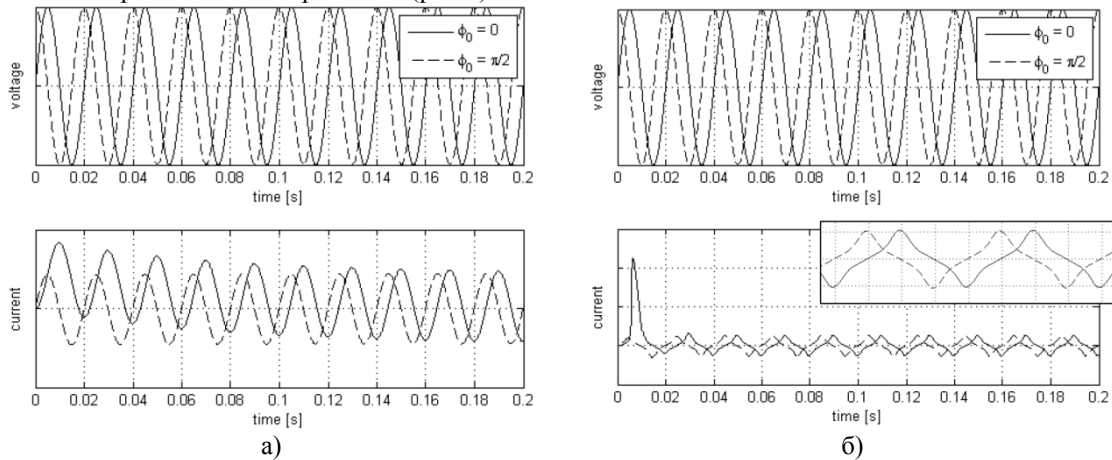


Рис.2. Напряжение и ток в цепи трансформатора: а – линейный участок ВН-кривой, б – inrush-эффект

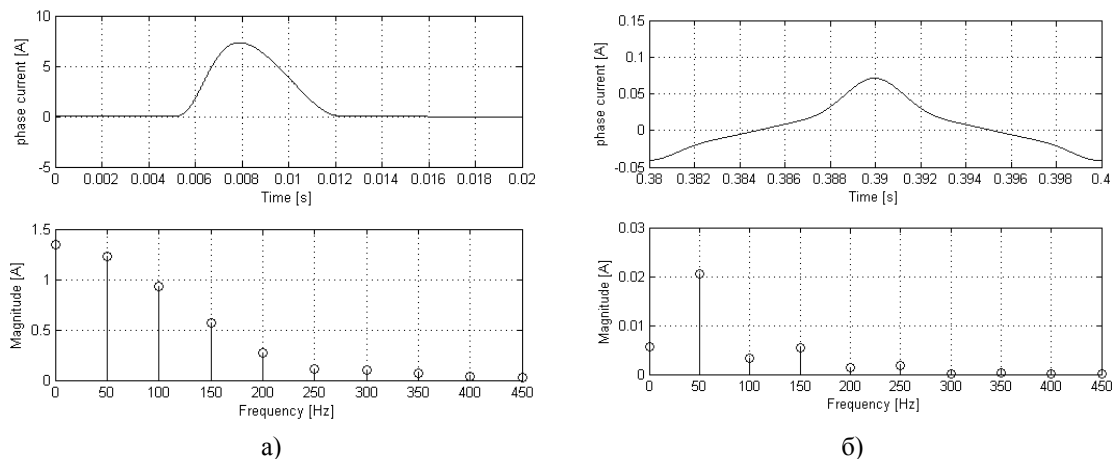


Рис.3. Ток и его спектр на первом (а) и последнем (б) периоде

Анализ графиков (рис.3,а) подтверждает наличие основного свойства броска тока намагничивания, следовательно, его можно классифицировать как inrush-эффект. Максимальная амплитуда тока наблюдается у основной гармоники (50 Гц) (рис.3,б), четные гармоники не затухли окончательно, т.к. ток за рассматриваемый период времени еще не вышел на установившийся режим. В целом переходной процесс длился примерно 1.5 периода. За это время все четные гармоники и постоянная составляющая затухли, а нечетные гармоники вышли на установившийся режим.

Таким образом, созданная математическая модель однофазного трансформатора напряжения адекватно описывает процессы, происходящие при включении трансформатора в режиме холостого хода, и позволяет распознавать однополярные броски тока. В результате проведенных модуляций была получена оценка пиковых значений тока при различных начальных фазах  $\phi_0$ . Исследования доказали присутствие inrush-эффекта во время переходного процесса, причем максимальную амплитуду тока имеет основная гармоника 50 Гц.

#### Список используемой литературы:

1. <http://opnzeu.ru/stat.htm>, “Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы”, М.В. Дмитриев (ЗАО “Завод энергозащитных устройств”), Г.А. Евдокунин (СПбГПУ)
2. M. R. Dolatian, A. Jalilian, “Voltage Sag Effect on Three Phase Five Leg Transformers”, IJECSE (International Journal of Electrical, Computer, and Systems Engineering), Spring 2007, Vol.1, No.2, pp. 80-85.
3. Л.В. Лейтес “Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов”. – М.: “Энергия”, 1981. – 392 с.



УДК 621.315

**Вероятностно-статистическая модель воздушной линии электропередачи 500 кВ  
объединенной энергосистемы Средней Волги**

Складчиков А.А.

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, г. Самара, Россия  
e-mail: skladchikov-aa@mail.ru

В работе приводятся основные сведения о построении вероятностно-статистической модели воздушной линии электропередачи (ВЛ) 500 кВ, определены законы распределения вероятностей возникновения технологических нарушений на ВЛ 500 кВ с учетом принятых допущений, установлены этапы жизненного цикла ВЛ 500 кВ, сделаны выводы о практической значимости использования таких моделей.

Изучение статистических данных [1] наработки до возникновения технологического нарушения на ВЛ 500 кВ являются основополагающими для принятия решений о готовности линий к дальнейшей эксплуатации (эксплуатационной готовности) и/или о проведении капитальных ремонтов либо другого вида ТОиР [2].

Для анализа использованы статистические данные за 15-летний срок наблюдения по всем ВЛ 500 кВ ОЭС СВ (29 линий). Проводился анализ однородности исходного статистического материала с целью объединения объема информации в одну общую выборку для проведения дальнейших исследований, определение резко выделяющихся наблюдений, доверительных интервалов значение показателя надежности с доверительной вероятностью 0,95 [3,4]. Для выявления существенных черт распределения данных по технологическим нарушениям на ВЛ были определены основные характеристики данных с их графическим представлением. При обработке статистическими методами вычислялись математическое ожидание, дисперсия, среднее квадратичное отклонение, коэффициенты вариации, асимметрии, эксцесса. Для обработки статистического материала применялись статистические пакеты Microsoft Excel, MathCAD.

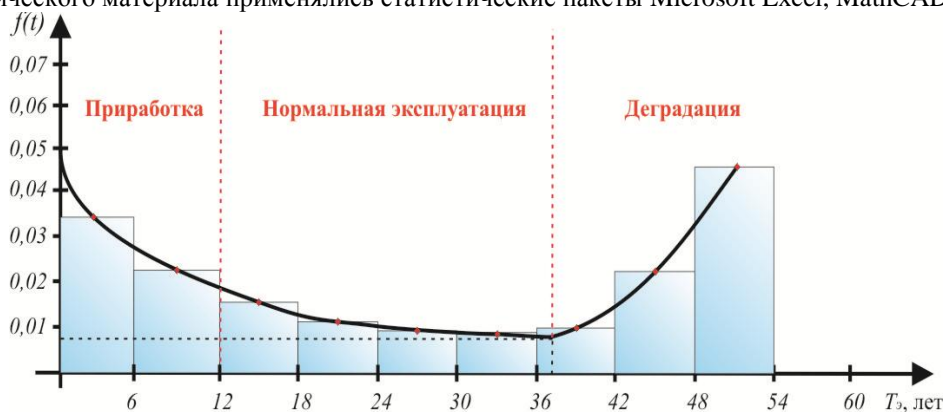


Рис. 1. Гистограмма и плотность вероятности распределения технологических нарушений на ВЛ 500 кВ ОЭС СВ.

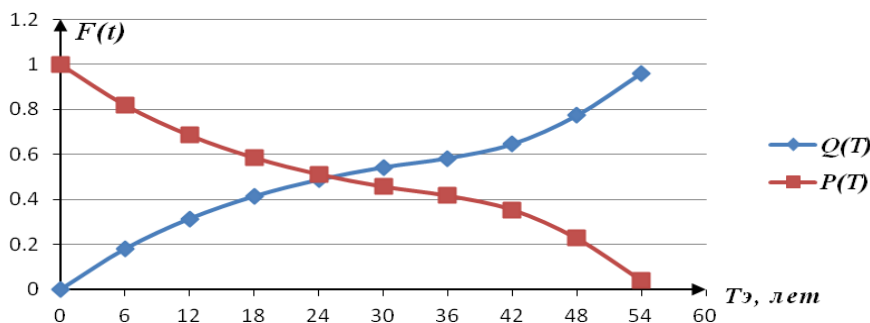


Рис. 2. Вероятностные функции распределения технологических нарушений на ВЛ 500 кВ ОЭС СВ.

Для определения закона распределения вероятностей использовались следующие: двухпараметрическое распределение Вейбулла, распределения Рэля, логнормальное, нормальное

и экспоненциальное. Проверка гипотезы о соответствии эмпирических и теоретических распределений производится по критерию  $\chi^2$  – Пирсона и  $\lambda$  – критерию Колмогорова [5-8].

На рисунках 1 и 2 представлены плотность вероятности и функции распределений технологических нарушений на ВЛ 500 кВ. Результаты расчетов показали, что наработка до возникновения технологического нарушения на ВЛ 500 кВ ОЭС СВ (рис.1) подчиняется экспоненциальному закону распределения (уровень значимости 0,615) на этапах приработки и нормальной эксплуатации; а на этапе деградации закону Вейбулла (уровень значимости 0,662) с функциями плотности:

$$f_{1,2}(t) = K_{1,2} \cdot 0,04976 \cdot e^{-0,04976t}, \quad 0 \leq t < 37, \text{ лет}$$

$$f_3(t) = K_3 \cdot 7,38 \cdot 10^{-20} \cdot t^{10,866} \cdot e^{-6,22 \cdot 10^{-21} \cdot t^{11,866}}, \quad 37 \leq t \leq 54, \text{ лет}$$

При этом уровни значимости других используемых законов составили от 0,21 до 0,37 и были исключены из рассмотрения.

Выводы:

1) вероятностно-статистическая модель не отражает детальные особенности строения и свойства ВЛ 500 кВ, но она достаточно точно указывает на её жизненный цикл (приработка, нормальная эксплуатация, деградация) и отображает эксплуатационное состояние ВЛ 500 кВ в любой момент времени;

2) вероятностно-статистическая модель ВЛ 500 кВ позволяет планировать сроки капитальных ремонтов отдельных элементов линий, снизить количество технологических нарушений и тем самым повысить устойчивость энергосистем;

3) создание и исследование вероятностно-статистических моделей электроустановок является необходимым мероприятием в условиях постоянного старения основных фондов электросетей.

#### Список используемой литературы:

1. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Анализ состояния воздушных линий электропередачи 6 – 500 кВ Самарского региона // Электрические станции. – 2010. – № 5. – С. 42–46.
2. Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И. Модели расчета эксплуатационной надежности и управления техническим состоянием электрооборудования. – СПб.: ПЭИПК, 2002.
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Академия, 2003. – 576 с.
4. Жежеленко И.В., Кротков Е.А., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей – 2. изд., перераб. и доп. – Самара: СамГТУ, 2001. - 193с.: ил.
5. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. Иркутск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 323с.
6. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1988. – 244 с.: ил.
7. Папков Б.В., Куликов А.Л. Основы теории систем для электроэнергетиков. Н.Новгород: ВВАГС, 2011. - 456 с.
8. Острейковский В.А. Теория надежности. – М.: Высшая школа, 2003. – 462 с.

УДК 621.315

#### Вероятностное моделирование эксплуатационной готовности воздушных линий электропередачи 500 кВ на основе Марковских процессов

*Складчиков А.А.*

*филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, г. Самара, Россия*

*E-mail: skladchikov-aa@mail.ru*

Статья посвящена вопросу применения Марковских случайных процессов для моделирования уровней эксплуатационной готовности воздушных линий электропередачи 500 кВ в целях прогнозирования объема транспорта электроэнергии по ВЛ 500 кВ за год, расчёте годовых потерь электроэнергии на ВЛ 500 кВ и использовании при долгосрочном планировании электрических режимов электроэнергетических систем, как в целом, так и в отдельности по сечениям энергосистем.

Эксплуатационная готовность оценивается как вероятность того, что воздушная линия электропередачи (ВЛ) 500 кВ при определенных условиях будет в полном объеме выполнять свои задачи, в т.ч. работать в полнофазном режиме. Эксплуатационную готовность характеризуют

несколько свойств, составляющих надежность ВЛ: безотказность, долговечность, ремонтпригодность. Эксплуатационную готовность предлагается выражать количественно на основании следующих комплексных показателей оценки надежности [1].

Коэффициент технического использования  $K_{ТИ}$ , характеризует долю времени нахождения ВЛ в работоспособном состоянии относительно рассматриваемой продолжительности эксплуатации и учитывает затраты времени на все виды простоя ВЛ в процессе эксплуатации после технологических нарушений и в результате плановых отключений:

$$K_{ТИ} = \frac{T_0}{T_0 + T_B + T_P} \approx 1 - \omega T_B - \varphi T_P, \quad (1)$$

где  $T_0$  – среднее время нахождения ВЛ в работе (время эксплуатационной готовности);  $T_B$  – среднее время восстановления ВЛ;  $T_P$  – средняя продолжительность преднамеренного отключения ВЛ;  $\omega$  – параметр потока отказов ВЛ;  $\varphi$  – средняя периодичность преднамеренных отключений ВЛ.

Коэффициент технической готовности  $K_{ТГ}$  – это вероятность того, что ВЛ окажется работоспособной в произвольный момент времени, исключая время простоя при преднамеренных отключениях:

$$K_{ТГ} = \frac{T_0}{T_0 + T_B} \approx 1 - \omega T_B. \quad (2)$$

Аналогично определяется коэффициент простоя ВЛ вследствие технологических нарушений:

$$K_{ПТН} = \frac{T_B}{T_0 + T_B} \approx \omega T_B, \quad (3)$$

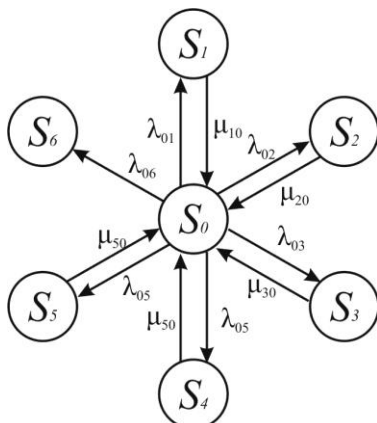
и коэффициент простоя ВЛ при плановых отключениях:

$$K_{ПП} = \frac{T_P}{T_0 + T_P} \approx \varphi T_P. \quad (4)$$

Для моделирования комплексных показателей оценки надежности ВЛ использован аппарат Марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем [2]. ВЛ представлена как некоторая система  $S$  с дискретными состояниями  $S_0, S_1, \dots, S_i, \dots, S_n$ , которая переходит из одного состояния в другое состояние под действием внешних эксплуатационных физических воздействий. Под состоянием понимается электрический режим работы ВЛ, а под переходом – переходный процесс, воздействующий на ВЛ, в т.ч. и при производстве оперативных переключений.

На стадии составления планов технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) ВЛ 500 кВ целесообразно рассматривать следующие состояния, в которых ВЛ может находиться в процессе эксплуатации [3]:  $S_0$  – ВЛ исправна, в работе, транзит замкнут;  $S_1$  – ВЛ в преднамеренном ремонте (плановое и неотложное ТОиР);  $S_2$  – автоматическое отключение ВЛ с успешным ОАПВ или ТАПВ (67% от всех технологических нарушений);  $S_3$  – ВЛ в аварийном ремонте после автоматического отключения с неуспешным ОАПВ или ТАПВ и/или РПВ (33% от всех технологических нарушений);  $S_4$  – ВЛ в резерве, к примеру при отключении по режиму одной из двух ВЛ транзита;  $S_5$  – ВЛ в ремонте и находится под наведенным напряжением более 25 В, в сторону ВЛ на энергообъектах не заземлена (на 12-ти ВЛ 500 кВ в Объединенной энергосистеме Средней Волги (ОЭС СВ) имеют место такие режимы);  $S_6$  – ВЛ переведена в консервацию.

Также в расчетах возможно учитывать следующие режимы ВЛ: несимметричный режим (при пофазном ремонте) и разомкнутый транзит (под напряжением с энергообъекта №1 или



энергообъекта №2); но для ОЭС СВ такие режимы либо очень редко встречаются, либо вовсе не характерны, поэтому ими пренебрегаем. Также для ВЛ 6-35 кВ, работающих в сетях с изолированной нейтралью, можно учитывать режимы с однофазными замыканиями на землю.

Рис. 1. Граф состояний и переходов ВЛ.

Для наглядного анализа процесса эксплуатации ВЛ как случайного процесса построен граф состояний и переходов ВЛ (рис. 1).

Рассматриваемые состояния ВЛ  $S_i$  характеризуются средним числом дней  $D_i$  пребывания ВЛ за год в каждом из состояний и, следовательно, определенной вероятностью.

Тогда вероятность нахождения ВЛ  $P_i$  в  $i$ -том состоянии можно определить как отношение  $D_i/D$ , где  $D$  – число дней в году (365 дней).

Для определения вероятностей  $P_0, P_1, \dots, P_i, \dots, P_n$  как функции времени  $t$  в случае непрерывных Марковских цепей составлена система уравнений (дифференциальных уравнений А.Н. Колмогорова):

$$\begin{cases} \frac{dP_0(t)}{dt} = -\sum_{i=1}^n \lambda_{0i} P_0(t) + \sum_{i=1}^{n-1} \mu_{i0} P_i(t); \\ \frac{dP_i(t)}{dt} = \lambda_{0i} P_0(t) - \mu_{i0} P_i(t), \quad i = 1, n-1; \\ \frac{dP_n(t)}{dt} = \lambda_{0n} P_0(t), \end{cases} \quad (5)$$

где  $P_i(t)$  – вероятность нахождения ВЛ в  $i$ -том состоянии;  $\lambda_{0i}$  – интенсивность перехода ВЛ из нулевого в  $i$ -тое состояние;  $\mu_{i0}$  – интенсивность перехода ВЛ из  $i$ -того в нулевое состояние,  $n = 6$ .

Вероятность нахождения ВЛ в состоянии «исправна, в работе, транзит замкнут»  $P_0(t)$  представляет собой коэффициент технического использования  $K_{ТИ}$ , а сумма вероятностей  $P_0(t) + P_4(t)$  – коэффициент технической готовности  $K_{ТГ}$ .

Согласно расчётам, проведённым на основе статистических данных эксплуатации ВЛ, все потоки, переводящие ВЛ из состояния в состояние, являются пуассоновскими и независимыми или сводятся к ним путём рассмотрения процесса эксплуатации на малых интервалах времени и корректировки исходного потока отказов для исключения последействия. Таким образом, процесс, протекающий в системе, является Марковским (процесс без последействия) [4].

По результатам анализа данных эксплуатации ВЛ 500 кВ в ОЭС СВ за 15 лет (1996 – 2011 гг.) определены средние интенсивности перехода (с исчислением времени в сутках):

$\lambda_{01} = 1/182,5 = 0,00548$  (вывод в ремонт ВЛ 2 раза в 365 суток),

$\lambda_{02} = 0,0001383$  (значение определено на основании вычисления параметра экспоненциального закона при отключении ВЛ 500 кВ с успешным ОАПВ или ТАПВ),

$\lambda_{03} = 0,0001326$  (значение определено на основании вычисления параметра экспоненциального закона при отключении ВЛ 500 кВ с неуспешным ОАПВ или ТАПВ),

$\lambda_{04} = 1/91,25 = 0,010959$  (имеется в виду, что в сети имеются 2 транзитные линии – одна из которых выводится в ремонт, а другая в резерв для исключения повреждения изоляции измерительных трансформаторов напряжения, установленных на вводе ВЛ в распределительное устройство и так в течении календарного года каждая выводится 2 раза в ремонт и 2 раза в резерв),

$\lambda_{05} = 1/182,5 = 0,00548$  (вывод ВЛ под наведенным напряжением 2 раза в 365 суток),

$\lambda_{06} = 1/21900 = 0,0000457$  (вывод ВЛ 500 кВ в консервацию по истечению срока службы – 60-ти лет);

$\mu_{10} = 1/7 = 0,14286$  (пребывание ВЛ 500 кВ в состоянии  $S_1$  – 7 суток),

$\mu_{20} = 0$  (допускаем, что включение ВЛ 500 кВ с успешным ОАПВ или ТАПВ происходит мгновенно, пренебрегаем временем срабатывания РЗА и выключателей, в среднем 5 секунд),

$\mu_{30} = 2,82353$  (значение определено на основании анализа среднего времени аварийно-восстановительных работ на ВЛ 500 кВ согласно актов расследования технологических нарушений, которое составляет 8 часов 29 минут),

$\mu_{40} = \mu_{50} = 0,14286$  (пребывание ВЛ 500 кВ в состоянии  $S_4$  и  $S_5$  – 7 суток).

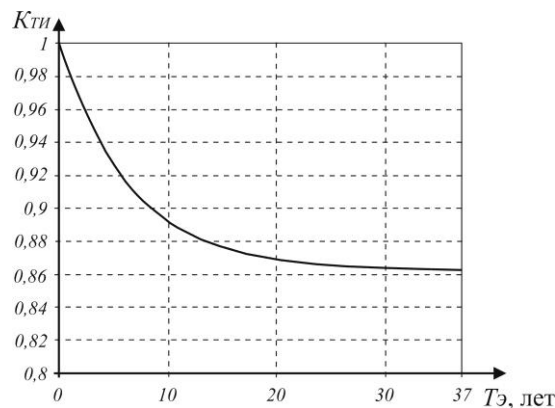


Рис. 2. График временной зависимости коэффициента технического использования  $K_{ТИ}$ .

Решение полученной системы дифференциальных уравнений осуществлено в системе *MathCad* с помощью функции, реализующей метод Рунге-Кутты четвертого порядка с фиксированным шагом интегрирования равным одному году. Таким образом, определены значения коэффициентов  $K_{ТИ}$  и  $K_{ТГ}$  на каждый год. График временной зависимости  $K_{ТИ}$  представлен на рис. 2.

На конец рассматриваемого периода (37 год) получены следующие результаты:  $K_{ТИ} = 0,862$  и  $K_{ТГ} = 0,9767$ . Подставив полученные значения коэффициентов  $K_{ТИ}$  и  $K_{ТГ}$  в выражения (1) и (2) и учитывая, что рассматривался временной промежуток в один год, то есть  $T_0 + T_B + T_P = 365$  дней, определим для ВЛ 500 кВ  $T_0 \approx 315$  дней,  $T_B \approx 7$  дней,  $T_P \approx 43$  дня (при условии вывода ВЛ в ремонт 2 раза в год). Аналогично вычисляются коэффициенты простоя ВЛ вследствие технологических нарушений и при плановых отключениях.

#### Выводы:

1. Описаны режимы работы ВЛ 500 кВ без отпаек, взятые за основу для моделирования с использованием аппарата Марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем.

2. Смоделированы режимы работы ВЛ 500 кВ в ОЭС СВ на основе графа состояний и переходов с использованием Марковских случайных процессов.

3. Определены комплексные показатели оценки надежности ВЛ 500 кВ, позволяющие спрогнозировать объем транспорта электроэнергии по ВЛ за год, произвести расчёт годовых потерь электроэнергии на ВЛ, а также задавать эксплуатационную готовность ВЛ при долгосрочном планировании электрических режимов электроэнергетических систем, как в целом, так и в отдельности по сечениям энергосистем.

#### **Список используемой литературы:**

1. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи: вопросы эксплуатации и надежности. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 248с.: ил.
2. Острейковский В.А. Теория надежности. – М.: Высшая школа, 2003. – 462 с.
3. Складчиков А.А. Моделирование уровней эксплуатационной готовности воздушных линий электропередач с использованием Марковских случайных процессов. Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XVII Всероссийской научно-технической конференции / ТПУ. – Томск: Изд-во “СПБ ГРАФИКС”, 2011. – 420 с.– С. 70 – 72.
4. Кельберт М.Я., Сухов Ю.М. Вероятность и статистика в примерах и задачах. Том 2: Марковские цепи как отправная точка теории случайных процессов и их приложения. М.: МЦНМО, 2009. – 588 с.: ил.

УДК 621.315

### **Система управления рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи**

*Складчиков А.А.*

*Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, г. Самара, Россия*

*e-mail: skladchikov-aa@mail.ru*

Разработана система управления рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи, основанная на уменьшении срока межремонтного периода между капитальными ремонтами на этапе деградации.

Система управления рисками технологических нарушений (рис. 1) на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) является базисом для реализации технической политики электросетевых организаций. *Риск технологических нарушений на ВЛ (R)* – это мера ожидаемого ущерба при вероятном возникновении технологических нарушений в нормальной работе действующих ВЛ, спровоцированных негативными факторами:

$$R_{ВЛ} = 1 - P_{атм.} - P_{пост.} - P_{ФФ} - P_{эспл.}, \quad (1)$$

Идентификация рисков технологических нарушений на ВЛ решает важную задачу электрических режимов энергосистем - выявление «узких мест». На основании проведенного анализа технологических нарушений на ВЛ в Объединенной энергосистеме Средней Волги (ОЭС СВ) идентифицированы, проанализированы и сгруппированы следующие факторы негативных воздействий [1]:

1. атмосферные воздействия (грозовые явления, ветер, снегопад, дождь; стихийные явления, характеризующиеся сочетанием вышеуказанных – ураган, буран, наводнения и др.) – индекс риска  $P_{атм.}$ ;

2. воздействия третьих лиц (перекрытие проводов крупногабаритными механизмами и машинами, наезд на опоры, расстрел изоляторов, набросы и т.п.) – индекс риска  $P_{\text{пост}}$ ;

3. воздействия флоры и фауны (перекрытие птицами и животными, перекрытие на ДКР) – индекс риска  $P_{\text{Фф}}$ ;

4. воздействия, связанные с эксплуатацией ВЛ (дефекты проектирования, конструкции и изготовления, монтажа и строительства, ремонтных работ; срок эксплуатации превышает нормативный, износ элементов ВЛ) – индекс риска  $P_{\text{экспл}}$ .



Оценка групп негативных факторов позволяет выработать комплекс технических и организационных мер для снижения рисков технологических нарушений на ВЛ.

Рис. 1. Пирамида системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ.

Синтез этих решений сводится к четырем направлениям:

1. Реализация долгосрочных инвестиционных программ по строительству новых ВЛ целиком или отдельных участков ВЛ взамен действующих.

2. Внедрение новых инновационных

разработок и технологий на действующих ВЛ (в т.ч. *Smart Grid*) – модернизация действующих ВЛ: установка многогранных опор, изоляторов-разрядников мультикамерных, подвесных ОПН, высокотемпературных конструкций провода, интеллектуальных систем плавки гололеда и т.п.

3. Выполнение плано-предупредительной системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

4. Комбинированный.

Предлагается при выполнении плано-предупредительной системы ТОиР уменьшать срок межремонтных периодов между капитальными ремонтами (КР) на этапе деградации. Межремонтный период ( $T_{MP}$ ) на этапе деградации (от 37 до 60 лет) можно определить по следующему выражению:

$$T_{MP} = T_{KPN\Omega} - \arg \omega(t) = 12 - 6,2 = 5,8 \approx 6 \text{ лет}, \quad \text{при } \omega(t) = \omega_{\min} \quad (2)$$

где  $T_{KR}$  – нормативный срок проведения капитальных ремонтов на ВЛ, составляющий 12 лет [2];  $\arg \omega(t)$  – аргумент функции параметра потока отказов ВЛ;  $\omega_{\min}$  – наименьшее значение параметра потока отказов на 100 км длины ВЛ.

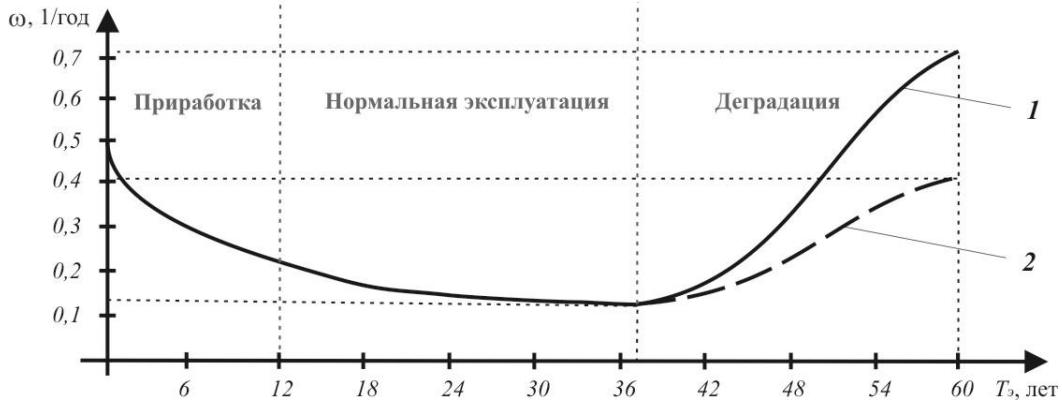


Рис. 2. Функция параметра потока отказов ВЛ 500 кВ ОЭС СВ:

1 - при проведении КР 1 раз в 12 лет; 2 - при проведении КР 1 раз в 6 лет.

Корректировка времени межремонтного периода производится на основе вычисления минимального значения параметра потока отказов на этапе деградации [3]. Установлено, что на ВЛ 500 кВ в ОЭС СВ при сроке службы ВЛ 37 лет функцию параметра потока отказов  $\omega(t)$  стремится к минимальному значению равному 0,13. При этом  $T_{MP} = 6$  годам.

Экономическая эффект от реализации системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ на практике выражается отношением:

$$Z_R \leq Y_{TH}, \quad (3)$$

где  $Z_R$  – затраты на реализацию системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ,  $Y_{TH}$  – стоимость ущерба технологического нарушения на ВЛ.

На основании смет стоимости капитальных ремонтов и методики расчета ущербов от технологических нарушений, в соответствии с (3) определен экономический эффект данного мероприятия на каждые 100 км. ВЛ 500 кВ за один интервал межремонтного периода 751820 рублей < 1000800 рублей.

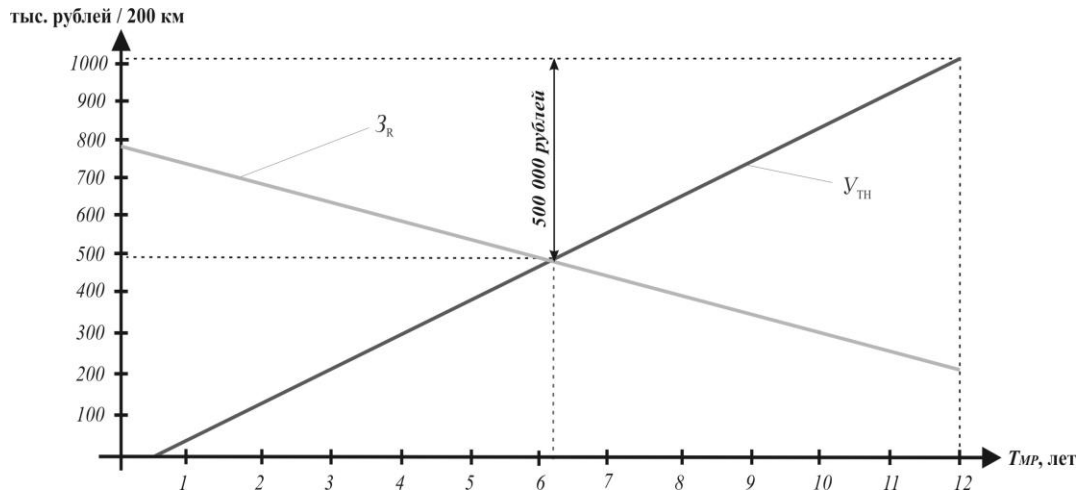


Рис. 3. Характер изменения затрат на реализацию системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ и стоимости ущерба от технологического нарушения на ВЛ.

Исходя из результатов на рис. 3. экономический эффект от выполнения капитальных ремонтов 1 раз в 6 лет (вместо 1 раз в 12 лет) на этапе деградации составит до 250 000 рублей на каждые 100 км. ВЛ 500 кВ за один интервал межремонтного периода.

В целях компенсации затрат на реализацию системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ предлагается производить страхование рисков технологических нарушений на ВЛ от второй и четвертой группы факторов негативных воздействий.

Реализация выработанных решений, позволяющих повысить надежность ВЛ, является конечной целью системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ.

#### Выводы:

1. Определены методологические основы системы управления рисками технологических нарушений на ВЛ: идентификация, анализ, классификация и оценка. Определены индексы для негативных факторов воздействий.

2. Выработаны мероприятия по снижению рисков технологических нарушений на ВЛ путём снижения межремонтного периода между капитальными ремонтами с 12 до 6 лет на этапе деградации и определен экономический эффект данного мероприятия до 250000 рублей на каждые 100 км. ВЛ 500 кВ за один интервал межремонтного периода.

3. Разработанная система управления рисками технологических нарушений на ВЛ позволяет снизить число технологических нарушений на ВЛ, прогнозировать стоимость ущерба от них, определить затраты на реализацию системы управления рисками и минимизировать для предприятий электросетей финансовый ущерб от возникновения технологических нарушений на ВЛ, используя страхование рисков.

#### **Список используемой литературы:**

1. Складчиков А.А. Классификация и анализ технических рисков при эксплуатации воздушных линий электропередач. Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XVII Всероссийской научно-технической конференции / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во “СПБ ГРАФИКС”, 2011. – 420 с.– С. 72 – 73.
2. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
3. Новоселов А.А. Математическое моделирование финансовых рисков. – Новосибирск: ИВМ СО РАН, 2001 – 99с.

УДК 621.311

**Технологии и методы реализации математического моделирования энергосистем***А.А. Суворов**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: lejkasvr@yandex.ru*

Математическое моделирование энергосистем - это исследование на соответствующих математических моделях процессов, протекающих в электроэнергетической системе. Целью статьи является рассмотрение методов математического моделирования ЭЭС и выбор наиболее перспективного из них.

Моделирование можно разделить на четыре основных метода: физическое, аналоговое, цифровое и гибридное [1].

1. Физическое моделирование характеризуется, прежде всего, тем, что исследования проводятся на установках, обладающих физическим подобием, то есть сохраняющих полностью или хотя бы в основном природу явлений. В частности при физическом моделировании используются модели энергосистемы, изображающие в уменьшенном по мощности и напряжению масштабе реальную энергосистему с её регулирующими, защитными и другими устройствами. Таким образом, если осуществлено полное или неполное физическое моделирование и соответственно подобие, то по характеристикам модели можно получить все характеристики оригинала пересчетом через масштабные коэффициенты. Вследствие этого, главным недостатком физического моделирования является необходимость создания модели подобной оригиналу, что в электроэнергетической области весьма затруднительно из-за сложности происходящих процессов и внушительных габаритов используемого оборудования [2].

Прежде чем перейти к рассмотрению аналогового и цифрового метода моделирования, следует сказать, что они имеют схожие технологии реализации, в частности моделирование основывается на изоморфизме уравнений, то есть их способности описывать различные по своей природе явления и выявлять различные функциональные связи, используя изоморфизм уравнений (способность описывать отдельные стороны поведения систем без полного описания всего поведения) [3].

2. Аналоговое моделирование использует прямую, непосредственную аналогию между величинами, присущими одному явлению, и формально такими же и также входящими в уравнения процессов величинами, присущими другому явлению. Например, изменения электрического тока в цепи, содержащей емкость и индуктивность,— простейший пример аналоговой модели. Итак, при аналоговом моделировании воспроизводится не весь процесс в целом, а отдельные математические операции, которые выполняют элементы модели. Проведение таких операций в определенной последовательности, достигаемой соответствующим соединением отдельных аналоговых элементов структурной схемы, позволяет получить математическую структурную модель, составленную из отдельных вычислительных элементов непрерывного типа.

3. Цифровое моделирование основывается на элементах, производящих математические операции дискретно. Следует сказать, что цифровые модели могут иметь своей базой обычные ПК общего назначения. Отметим, что цифровые модели могут быть специализированными, предназначенными для решения некоторых конкретных задач. Тем не менее, для создания модели больших ЭЭС в реальном времени методом цифрового моделирования необходима многопроцессорная супер-ЭВМ, имеющая высокую стоимость и большое энергопотребление, использование таких ПЭВМ вряд ли может быть целесообразным на производстве.

4. Гибридное моделирование является сочетанием моделей упомянутых выше и выполненных в виде соединения непрерывных элементов: аналоговой модели и специализированных цифровых машин. В такой комбинации используются положительные специфические свойства аналоговых моделей (наглядность, простота набора схемы, быстрдействие) и цифровых машин (точность, хранение в памяти нужных данных, результатов анализа и т. д.). В свою очередь, гибридные модели выполняются и выпускаются фирмами в различных исполнениях. К тому же они широко применяются в различных отраслях науки и техники [4].

Все сказанное позволяет сделать вывод, о том, что для полного, достоверного и оперативного математического моделирования электроэнергетической системы (ЭЭС) необходимо использовать ее всережимную математическую модель, адекватно воспроизводящую



весь действительный непрерывный спектр процессов в оборудовании при всевозможных нормальных и аварийных режимах.

Сообразно с этим, по нашему мнению наиболее перспективным путём решения проблемы моделирования является подход, исходящий из создания, объединения средств, образующих гибридное моделирование. Таким образом, с помощью объединения эффективных аспектов цифрового и аналогового моделирования, возможно создать адекватную и оперативную модель ЭЭС.

#### Список используемой литературы:

1. Веников В.А. Теория подобия и моделирование применительно к задачам электроэнергетики.–М.: Высш. шк., 1966.–487с.
2. Щедрин Н.Н. Упрощение электрических систем при моделировании.–М. –Л.: Энергия, 1966.–156с.
3. Азарьев Д.И. Математическое моделирование электрических систем.–М.–Л.: Госэнергоиздат, 1962.–207с.
4. Веников Г.В., Строев В.А. Применение математических методов и средств вычислительной техники в проектировании и эксплуатации энергетических систем. –М. –Л.: Энергия, 1965.–280с.
5. УДК 621.316.925

#### Серия контроллеров Woodward easYgen – решения для контроля и оптимизации генераторных установок

*А.А. Суворов*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: lejkasvr@yandex.ru*

Энергетическая система представляет собой сложную многозвенную техническую систему, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. Процессы, происходящие в энергосистеме, отличаются быстротой, взаимосвязанностью, единством процессов производства, распределения и потребления электроэнергии. Управление ими без применения специальных технических средств, называемых средствами автоматического управления, в большинстве случаев оказывается невозможным. Управление энергосистемой при нарушении её нормальных режимов тесно связано с работой релейной защиты [1]. Основным современным направлением развития устройств релейной защиты является релейная защита на базе микропроцессорных устройств. Помимо основной функции — аварийного отключения энергетических систем, терминалы имеют дополнительные функции по сравнению с устройствами релейной защиты других типов, например электромеханическими реле, по регистрации аварийных ситуаций [2].

Одним из лидеров по производству устройств релейной защиты является американская фирма Woodward. Компания Woodward на протяжении многих лет является независимым производителем и поставщиком оборудования для энергетики США и ряда других стран, а также аэрокосмической промышленности США. Устройства защиты, выпускаемые фирмой Woodward, осуществляют контроль в системах защиты для каждого типа производства и распределение электроэнергии, от самых простейших до наиболее сложных систем. Одним из наиболее быстро развивающихся направлений компании являются производство контроллеров серии easYgen. Продукт easYgen – это пакет с набором функций для контроля и защиты генераторных установок, возможности которого позволяют использовать его для решения широкого спектра задач, связанных с генерацией электроэнергии, а именно от автономных аварийных генераторов до синхронного параллельного подключения до 32 генераторных установок. В тоже время контроллеры easYgen способствуют сокращению выбросов CO<sub>2</sub> благодаря объединению выработки тепла и электроэнергии на электростанциях, работающих на природном газе и биотопливе [3].

Прежде всего, устройство easYgen может выполнять полную защиту генератора и двигателя, а также мониторинг основного источника питания. Более подробный перечень защит приведен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень защит easYgen

Защита генератора	защита от понижения/повышения напряжения/частоты защита от перегрузок, реверсивной/минимальной нагрузки максимальная токовая защита от замыканий между фазами защита от замыканий на землю защита по коэффициенту мощности обнаружение обратного чередования фаз
Защита двигателя	защита от повышения/понижения оборотов двигателя защита при потере возбуждения
Защита сети	защита от понижения/повышения напряжения/частоты обнаружение обратного чередования фаз

Дополнительно устройства серии easYgen обладают возможностью эксплуатации вместе с системой LS-5. LS-5 это компактное устройство контроля и защиты выключателя с функцией синхронизации и плавной нагрузкой, предназначено для использования с устройствами серии easYgen в сложных применениях с несколькими вводами и системами шин. Схема совместного применения LS-5 и easYgen изображена на рисунке 1.

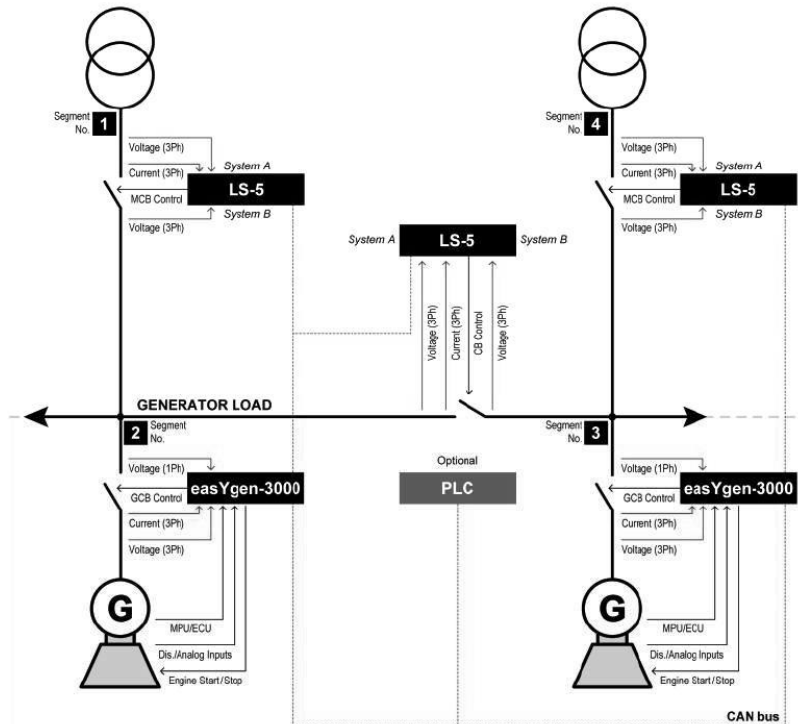


Рис. 1. Схема применения панели LS-5 совместно с easYgen

В заключение отметим, что контроллеры управления генераторными агрегатами серии easYgen отличаются гибкостью и набором функций, которые позволяют использовать их в широком спектре применений – от простых автономных аварийных генераторов до сложных многоагрегатных систем выработки электроэнергии с расширенными требованиями в отношении распределения энергии в зависимости от нагрузки. Кроме того, один блок easYgen совместно с системой защиты выключателей LS-5 может выполнять защиту до 32 генераторных установок различной мощности, что существенно упрощает установку большого количества блоков защиты для каждого агрегата и делает более легкой автоматизацию всего производства.

#### Список использованной литературы

1. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Издательство МЭИ, 2000г. – 101с.
2. Белоусов И.В., Шварц Г.Р., Великий С.Н. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности. Издательство Недр, 2007г. – 297с.
3. EasYgen панели управления генераторными установками. Руководство – 114с.

УДК 621.316.925

**Анализ оборудования защиты и автоматики эксплуатируемых на объектах фирмы  
«Sakhalin Energy Investment Company Ltd.»***А.А. Суворов**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: lejkasvr@yandex.ru*

При проектировании новых объектов возникает вопрос выбора аппаратов релейной защиты и автоматики. В настоящее время существует большой перечень компаний, которые занимаются разработкой и производством релейной защиты и выбор необходимой продукции зачастую оказывается довольно сложным. В данной статье рассмотрены защиты, эксплуатируемые на объектах компании «Sakhalin Energy Investment Company Ltd.». Компания ведёт разработку одного из крупнейших газовых месторождений в России, а именно на острове Сахалин. На объектах компании используется современные микропроцессорные устройства защиты и автоматики типа MiCOM производимые фирмой Alstom.

Объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК) один из основных объектов компании. Основное назначение комплекса – первичная обработка газа и конденсата, а затем передача углеводородов на терминал отгрузки нефти и завод по производству СПГ. ОБТК является самообеспечивающимся объектом и включает все требуемые установки для обеспечения и эксплуатации комплекса, а также сопутствующую инфраструктуру. Электроснабжение на ОБТК является автономным (не связано с энергосистемой Сахалинской области). В качестве основных источников выработки электроэнергии 10 кВ применяются 4 газотурбинных генератора мощностью по 25 МВт каждый [1]. Все виды высоковольтных защит на ОБТК выполнены на микропроцессорных блоках релейной защиты MiCOM (P142, P241, P342 и др.), устанавливаемых в ячейках КРУ, с объединением в единую систему АСУ с использованием телемеханики. Благодаря этому управление потребителями осуществляется из центральной операторной, а при необходимости и непосредственно на месте установки выключателей. Устройства MiCOM имеют широкий набор функций защиты и могут быть подключены практически к любой системе АСУ станции или подстанции. Являются полностью цифровыми устройствами, все функции которых, как относящиеся, так и не относящиеся к защитным, реализованы программным способом. Рассмотрим терминалы, которые обеспечивают защиту основного электрооборудования.

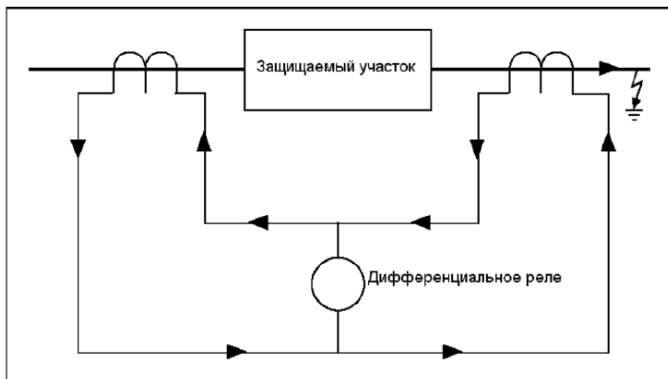
1. Надежная передача и надежное распределение электроэнергии зависят от целостности воздушных и кабельных линий электропередачи, которые соединяют различные участки энергосистемы между собой. В частности, в нефтегазовой отрасли обеспечение непрерывности энергоснабжения является наиболее приоритетной задачей. Терминал защиты и управления присоединением MiCOM P14x обеспечит защиту, управление и наблюдение за воздушными и кабельными линиями распределительных и передающих сетей.

Устройство MiCOM P14x обладает множеством защитных функций, например защита от повышения и понижения напряжения, частоты; защита регистрирующая скорость изменения частоты и напряжения, включена функция четырёхступенчатого АПВ. Таким образом, MiCOM P14x являются универсальными устройствами защиты различных видов фидера [2].

2. MiCOM P24x является комплексным решением по РЗА для синхронных и асинхронных двигателей. Терминал обладает внушительным перечнем защит, перечислим основные из них: защита от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, контроль цепей трансформатора тока и напряжения, защита от потери нагрузки и понижения мощности, защита от тепловой перегрузки и дифференциальная защита. Таким образом, расширенные возможности MiCOM P24x обеспечивают полный спектр защит вращающихся машин, а благодаря широкому набору функций измерений и мониторинга способствуют повышению качества диагностики состояния системы и анализа повреждений. А также защитное покрытие устройства защиты MiCOM P24x рассчитано на самые суровые условия окружающей среды. Благодаря этому продлевается срок службы, обеспечивается надежная работа и технические характеристики оборудования. В особенности для промышленных предприятий, в частности в нефтегазовом секторе экономики, то есть там, где электроустановки могут подвергаться воздействию высокой концентрации агрессивных газов, таких как  $H_2S$ ,  $SO_2$  или солевому туману, покрытие обеспечит защиту и продление срока службы устройств при эксплуатации в условиях агрессивной окружающей среды.

Рассмотрим одну из важнейших защит, которая реализована в терминале защиты MiCOM - это дифференциальная защита. Дифференциальная токовая защита основывается на том принципе, что входящий в зону защиты и выходящий из нее токи равны. Любое отличие этих токов

указывает на наличие повреждения в зоне защиты. Если трансформаторы тока подключены как показано на рисунке 1, то видно, что ток, протекающий через зону защиты, вызовет ток во вторичной обмотке. Если ТТ имеют одинаковые коэффициенты трансформации и характеристики намагничивания, то и ток во вторичных обмотках будет одинаковым, и, следовательно, через реле будет протекать нулевой ток. При возникновении КЗ в зоне защиты, ограниченной местом



установки трансформаторов тока, возникает дифференциальный ток. Этот дифференциальный ток, протекающий в реле, вызывает его срабатывание.

Рис. 1. Принцип работы дифференциальной защиты

В тоже время, большое значение тока протекающего при внешнем замыкании может быть причиной насыщения одного трансформатора тока больше чем другого. Это приведет к возникновению дифференциального тока между вторичными токами трансформаторами тока. В таких условиях важно обеспечить стабильность дифференциальной защиты. Для данной цели в терминалах защиты MiCOM P24x используется метод торможения - уставки реле повышаются при увеличении сквозного тока, то есть ток торможения увеличивает уставку дифференциального органа реле так, что дифференциальный ток будет недостаточным для срабатывания защиты. Характеристика срабатывания реле защиты MiCOM P24x изображена на рисунке 2 [3].

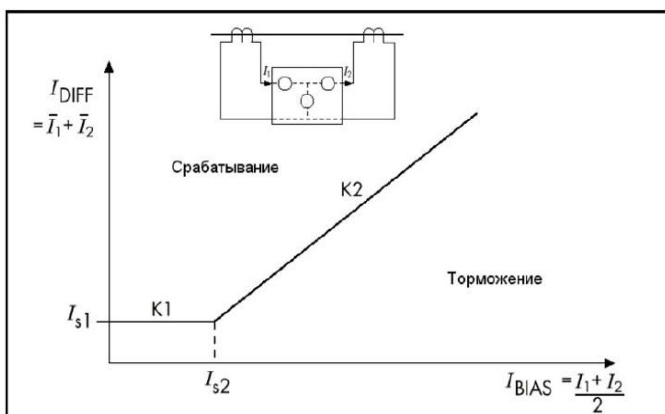


Рис. 2. Тормозная характеристика защиты MiCOM P24x

3. MiCOM P34x применяется для защиты генераторов, которые требуют высококачественную защиту при минимальных затратах. Терминал включает МТЗ, защиту от повышения/понижения напряжения и частоты, защиту по обратной/малой прямой или максимальной мощности, защиту при потере возбуждения,

защиту от разгона турбины, тепловую защиту и защиту от перевозбуждения, защиту от замыкания на землю, а также функцию контроля исправности цепей напряжения и тока. Таким образом, обширные функциональные возможности моделей терминалов защиты позволяют обеспечить полную защиту и управление для широкого диапазона применения, покрывающего большинство электроустановок, от небольших генераторов до сложных систем. Также в устройстве MiCOM P34x предусмотрены специфические виды защит, например защита от непреднамеренного включения в сеть остановленного генератора. Если случайно будет включен генераторный выключатель при неработающем (остановленном) генераторе, то это приведет к возникновению очень большого тока в обмотке статора. Для защиты от подобного включения предусмотрена максимальная токовая защита с контролем по напряжению. Когда напряжение синхронной машины низкое, это означает, что машина не запущена и данная защита работает без выдержки времени. Таймеры функции служат для обеспечения стабильности защиты при провалах напряжения, которые могут быть вызваны замыканиями в сети или при выполнении операций по переключениям электрической машины [4].

После проведенного анализа устройств защиты MiCOM Alstom можно сделать вывод, что терминалы сочетают в себе гибкую и надежную защиту, управление, измерение и мониторинг состояния. Следовательно, аппараты защиты MiCOM являются универсальными устройствами защиты различных видов электроустановок, в терминалах собрано большое количество различных

защит, что позволяет устанавливать только данный вид оборудования, тем самым снижая затраты на установку и эксплуатацию.

#### Список использованной литературы

1. Руководство по эксплуатации ОБТК, том 13 «Выработка электроэнергии, распределение и пуск из обесточенного состояния»- Архивы проекта Сахалин II – 330с.
2. МСМ Р141, Р142, Р143, Р144, Р145 – Техническое руководство – 120с.
3. Руководство по эксплуатации. Терминалы защиты и управления вращающимися машинами – 409с.
4. Руководство по эксплуатации. Защиты генераторов – 924с.

УДК 621.311

### Обзор возможностей технологии "Цифровая подстанция"

*Тенников Р.П*

*Казанский Государственный Энергетический Университет, г. Казань, Россия*

*E-mail: tennikv-rman91@mail.ru*

Цифровая подстанция состоит из интеллектуального первичного и вторичного оборудования, соединенного посредством протокола связи IEC61850.

Увеличение количества интеллектуальных устройств на подстанции, повышение пропускной способности каналов связи, необходимость упрощения и систематизации инжиниринга подстанций привели к разработке стандарта IEC 61850. Приход его на смену классическим стандартам АСУ, выполняющим задачи мониторинга, телесигнализации, телеуправления и сбора данных, повлиял не только на развитие систем АСУ ТП. Стандартом охвачены такие аспекты, как пусконаладка устройств, взаимосвязи устройств, самодиагностика, тестирование как отдельных устройств, так и целых комплексов.

В настоящее время внедрение стандарта зависит в первую очередь от экономической целесообразности его применения, однако даже при наиболее благоприятных условиях ближайшие перспективы использования стандарта не выходят за границы системы АСУ ТП. Это связано в первую очередь с ответственностью, которая лежит на устройствах РЗА, а также с технологическими сложностями, которые повлекло за собой применение стандарта. Потенциал же нового стандарта значительно шире функциональности, необходимой для АСУ

Цифровая подстанция обеспечивает эффективное использование информации о процессах на подстанции, повышение согласованности действия различных видов оборудования. Основной экономической целью создания цифровой подстанции является максимизация прибыли компании от осуществляемых ею бизнес процессов технологического управления и эксплуатационного обслуживания электрических сетей. Основную экономическую цель:

- - повышение качества выполнения основных технологических функций;
- - повышение надежности выполнения основных технологических функций;
- - снижение затрат на выполнение основных технологических функций.

Оборудование на цифровой подстанции подразделяется на: интеллектуальное первичное оборудование, электронные трансформаторы, интеллектуальный выключатель, онлайнный контроллер, сетевое вторичное оборудование, сеть MMS уровня для управления подстанцией, GOOSE, SMV.

Для сбора, передачи и обработки информации на цифровой подстанции используются цифровые сигналы. Цифровое кодирование позволяет: уменьшить количество проводов в сети связи, реализовать функции проверки и исправления ошибок, исключить появление дополнительных погрешностей.

Самым главным органом цифровой подстанции является шина процесса. Она представляет собой локальную вычислительную сеть, соединяющую первичное оборудование с интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), выполняющими различные функции: релейной защиты, различного рода автоматики, технического (измерительные преобразователи) и коммерческого (счетчики) учета и т.д. При этом цифровой интерфейс может быть реализован либо в самом первичном оборудовании, либо при помощи различных комбинаций объединяющих устройств: измерительных объединяющих устройств; специализированных объединяющих устройств; полевых контроллеров ввода/вывода.

Информация, передаваемая по этой сети, – это выборки токов и напряжений в цифровом виде (*sampled values*, стандарт IEC 61850-9-2), и другая информация, в основном дискретная, в виде GOOSE-сообщений (стандарт IEC 61850-8-1).

Шина процесса и станционная шина могут быть организованы независимо друг от друга или объединяться в единую локальную вычислительную сеть. Современная аппаратная реализация устройств, подключаемых к шине процесса, диктует необходимость в организации выделенных сетей связи.

Основные «упрощения» IEC 61850-9-2LE включают в себя:

- фиксированную частоту выборок для аналоговых величин: 80 выборок на период для задач релейной защиты и учета, 256 выборок на период для задач контроля качества электроэнергии;
- передачу по шине процесса только выборок токов и напряжений, без дискретной информации (данное ограничение также приводит к необходимости организации выделенной сети связи для шины процесса);
- предопределенный набор передаваемых данных: 3 фазных тока и ток нейтрали, а также 3 фазных напряжения и напряжение нейтрали с описателями качества;
- оптический сигнал 1PPS для синхронизации времени.

Исключительно важным фактором при построении шины процесса является синхронизация времени с точностью до нескольких микросекунд. Стандарт, обеспечивающий требуемую точность, уже существует – IEEE 1588 / IEC 61588, и некоторые производители, в первую очередь коммуникационного оборудования, уже имеют в линейке продуктов устройства с поддержкой этого стандарта. В этом случае шина процесса будет использоваться не только для передачи аналоговой и дискретной информации, но и для синхронизации времени.

Однако на текущий момент в соответствии с IEC 61850-9-2LE для точной синхронизации принято использование секундного импульса 1PPS, совместно с которым применяется протокол SNTP. Первый метод обеспечивает точную (несколько микросекунд), а второй грубую (несколько миллисекунд) синхронизацию времени и даты часов устройств.

Использование сигнала 1PPS приводит к необходимости построения выделенной шины синхронизации времени устройств, взаимодействующих по шине процесса, но снижает нагрузку на шину процесса и упрощает требования к ИЭУ и оборудованию локальной вычислительной сети.

Преимуществами цифровой подстанции являются: минимальные инженерные расходы, сравнительно большой срок жизни системы автоматизации подстанций (что составляет примерно 15–20 лет), новая архитектура с дополнительным мониторингом посредством датчиков и автоматизации с использованием распределённой функциональности.

Применение новых технологий измерения, управления и передачи данных в пределах подстанции позволит коренным образом пересмотреть структуры и средства обеспечения надежности защиты силового оборудования, повышения эффективности и сокращения времени технического обслуживания всех вторичных систем, повышения качества.

УДК 621.32

#### Экономические показатели светодиодных источников света

***А.И. Войтенко, В.Д. Никитин\****

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*\* НИ ТПУ, доцент каф. ЛуСТ, к.т.н., г. Томск, Россия*

***E-mail: derbes@sibmail.com***

На светотехническом рынке присутствует большое разнообразие светильников (СП). Основными характеристиками СП и источников света (ИС) являются КСС, мощность, световой поток, световая отдача, цветовая температура. Стоимость световой энергии (СЭ) [3] представляет объективный показатель экономичности ИС, учитывающий существенные параметры ИС: световую отдачу, тариф на электроэнергию, цену ИС, световой поток и срок службы. Расчет стоимости световой энергии (СЭ)  $G_{12}$  выполняется по формуле:

$$G_{12} = q \cdot \eta_v^{-1} + C_{ис} \cdot (\Phi \cdot \tau)^{-1}, \quad (1)$$

где  $q$  – тариф на электроэнергию [ $RUR/(kW \cdot h)$ ],  $\eta_v$  – световая отдача ИС [ $lm/W$ ],  $C_{ис}$  – стоимость ИС [ $RUR$ ],  $\Phi$  – поток ИС [ $klm$ ],  $\tau$  – срок службы ИС [ $h$ ] [1].

Представляет интерес сравнить  $G_{12}$  с генерируемой за срок службы СЭ, отнесенной к единице мощности:

$$v = 0,9 \cdot \Phi \cdot \tau \cdot P^{-1} [lm \cdot h/W] \text{ или } v = 0,9 \cdot \eta_v \cdot \tau [lm \cdot h/W], \quad (2)$$

где 0,9 – коэффициент, учитывающий спад светового потока во времени,  $\Phi$  – поток ИС [ $klm$ ],  $\tau$  – срок службы ИС [ $h$ ],  $P$  – мощность ИС [ $W$ ],  $\eta_v$  – световая отдача ИС [ $lm/W$ ].

Спорность количественной оценки деградационных процессов значением  $MF=0,9$  авторы признают.

В таблице 1 указаны характеристики светодиодных ИС и СП ООО «Тегас Электрик» (Россия, г.Краснодар) [2], и приведены расчетные данные СЭ и  $\nu$ . Зависимости (1) и (2) от  $\eta$ , сравниваются на рис.1.

Таблица 1. Расчет стоимости световой энергии  $G_{12}$  и показателя  $\nu$  для СД; и тонированы данные для альтернативных традиционных ИС

Фирменное обозначение светодиодов и световых приборов на их основе	Исходные данные : мощность, световой поток					$G_{12}, \text{RUR/USD} \cdot (\text{Mlm} \cdot \text{h})^{-1}$ , при $q$ , равном			Пок-ль $\nu, \text{Mlm} \cdot \text{h} / \text{W}$
	$P, \text{W}$	$\Phi, \text{klm}$	$\eta_{\nu}, \text{lm/W}$	$\tau, \text{th.h}$	$C_{\text{ис}}, \text{RUR}$	$\frac{2 \text{ RUR}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$	$\frac{3 \text{ RUR}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$	$\frac{\$0,16}{\text{kW} \cdot \text{h}}$	
СД груш.Е27;D60;5Вт.	5	0,5	100	35	780	64,6	74,57	3,1	3,15
СД груш.Е27;D60;6,5Вт.	6,5	0,8	123	35	950	50,2	58,3	2,4	3,88
СД прямостор.Е14;D65	5	0,5	100	35	750	62,9	72,86	3	3,15
СД спот.Е14	4	0,3	75	35	530	77,1	90,5	3,8	2,36
СД трубч.Г13;D26;600	6,5	1	154	35	566	29,2	35,7	1,6	4,85
СД трубч.Г13;D26;600	6,5	0,8	123	35	566	36,5	44,6	1,8	3,88
СД трубч.Г13/А;D26.	13	0,6	123	35	1050	35	43,1	1,8	3,88
СД трубч.Г13/А;D26	13	2	154	35	1050	28	34,5	1,5	4,85
СД L-обр. G24/гор.	7	1	143	35	700	34	41	1,8	4,50
СД L-обр. Е40/гор.	50	4,5	90	35	4500	50,8	61,9	2,7	2,84
СП квадрат. 4*600.	26	4	154	35	4250	43,4	49,9	2,1	4,85
СП квадрат. 4*600.	26	4	154	35	5130	49,6	56,1	2,3	4,85
СП квадрат. 4*600.	26	4	154	35	4520	45,3	51,8	2,1	4,85
СП квадрат. 4*600.	26	4	154	35	5330	51,1	57,6	2,4	4,85
СП прямоуг. 2*1200.	26	4	154	35	4840	47,6	54,1	2,2	4,85
СП прямоуг. 2*600.	13	2	154	35	2760	52,4	58,9	2,4	4,85
СП прямоуг. 2*1200.	26	4	154	35	2760	52,4	58,9	2,4	4,85
СП прямоуг. 2*600	13	2	154	35	3120	57,6	64,1	2,6	4,85
СП прямоуг. 1*1200.	13	2	154	35	2400	47,3	53,8	2,2	4,85
СП прямоуг. 2*1200.	26	4	154	35	4500	45,1	51,6	2,1	4,85
СП прямоуг. 1*600.	6,5	1	154	35	1300	50,1	56,6	2,3	4,85
СП прямоуг. 2*600.	13	2	154	35	2300	45,9	52,4	2,1	4,85
СП круг.; D241/115.	7	0,7	100	35	1280	72,2	82,2	3,4	3,15
СП круг.; D241/115.	7	0,7	100	35	1180	68,2	78,2	3,2	3,15
СП L-обр.; 510/240/200.	100	9	90	35	5500	39,7	50,8	2,4	2,84
СП L-обр.; 630/275/112.	120	13	108	35	12000	44,8	54,1	2,4	3,41
СД модуль; 6,5Вт.	6,5	1	154	35	580	29,6	36,1	1,6	4,85
СД модуль; D54; 5Вт.	5	0,5	100	35	550	51,4	61,4	2,6	3,15
СД модуль; 140/95/2.	50	4,5	90	35	1820	33,8	44,9	2,2	2,84
ЛН	60	0,7	12	1	6,6	175,8	259,2	13,6	0,01
TL-D 36W/33-640 ;36W	36	2,5	69	12	51	30,5	44,9	2,4	0,75
ДНаТ-150 Е40	150	15	100	28	454	21,1	31,1	1,6	2,52
Компакт. ЛЛ спир. Е27.	85	5,1	60	15	449	39,2	55,9	2,9	0,81

Для анализа выбраны светодиодные ИС и СП, поскольку они стали широко использоваться в освещении и имеют существенные достоинства по сравнению с традиционными ИС:

экологическую безопасность, отсутствие вредных излучений\компонентов в светодиодах, высокую механическую прочность и виброустойчивость, широкий диапазон рабочих температур (от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ) [4], срок службы СД 30 000 - 50 000  $h.$ ; высокую светоотдачу СД с резонансным источником питания – 140  $lm/W$  и более. Более подробно разные типы ИС по СЭ сравниваются в [5].

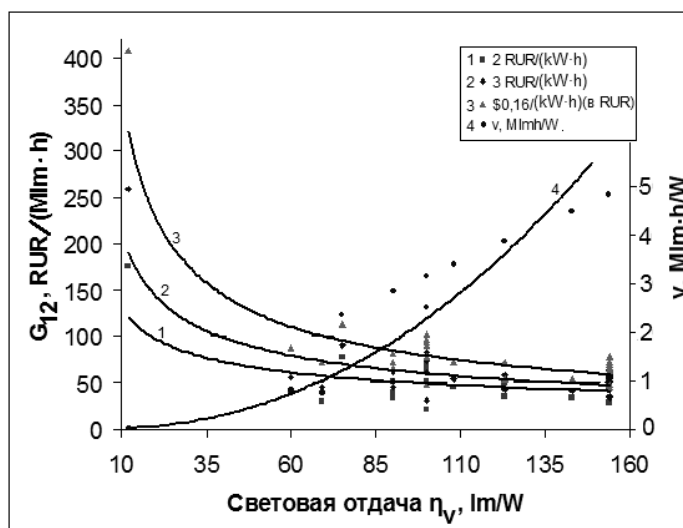


Рис. 1. Зависимость стоимости СЭ и  $v$  от  $\eta_v$  для СД

В таблице 1 приведены данные для ламп: накаливания ООО «ЭлСфера» (Россия, г. Москва) [6], линейной люминесцентной Philips [7], ДНаТ ООО «Рефлекс» (Россия, г. Москва) [8], компактной люминесцентной фирмы ООО «Тегас Электрик». Для сравнения в таблице 2 приведены данные по некоторым светодиодным ИС и СП на их основе других различных производителей.

Таблица 2. Расчет стоимости световой энергии  $G_{12}$  и показателя  $v$  для СД СП и СД ИС (фрагмент).

Фирменное обозначение* светодиодов и световых приборов на их основе	Основные параметры: мощность, световой поток, срок службы и др.					$G_{12}$ , RUR·(Mlm·h) <sup>-1</sup> , при $q$ , равном		Пока- затель
	$P$ , W	$\Phi$ , klm	$\eta_v$ , lm/W	$\tau$ , th.h.	$C_{ис}$ , RUR	2 RUR kW·h	3 RUR kW·h	
LL-Д-220-10 (LeaderLight)	6	0,95	158	8.7	590	83,5	89,8	1,25
EB103102205 (Vartan®)	4	0,4	100	26	490	66,6	76,6	2,37
EB103301203 (Vartan®)	3	0,25	83	26	350	77,3	89,3	1,97
AD103004 (Vartan®)	5	0,45	90	26	610	73,8	84,9	2,13
AD103003 (Vartan®)	9	0,75	83	26	925	70,9	82,9	1,97
AD103002 (Vartan®)	7	0,6	86	26	800	74,1	85,7	2,02
EB106102205 (Vartan®)	5	0,6	120	26	620	55,9	64,3	2,83
EB101001125 (Vartan®)	2,5	0,25	100	26	255	58,8	68,8	2,36
L-street 72XP-G/12636	135	12,6	93	44	23100	63,3	74,0	3,68
L-Street 96XP-G/16848/180	180	16,8	93	44	28900	60,7	71,4	3
L-Street 200XP-G/25272/270	270	25	93	44	40950	59,0	69,8	3,65
УСС-60 МАГИСТРАЛЬ	60	5,4	90	26	15900	134,3	145,4	2,13
УСС-90 МАГИСТРАЛЬ	90	8,1	90	26	18900	111,0	122,1	2,13
Novolight 41/110W	110	9,9	90	26	16500	85,6	96,8	2,13

\* LeaderLight [9]; Vartan® [10]; L-street [11]; МАГИСТРАЛЬ [12]; Novolight [13].



## Выводы

Проанализированы  $G_{12}$  и  $\nu$  для светодиодных ИС при  $q$ , равном 2  $RUR/kWh$ , 3  $RUR/kWh$  и  $\$0,16/kWh$ , даны обобщенные зависимости приведенных величин. Спад  $G_{12}$  с ростом  $\eta_\nu$  (гиперболическая зависимость) и линейный рост  $\nu = \nu(\eta_\nu)$  фактически говорят об одном и том же – прогрессе в светотехнике. Уравнение линии  $\nu$  на графике  $\nu=0,32 \cdot \eta_\nu$  (зависимость имеет место при условии, что время жизни ИС  $\tau=35$  тыс.ч.). Показатель  $\nu = \eta_\nu \cdot \tau$  проще, чем  $G_{12}$ , но не учитывает таких важных факторов, как тариф на ЭЭ и стоимость ИС, и может быть рекомендован для предварительной оценки ИС (отсеивания неконкурентоспособных вариантов).

## Список использованной литературы.

1. Матющенко А.А., Никитин В.Д. Сравнение экономических показателей источников света// Мат. докл. VI междунар. светотехн. конф. Калининград, 2006, с. 84-85.
2. ООО «Тегас Электрик», e-mail: [info@10ekolamp.ru](mailto:info@10ekolamp.ru).
3. Дорофеева Д.Ю. Трубач А.В., Никитин В.Д., Сравнение стоимости единицы световой энергии традиционных и полупроводниковых источников света. Материалы VIII Межрегиональной научно-практической конференции. 2007 г, с.193-196.
4. Кунгс А.Я., Паникаев Р.А., Цугленок Н.В., Светодиодное освещение технологических и жилых помещений агропромышленного комплекса. Красноярск: Издательство Крас. ГАУ - 144 с.
5. Voitenko A.I., Velichkina E.I., Economic aspects of utilization of light emitting diodes (in printed).
6. ООО «ЭлСфера», [www.elsfera.ru](http://www.elsfera.ru).
7. Philips, [www.philips.ru](http://www.philips.ru).
8. ООО «Рефлак», [www.reflux.ru](http://www.reflux.ru).
9. «LeaderLight», [www.leaderlight.sk](http://www.leaderlight.sk)
10. Группа компаний «ВАРТОН», [www.varton.ru](http://www.varton.ru)
11. «L-street», [www.ledel.ru](http://www.ledel.ru)
12. «МАГИСТРАЛЬ», [www.magistral.su](http://www.magistral.su)
13. «Novolight», [novo-light.ru](http://novo-light.ru)

УДК 621.316

## Оценка потерь энергии и сравнение стоимостных показателей медных и алюминиевых проводников

А.И. Войтенко, В.Д. Никитин\*, Д.С. Баранова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

\* НИ ТПУ, доцент каф. ЛиСТ, к.т.н., г. Томск, Россия

E-mail: [derbes@sibmail.com](mailto:derbes@sibmail.com)

Выполнено сравнение сечений и других показателей алюминиевых и медных проводников при расчете по длительно допустимому току. Приведена оценка: стоимостных показателей проводников ООО «Компания Энерго-Холдинг»[1], доли затрат в цене готового проводника. Рассчитано время, в течение которого разница в стоимости (джоулевых) потерь энергии в  $Al$ - и  $Cu$ -проводниках компенсирует разницу в цене проводников.

1. Сравнение сечения и веса цветных проводников при расчете по длительно допустимому току  $I_d$ 

Отношение сечений  $\alpha = S_{Al} \cdot S_{Cu}^{-1}$  и отношение веса  $\omega$  отрезков равной длины даны в табл. 1 (фрагментарно); подчеркнуты ситуации  $S_{Al} = S_{Cu}$ ;  $\alpha$ , близкие к теоретическому значению, даны жирным шрифтом, завышенные – в квадратных скобках; тонированы различия между сечениями в 2 степени.

Таблица 1. Отношение сечений  $\alpha = S_{Al} : S_{Cu}$  и веса металлов  $\omega$  при расчете по току нагрева

Интервал $I_d$ , А	23-24	24-30	30-32	32-39	39-41	41-50	50-60	60-75
Отношение $\alpha$	<u>1,0</u>	[1,6]	<u>1,0</u>	[1,5]	2,5	[1,67]	<u>1,0</u>	[1,6]
Отношение $\omega$	0,3	0,48	0,3	0,45	0,75	0,501	0,3	0,48
Интервал $I_d$ , А	75-80	80-100	100-105	105-135	135-140	140-165	165-170	170-210
Отношение $\alpha$	2,5	[1,56]	<u>1,0</u>	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4
Отношение $\omega$	0,75	0,47	0,3	0,42	0,6	0,42	0,6	0,42
Для компенсации $\gamma_{Al} < \gamma_{Cu}$ достаточен рост $S_{Al}$ на 38% - без учета (на 46% - с учетом) зависимости $K \sim S^{0,22}$ .								

Несовершенство существующих табличных значений  $I_d$  проявляется в фактической «несовместимости» данных для  $Al$  и  $Cu$ .

По существу это свидетельствует (особенно в случаях  $\alpha=S_{Al}:S_{Cu}=1$  и  $\alpha=2,5$ ) о небрежности (или *errors*) составителей таблиц  $I_d=I_d(S)$ : эти нарушения противоречат факту  $(50:30,5)^{1/2}=1,3$  [2]. С позиции снижения веса металла алюминиевые проводники (при расчете по  $I_d$ ) предпочтительны.

## 2. Сравнение стоимостных показателей:

### биржевых на металлы/готовых кабельных изделий

2.1. Сейчас в России выпускается более 20 тыс. типоразмеров кабеля. Это огромный бизнес в сфере электротехники. Представляет интерес выяснить «справедливость» цен на проводниковую продукцию и обоснованность рекомендаций по выбору материала жил, используя стоимостные, физические и электротехнические данные для  $Cu$  и  $Al$ .

Средневзвешенное (стандартный контракт с поставкой через 3 месяца) значение цен на лондонской бирже металлов (*LME*) на момент подготовки статьи: *copper (Cu)* - \$7520/*tn*, *aluminium* - \$2153/*m* [3]; официальная цена наличных металлов с немедленной оплатой и поставкой несколько выше.

Рассмотрим отношение цены медь/алюминий на бирже  $\theta_6$  для  $l=const$ :

$$\theta_6 = \frac{\text{Цена}_{Cu}}{\text{Цена}_{Al}} = \frac{LME_{Cu}}{LME_{Al}} \cdot \omega^{-1},$$

где  $LME_{Cu} \cdot LME_{Al}^{-1}$  - отношение цены LME меди/алюминия (табл. 2);  $\omega^{-1}$  - отношение удельных весов меди/алюминия.

Подставив данные, получим соотношение цен на металлы в изделии:

$$\theta_6 = \frac{\$7520/m}{\$2153/m} \cdot \frac{8,96}{2,7} = 11,6.$$

2.2. В табл. 2 приведены данные для четырех групп проводников из прайс-листа ООО «Компания Энерго-Холдинг». Для возможности сравнения брались строгие (с одинаковыми конструкциями, сечениями и числом жил) пары алюминиевых и медных проводников.

Таблица 2. Расчет отношения цен (в руб. за 1 м (с НДС))  $\theta_k Cu/Al$  [1]

Значение сечения, $n \times \text{мм}^2$	Провод сетевой установочный		Отношение $\theta_k$	Значение сечения, $\text{мм}^2$	Провод установочный		Отношение $\theta_k$
	ППВ	АППВ			ПВ-1	АПВ	
2×2,5	13,65	3,16	4,32	2,5	6,65	1,4	4,75
2×4	20,84	4,36	4,78	4	10,53	1,97	5,35
2×6	30,1	5,77	5,22	6	15,35	2,68	5,73
3×2,5	20,5	5,19	3,95	10	25,97	4,46	5,82
3×4	31,2	6,94	4,5	16	40,36	7,7	5,24
3×6	45,26	9,15	4,95	25	67,3	11,06	6,08
Значение сечения, $n \times \text{мм}^2$	Кабель силовой		Отношение $\theta_k$	Значение сечения, $n \times \text{мм}^2$	Кабель силовой		Отношение $\theta_k$
	ВВГ-п	АВВГ-п			ВВГ-кр	АВВГ-кр	
2×2,5	12,41	5,4	2,30	3×2,5	19,21	6,88	2,79
2×4	20,1	7,29	2,76	3×4	31,02	9,33	3,32
2×6	29,62	9,22	3,21	3×10	75,71	17,69	4,28
2×10	49,36	13,85	3,56	4×2,5	24,65	8,45	2,92
2×16	74,72	19,68	3,80	4×4	40,52	11,56	3,51
3×2,5	19,21	7,56	2,54	4×10	96,29	22,33	4,31
3×4	31,02	10,38	2,99	4×16	162,43	33,57	4,84
3×6	45,28	13,21	3,43	4×35	352,09	63,82	5,52
3×10	75,71	20,09	3,77	5×2,5	30,61	9,96	3,07

При сравнении данных  $\theta_k$  (табл. 2) и  $\theta_6$  по всем позициям получим:

$$\theta_k \text{ (табл. 2)} < LME_{Cu} \cdot (LME)_{Al}^{-1} \cdot \omega^{-1}.$$

Опираясь на отношение цен на  $Cu$  и  $Al$   $\theta_6$  и на данные табл. 2, можно определить, какую долю в цене готового изделия (если она «справедливая») составляют затраты (З) на операции волочения, полиэтилен (или другие изолирующие материалы), транспортные и др. услуги. Составляем уравнение:

$$\frac{\text{Цена}_{Cu} + З}{11,6^{-1} \text{Цена}_{Cu} + З} = \frac{1}{30} \sum_{i=1}^{30} \theta_i = 4,12 \text{ (среднее по табл. 2 отношение } \theta_k),$$

и, решая относительно значения З, получим, что затраты кабельного производства, а также на транспортировку и др., составляют (в среднем по тридцати позициям, представленным в табл. 2)  $З=0,207 C_{Cu}$ ; если в действительности они меньше, чем  $0,207 C_{Cu}$ , то производитель и товаропроводящая сеть, вероятно, имеют целью сверхдоходы от продажи  $Al$ ; если  $З>0,207 C_{Cu}$ , то можно предположить сверхдоходы от продажи медных проводников.

Следует, однако, отметить, что биржевые цены, используемые при сравнении, очень подвижны, и речь идет лишь о тенденции (но именно эта «подвижность» обеспечивает технический и экономический прогресс – в отличие от советской АКС с ее ценовой стабильностью).

### 3. Сравнение потерь энергии в проводниках

Интересно сопоставить стоимостные показатели  $Al$ - и  $Cu$ - проводников на единицу длины и стоимость джоулевых (на нагревание) потерь в сетях, решив уравнение:

$$\Delta C = C_{Cu} - C_{Al} = I^2 \cdot R \cdot t_B \cdot q,$$

где  $R \sim (\gamma \cdot s)^{-1}$ ,  $t_B$  – время выравнивания затрат,  $q$  – тариф на ЭЭ.

При этом необходимо учитывать регламентируемые (существующими нормами по  $I_d$ ) значения сечений (табл. 3). Стоимость проводников бралась по [3]. Поскольку тариф на ЭЭ в разных энергосистемах (и во времени) различен, расчеты выполнялись для  $q=var$ .

В табл. 3 приведены расчеты времени выравнивания  $t_B$  по данным табл. 2 по формуле:

$$t_B = \Delta C \cdot q^{-1} \cdot \{I^2 \cdot [(\gamma \cdot s)_{Al}^{-1} - (\gamma \cdot s)_{Cu}^{-1}]\}^{-1},$$

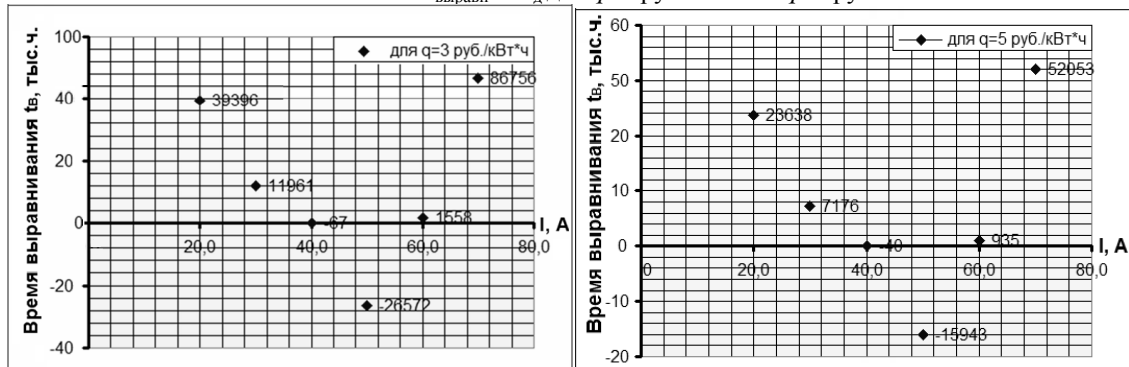
где  $\Delta C$  – разность цен на единицу длины  $Cu$  и  $Al$  [руб./м];  $I^2$  – ток [А];  $q$  – тариф на электроэнергию [руб./кВт·ч];  $s$  – сечение проводника [мм<sup>2</sup>],  $\gamma$  – удельная электропроводность проводника [МСм/м].

Таблица 3. Расчет времени выравнивания  $t_{\text{выравнив}}$  для  $Al$ - и  $Cu$ - проводников и разных значений тарифа на ЭЭ  $q=2\dots 5$  руб./кВт·ч

$I, A$		20		30		40		50		60		70	
$S_{Al}, \text{мм}^2$	$S_{Cu}, \text{мм}^2$	4	2,5	6	4	10	2,5	10	6	10*	10*	16	10
$C_{Al}, \text{руб./м}$	$C_{Cu}, \text{руб./м}$	4,4	13,7	5,8	20,8	17,7	19,2	4,5	15,4	4,5	26	33,6	96,3
Разность $\Delta C, \text{руб./м}$		9,3		15,1		1,5		10,9		21,5		62,7	
Время выравнивания $t_{\text{выравнив}}$ ч, при значении $q$ , руб./кВт·ч, равном	2	59094		17941		-101		-39857		2336		130133	
	3	39396		11961		-67		-26572		1558		86756	
	4	29547		8971		-50		-19929		1168		65067	
	5	23638		7176		-40		-15943		935		52053	

\* Так в действующих нормах

Рис. 1. Зависимость  $t_{\text{выравнив}}$  от  $I_d$  для  $q=3$  руб./кВт·ч и  $q=5$  руб./кВт·ч



Из расчетов времени выравнивания вытекает, что медные проводники выгоднее алюминиевых, если выполняются неравенства  $0 < t_B < t_{\text{экспл.}}$ , т.е. время эксплуатации (обычно 8 лет  $\cdot 4380$  ч/год = 35 тыс.ч.) превышает указанные в табл. 3 положительные значения  $t_B$  (бралось время эксплуатации уличных осветительных установок в год); в противном случае предпочтительны алюминиевые проводники.

Значения  $t_B < 0$  объясняются тем, что Al дешевле, меньше потери на нагрев (снижение электропроводности компенсируется квадратичной зависимостью от диаметра жилы).

#### Список используемой литературы

1. ООО «Компания Энерго-Холдинг», сайт: <http://www.energo-holding.com>.
2. Гречкина Т.В., Никитин В.Д. Расчетный практикум для проектирования осветительных установок: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2009. – 153 с.
3. <http://www.fedspending.org>.

УДК 621.311

#### Акронимический подход к электроэкспертизам

*О.А. Жуков*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: helgyar@mail.ru*

Предложена идея нового акронимического подхода к электротехническим экспертизам, раскрыта его сущность, названы признаки, обстоятельства и критерии экспертной оценки с его использованием на примере электроснабжения объектов (потребителей). Сделан вывод о том, что с использованием акронимического подхода экспертиза обретает характер глубокого и всестороннего исследования применительно к любым объектам электроэнергетики.

##### 1. Введение

Цель исследования – обосновать предположение о том, что имеются необходимые предпосылки для того, чтобы акронимический подход, в силу своей универсальности и простоты применения, занял достойное место в методологии электроэнергетических экспертных исследований.

Для достижения поставленной цели автором предпринята попытка решить следующие задачи:

- расшифровать понятие «акроним<sup>\*</sup>» в контексте разработки акронимического подхода к экспертным/научным исследованиям.

- раскрыть сущность акронимического подхода;

- применить акронимический подход к экспертизе электроснабжения объектов.

Методологическую основу исследования составили диалектические законы научного познания, общенаучные методы системного анализа и синтеза, абстрагирования, обобщения и сравнения. (В качестве примечания заметим, что далее в тексте будет упоминаться термин «экспертные/научные исследования», объединяющий два отличающиеся друг от друга понятия: «экспертные исследования» и «научные исследования» Первые направлены на выявление изменений свойств объекта, вторые – на выявление закономерностей изменения этих свойств. Объединяет их то, что акронимический подход в равной мере применим и в экспертных, и в научных исследованиях).

##### 2. Сущность акронимического подхода.

Многие, наверно, помнят ещё со школьных лет такую фразу о числе «Пи»: «Это я знаю и помню прекрасно – их многие знаки мне лишни напрасно». Если посчитать количество букв в каждом слове, то получаются цифры числа «Пи» (3, 14159265358). Это – типичный пример применения акронима для запоминания информации, когда аббревиатура, в данном случае составленная из слов, произносится одной фразой. Существуют также акронимы, образованные из начальных букв, частей слов или словосочетаний, и произносимые как единое слово, а не по отдельным буквам. Идея данной работы заключается в том, что акроним предлагается к применению для быстрого запоминания и использования в практике всех основных компонентов экспертной/научной деятельности. Автором предлагается акроним в виде фразы «ДАОС-ПУТНИК СПОК». В этой фразе каждое из составляющих её слов образовано из начальных букв слов, раскрывающих суть экспертной/научной деятельности через чёткие конкретные понятия.

Перечислим конкретные понятия, отражённые в акрониме «ДАОС-ПУТНИК СПОК».

Действия во время экспертной/научной деятельности (что делается?) – Автор (кто совершает действия?) – Объект (над чем совершаются действия?) – Субъект (кто совершает действия?) – Причина (почему совершается действие?) – Условие (при каких условиях совершается действие?) – Технология (как совершается действие?) – Намерение (зачем, с какой целью совершается действие?) – Измерение (определение количественных характеристик при совершении действия?) – Координаты (где и когда совершается действие?) – Система – Признаки – Обстоятельства – Критерии.

\*Акроним (греч.) – аббревиатура, образованная из начальных букв, частей слов или словосочетаний, произносимая как единое слово, а не по буквам.

Центральным среди названных четырнадцати понятий является понятие, выраженное термином «Система». Именно с ним связаны остальные понятия. То есть, предложенный акроним представляет собой структуру взаимосвязанных понятий для их применения в действии, а

действующая структура есть система. Применительно к акронимическому подходу, систему следует воспринимать как функционирующую при определённых обстоятельствах структуру, состоящую из совокупности взаимосвязанных объектов, наделённых признаками и оцениваемых с помощью критериев. Отсюда следует, что любые реально существующие системные объекты могут быть описаны в экспертном/научном исследовании фундаментальными категориями – признаками, обстоятельствами, критериями. Категорию «признаки» автор определяет как отличительные, существенные, характерные черты, качества объекта, по которым можно этот объект определить. Категорию «критерии» – как особенности, по которым производится оценка, определение, классификация объекта. Для категории «обстоятельства» автор применяет в процессе экспертирования/научного исследования вопросник «ДАОС-ПУТНИК» применительно к любому времени – прошедшему, настоящему и будущему. В данном случае вопросник дан для настоящего времени.

На примере экспертизы электроснабжения объекта можно получить представление о качестве, глубине, структурности и многогранности экспертного/научного исследования при использовании акронимического подхода.

В силу ограниченного объёма статьи, пример дан в сжатой форме – указана лишь очень малая часть компонентов (раскрытых в самом общем виде), составляющих содержание каждого из понятий, отражённых соответствующими буквами акронима.

**Признаки**, являющиеся частью акронимического слова СПОК, – описание потребителей электрической энергии и категоричности электроприёмников в отношении надёжности электроснабжения.

Десять обстоятельств, являющихся частью акронимического слова СПОК, включают в себя:

**Действия** – составление, утверждение и выдача экспертного заключения экспертом-электриком.

**Автор** – эксперт в области электротехники и электроэнергетики.

**Объекты** – здания, сооружения и площадки электротехнического назначения, электрическая часть электростанций, электрические сети, потребители электрической энергии, основное электротехническое оборудование и устройства.

**Субъект** – разработчик электротехнических решений по электроснабжению объекта.

**Причина** – необходимость приведения в соответствие экспертируемых электротехнических решений действующим в электроэнергетике нормативно-техническим документам.

**Условия** – наличие задания на разработку электроснабжения объекта, сертификатов, необходимой документации (в том числе разрешительной), согласованной со всеми инстанциями в установленном порядке.

**Технология** – оценка полноты охвата исходных данных по представленным на экспертизу электротехническим решениям, оценка полноты содержания самих решений по электроснабжению объекта; подробную информацию в отношении, например, подстанций и линий электропередачи можно найти в [1].

**Намерение** – обоснованное заключение о допустимости или недопустимости предлагаемых решений по электроснабжению объекта.

**Измерения**: количество потребителей электрической энергии, величины мощности и годового расхода электроэнергии.

**Координаты** – место и время проведения электротехнической экспертизы, место нахождения объекта электроснабжения, реквизиты разработчика электротехнических решений и экспертирующей организации, нормативные сроки проведения электроэкспертизы.

**Критерии**, являющиеся частью акронима СПОК.

Содержание этих критериев составляет сердцевину акронимического подхода. Обозначим общие контуры критериев в виде некоторых ключевых слов:

- **Проверка** (правильности, качества, результатов). -

**Соответствие** (заданию, требованиям, целям, задачам, условиям, нормативам).

- **Наличие** (согласований, расчётов, схем, планов, спецификаций, мероприятий, перечней).

- **Соблюдение** (норм, правил, законодательства).

- **Оценка** (характеристик, значимости, возможности, безопасности, огнестойкости, достоверности, обоснованности, эффективности).

- **Определение** (комплектности, полноты, целостности, взаимосвязанности, достаточности).

- **Анализ** (сущности, сценариев, влияний, факторов, рисков, показателей, особенностей, выводов, рекомендаций).

- **Оригинальность** (идеи, средств и способов осуществления). -

**Уровень** (инноваций, новизны технологий, рациональности, аргументированности).

- **Степень** (надёжности, разработанности, функциональности, применимости).

На сегодняшний день существует немного разработок, целиком [2-5] или частично [6] посвящённых электротехнической экспертизе.

### 3. Заключение

Акронимический подход облегчает организацию электротехнической экспертизы электроснабжения объектов в виде полной и структурированной процедуры. Он не претендует на универсальность, однако, используя его, можно провести глубокое, качественное структурированное экспертное и любое другое научное исследование с наибольшим охватом всех аспектов и факторов, касающихся экспертируемых/исследуемых объектов. Акронимический подход при организации экспертизы позволяет выявить меры обеспечения устойчивого и безопасного функционирования действующих объектов, комплексов, систем, зданий, сооружений и инженерных коммуникаций любой отраслевой принадлежности. Применять акронимический подход можно на любой стадии – концептуальной, проектной, строительной и эксплуатационной. По этим причинам акронимический подход располагает всеми необходимыми предпосылками, чтобы занять достойное место среди других научных подходов и повысить качество экспертной деятельности.

### Список используемой литературы

1. Единый регламент принятия технических решений при разработке проектно-сметной документации для нового строительства и технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства. – М.: Издательство ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 19 с.
2. Черкасов В.Н. Пожарно-техническая экспертиза электрической части проекта. – М.: Издательство Стройиздат, 1987. – 104 с.
3. Требования по составу и содержанию экспертного заключения по разделу «Электроснабжение и электрооборудование» ТЭО (проекта) на строительство. – М.: Издательство Главгосэкспертиза России, 1995. – 1 с.
4. Методические рекомендации по проведению государственной экспертизы проектной документации на строительство. Разделы: Электроснабжение, электрооборудование и электроосвещение. – Астана: Издательство РГП «Госэкспертиза», 2010. – 14 с.
5. Щепетова Г.В. Экспертиза электрических сетей //Журнал «Стройкомплекс Среднего Урала». – 2010. - №3 (136). – С. 11-12.
6. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». - М.: Издательство ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. – 112 с.

УДК 621.311

**Потенциал нетрадиционных источников энергии в Таджикистане***Р.С.Расулов, А.К. Киргизов, Л.С. Касобов, У.У. Касымов,**Таджикский Технический университет имени акад. М.С.Осими, г. Душанбе, Таджикистан**E-mail: loiknstu@mail.ru*

Разработка использования новых источников энергии позволит выявить наиболее эффективные из них, на изучение которых в первую очередь следует сосредоточить научные и технические силы для получения скорейшего эффекта. Для постановки и решения вышестоящей задачи необходимо оценить возможные ресурсы солнечной, геотермальной, ветровой и биологической энергии.

Введение рынка возобновляемые источники энергии диктует новые требования к операционной системе. Что касается генерирующих компаний, то они экономически заинтересованы в максимальном использовании солнечной, ветровой, геотермальной и гидро - энергии.

В настоящее время производства электроэнергии на нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в мире и в том числе в Республике Таджикистан имеет повышенный интерес населения и государства.

Солнечная энергия. Таджикистан относится к районам с благоприятным радиационным режимом. Однако своеобразность рельефа Таджикистана и сочетание горных массивов с долинами сказывается на распределение солнечной радиации в различных точках республики. Южное положение республики (32-42 сев.ш.) обеспечивает высокое стояние солнца. Среднегодовая продолжительность солнечного сияния колеблется в пределах 2008-3166 часов. В дни зимнего солнцестояния высота солнца достигает  $28^{\circ}$ , а в дни летного - поднимается над горизонтом на  $75^{\circ}$ . В связи с этим на территории республики среднегодовое количество суммарной радиации достигает 151 (на севере) до 176 (на востоке) кал/см<sup>2</sup>, а при ясном небе годовая сумма колеблется в пределах 182,9-223,9 кал/см<sup>2</sup>. Расположение республики на северной части субтропической зоны и наибольшая величина, покрытые неба облачностью определяют высокое значение солнечной радиации и большую продолжительность солнечного сияния. В горных районах Таджикистана число дней без солнца составляет 50-54 [2]. В долинных районах число таких дней сопровождается до 30-40, а на восточном Памире до 20-30. Минимальное число дней без солнца наблюдается в районе ст. Каракул-7.

Продолжительность солнечного сияния зависит не только от астрономических факторов и наличия облачности, но и от экспозиции склонов и степени закрытости горизонта окружающими хребтами.

Наиболее продолжительность солнечного сияния наблюдается на юге и на Восточном Памире. На ст. Пяндж составляет 3030 часов/год на ст. Каракуль -3166 часов. Интенсивность прямой солнечной радиации, падающей на перпендикулярную к лучам поверхность ( $\zeta$ ), в полуденные часы при ясном небе достигает наибольших величин в феврале- марте. В долинах Северного и Центрального Таджикистана среднее значение ( $\zeta$ ), в эти месяцы составляет -1,3-1,35 ккал/см<sup>2</sup>мин, в предгорьях-1,44, а на Восточном Памире -1,65-1,70 ккал/см<sup>2</sup>мин [2]. Летом интенсивность солнечной радиации несколько уменьшается из-за запыленности атмосферы. Среднее величины ( $\zeta$ ), в месяц минимума в долинных районах составляет 1,20-1,22 ккал/см<sup>2</sup>мин, в предгорных 1,30, на Восточном Памире -1,55-1,6022 ккал/см<sup>2</sup>мин. Значения ( $\zeta$ ), практически не меняется в годовом резерве и могут служить гарантией наличия солнечной энергии во всех районах Республики. Интенсивность прямой солнечной радиации падающую на горизонтальную поверхность, имеет тенденцию увеличения от 0,7 ккал/см<sup>2</sup>мин - зимой, до 1,5 ккал/см<sup>2</sup>мин летом. Суточный ход солнечной радиации определяется изменением высоты солнца и имеет максимум в полдень.

Из многообразия использования солнечной энергии можно выделить следующие основные направления: теплотехническое, фотоэлектрическое, биологическое и химическое. Наиболее развитое в настоящее время получило теплотехническое направление, которое включает создание гелиоэнергетических устройств (ГЭУ) теплового действия и проектирование солнечных электростанций (СЭС) на паротурбинном цикле.

Наиболее перспективным направления для Таджикистана, является использование солнечной энергии для тепло-холод снабжения коммунально-бытовых и производственных потребителей, и в первую очередь в высокогорных районах, куда доставка топлива затруднена сложностями автотранспортных перевозок. На сегодняшний день использование солнечной

энергии - задача технически решённая. Основные трудности в практической реализации ГЭУ обусловлено высокой стоимостью коллекторов. В силу сравнительно низкой топливо заменяющей способности внедряемых коллекторов считается целесообразным их первоначальное использование для нужд горячего водоснабжения и сушки сельскохозяйственных продуктов с дальнейшим частичным покрытием отопительной нагрузки в районах с благоприятными условиями.

Наиболее благоприятное условие использования солнечной энергии это Восточный Памир, где как было сказано выше солнечная радиация самая высокая и его применение более выгодно с разных точки зрения.

Во первых земля в этой часты на сельско - хозяйственные нужды не используется из-за низкой температуры.

Во вторых использование малых ГЭС для таких районах с суровым погодным условием включает в себя ряд трудностей. Это эксплуатация гидротехнических оборудования в зимнем периоде, когда температура опускается ниже 40<sup>0</sup>С и почти все водотоки замерзают, и будет трудно эксплуатировать МГЭС [1].

Геотермальная энергия. Этот вид энергии включает два вида энергоресурсов: гидротермальные (термальные воды, пароводяные смеси и пар с температурой от 40<sup>0</sup>С до 250<sup>0</sup>С) и петро геотермальные (ресурсы тепла, аккумулированные горными породами).

Отметим, что большая часть геотермальных ресурсов приходится на термальные воды, отличающейся простотой добычи и значительными запасами заключенного в них тепла. Они имеют широкое распространение и устойчивый режим выхода.

Сфера применения и перспективность использования геотермальных вод определяется следующими факторами: энергетическим потенциалом геотермальных скважин, химическим составом, степенью минерализации и газо насыщенности, общими запасами и дебитом эксплуатационных скважин, удалённости источников от потребителей, избыточным давлением на устье скважины, температурным и гидравлическим режимом действующих скважин, а также глубиной залегания геотермальных ресурсов.

В практическом соотношении наибольшую ценность представляют месторождения в пределах которых температура воды составляет не менее 40<sup>0</sup>С, минерализация воды не превышает 35г/литр, а глубина залегания не более 3000 метров. На территории Таджикистана до настоящего времени поисково - разведочные работы на термальные воды не производилось. Существующие месторождения открыты при проведении разведочных работ на нефть, газ или в результате самоизлива. В табл.1 приведены параметры наиболее крупных месторождение термальных вод Таджикистана.

Следует отметить, что наиболее широкое распространение термальные воды имеют на Памире, где зарегистрировано более 40 источников.

Таблица 1. Параметры наиболее крупных месторождение термальных вод Таджикистана.

Название месторождения	Температура геотермальной воды на устье <sup>0</sup> С	Ожидаемый прирост термальных вод м <sup>3</sup> /сек	Минерализация г/л	Количество скважин	Глубина скважин м	Теплосодержание источника Гкал/час
Токузбулак ГБАО	60-90	2590	0,4	8	250	4,86
Иссыкбулак ГБАО	65-95	1000	0,6	6	200	2,0
Джелоды ГБАО	70-90	2590	0,4	7	150	5,91
Джавшангоз ГБАО	40-50	2000	0,5	10	100	2,0

В основном это минерализованные (до1г/л) или слабоминерализованные (до 4г л) углекислые термальные воды. Данные которые приведены в табл. 1 показывает глубину заложения невелики (до 2000м), а максимальное значение температуры термальной на устье скважины до 95<sup>0</sup>С. Термальные воды с температурой до 100<sup>0</sup>С относятся к низко потенциальным, которые используется в основном для теплофикации коммунально-бытового и промышленного секторов, для обогрева теплиц и животноводческих комплексов, а также для оздоровительных комплексов и нужд населения (плавательные бассейны), душевые, бальнеология). Технология



извлечения и утилизация термальных вод к настоящему времени освоена, поэтому добыча и применение их в принципе допускается использование серийно выпускаемого промышленностью оборудования. Сложностью использования геотермальных ресурсов является повышенная минерализация воды. В этом плане геотермальные ресурсы Таджикистана имеют преимущества, так как почти все источники имеют слабую минерализацию, что позволяет непосредственное использование в системе отопления и горячего водоснабжения.

Эффективность использования термальных вод для отопления во многом зависит от глубины срабатывания теплового потенциала, использования термальных вод с температурой ниже 40<sup>0</sup>С необходимо разрабатывает систему с отопительными насосами. Для широкого применения термальных вод нужно ещё разведывать все месторождения на восточном Памире. На сегодняшний день термальные воды используются для отопления домов и теплиц в поселке Джелонди ГБАО которое очень эффективен.

Ветровая энергия. Средняя годовая скорость ветра в республике изменяется в очень широких пределах – от 0,8 до 6 м/сек [6]. Наиболее сильная скорость наблюдается в высокогорных районах в открытых формах рельефа (ледник Федченко -6м/сек, Анзобский перевал 4.6) и в тех районах, где орографические факторы способствуют сходимости линии тока (Сугд-4.6 м/ сек). В остальных регионах республики значение среднегодовой скорости ветра колеблется в пределах 1,2-2,3 м/сек, что не представляет энергетической ценности. Кроме того энергетическая ценность ветров снижается наличием разнообразия их режима, обусловленного сложностью рельефа и орографических особенностей местности.

#### Список используемой литературы:

1. Авакян А. Б. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы /А.Б.Авакян, В.А. Баранов, Л.Б. Барштейн и др. Под ред. А.Н. Вознесенского. М.: Наука,1967.
2. Новые и возобновляемые источники энергии. Импакт №4. М.:1988.
3. Касобов Л.С..К вопросу об использовании солнечных панелей в условиях Таджикистана // Касобов Л.С., Инояттов М.Б., Касымов У.У «Социально – экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики»- 8-я Международная конференция по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики / Материалы конференции ТулГУ, Тула, 2012, Т.2.с.486-489
4. Тарнижевский Б.В. Определение показателей работы солнечных установок в зависимости от характеристик радиационного режима //Теплоэнергетика.-1960.- Вып. 2.- С.18-26.
5. Берлянд Т.Г. Распределение солнечной радиации на континентах. Л.: Гидрометиздат, 1961.
6. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Л.: Гидрометиздат, 1989.- 80 с.

#### Исследования плоских солнечных коллекторов программным методом

*У.О. Мадумаров, М. Б. Инояттов. Ф.Н. Масуми К.С. Мухиддинов.*

*Таджикский технический университет им. акад. М.С. Осими.*

Установлено влияние различных факторов на величину поступающей солнечной радиации и на эффективность работы системы солнечного теплоснабжения. Представлены результаты компьютерного моделирования системы солнечного горячего водоснабжения. Даны практические рекомендации по выбору параметров системы солнечного теплоснабжения для эффективной ее работы.

Основным направлением использования солнечной энергии является производство низкопотенциальной теплоты для горячего водоснабжения и в меньшей степени для отопления. Наибольшее распространение в системах солнечного теплоснабжения (ССТ) в качестве элементов, воспринимающих солнечную энергию, получили плоские солнечные коллекторы (СК), которые могут улавливать прямую и рассеянную солнечную энергию. Несмотря на относительно высокую стоимость солнечного теплоснабжения, использование СК во многих странах растет высокими темпами.

Для моделирования ССТ используются различные компьютерные программы. Однако многие из них рассматривают солнечную радиацию как единый поток энергии без разделения на прямую и рассеянную, не учитываются сезонные, климатические и метеорологические факторы на поступление суммарной солнечной радиации (ССР) .

Целью данной работы было определение факторов, влияющих на величину поступающей солнечной радиации и эффективность работы ССТ.

Расчет ССР, поступающей на поверхность СК, установленного под произвольным углом, проводили по методу Луи-Джордана [1]. В ходе исследования устанавливалось влияние угла наклона СК на количество поступающей ССР в зависимости от месяца года для климатических условий и географического положения г. Душанбе. При этом использовались метеорологические данные для географической широты и долготы за 2010г.

Определен оптимальный угол установки СК для каждого месяца, т.е. угол, при котором возможно получить максимальное количество поступающей среднемесячной дневной ССР.

На рис.1 показаны значения оптимального угла наклона СК для различных месяцев и сезонов.

На рис.2 представлена зависимость количества ССР, получаемой СК в различные месяцы года для углов  $0^\circ$ ,  $45^\circ$  и оптимального угла (значения угла см. рис.1), при котором возможно получить максимальное количество ССР в течение данного месяца.

Установка СК под оптимальным углом позволяет увеличить количество поступающей солнечной энергии на величину до 21%.

На основании данных рисунков можно сделать такие общие выводы: для летних месяцев целесообразно практически горизонтальное расположение СК (в потоке ССР преобладает прямая составляющая); в зимнее время отдается предпочтение вертикальному расположению СК (в потоке ССР преобладает рассеянная составляющая); в весенне-осенний. Период угол наклона СК близок по значению географической широте местности и в данном случае составляет  $40\text{-}50^\circ$ .

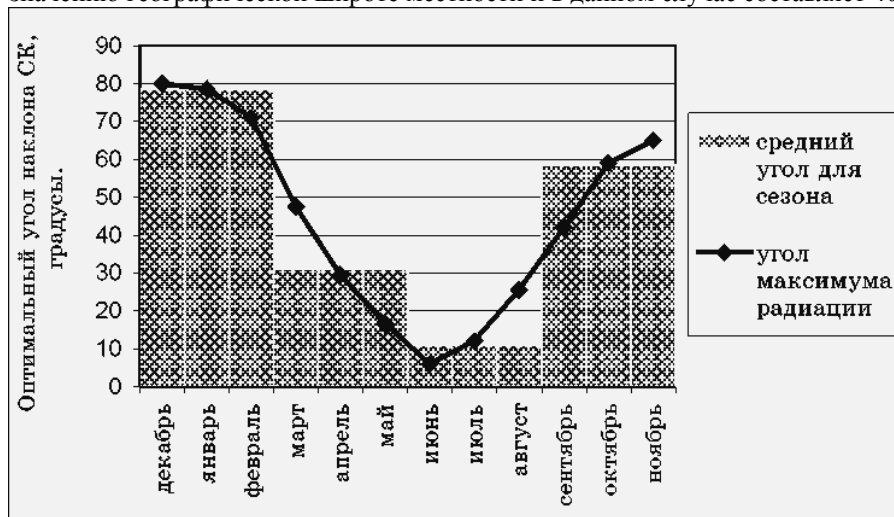


Рис. 1 – Значения оптимального угла наклона СК для месяцев года

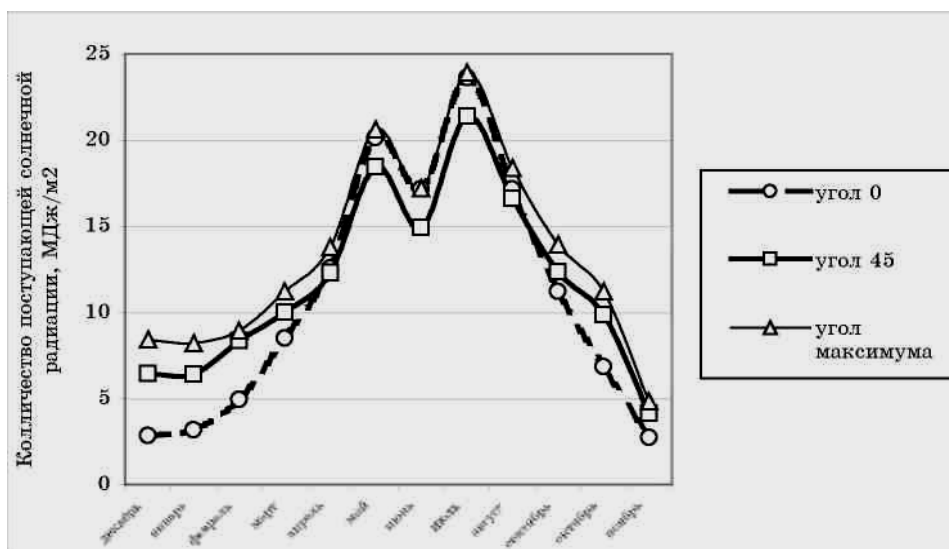


Рис. 2 – Зависимость количества ССР по месяцам от угла наклона СК

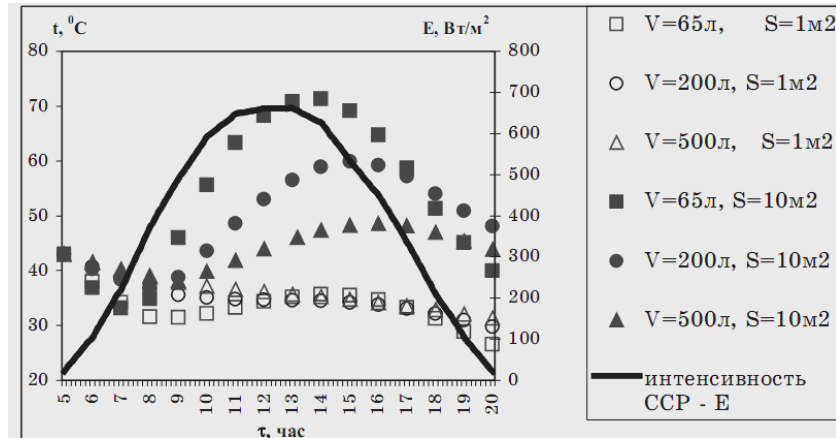


Рис.3 Зависимости температуры воды в БА при различных значениях объема БА и площади СК

Моделирование процесса в одноконтурной ССТ с помощью компьютерной программы SUNMEDIA [2] позволило определить влияние различных факторов на эффективность ее работы.

Установка предназначена для горячего водоснабжения и состоит из плоского СК, бака-аккумулятора (БА), водяного насоса (ВН) и трубопроводов.

Принятые следующие исходные данные при моделировании: месяц года – июль; продолжительность светового дня – 15 часов (5-00 – 20-00); температура наружного воздуха – 20 °С; скорость ветра – 1 м/с; температура воды, поступающей в систему – 15 °С; производительность ВН – 50 л/ч; объем БА – 65 л; площадь СК – 1м²; коэффициент тепловых потерь БА – 4 Вт/(м²·°С), начальная температура воды в БА – 43 °С; суточное потребление горячей воды с температурой 40-45 °С – 150 л. Под эффективностью работы установки подразумевалось отношение количества энергии, полученной водой, которая циркулирует через СК, к количеству суммарной солнечной энергии, поступающей на поверхность СК [3]. При отключенном ВН эффективность работы установки равна нулю. Программа позволяла получать мгновенные значения температуры воды в БА и эффективности работы СК через каждые 10 минут. На основании этих значений строились графики изменения температуры воды в БА и эффективности работы СК в течение суток. Площадь СК и объем БА существенно влияют на эффективность работы ССТ. На рис.3 представлены зависимости температуры воды в БА при различных значениях объема БА и площади СК.

Из рис.3 видно, что СК площадью 1 м² не обеспечивает нагрева воды до заданной температуры, поскольку даже в условиях самого жаркого месяца года – июля температура воды в течение дня не поднимается выше начальной, а ее снижение за световой день составляет около 40%. Увеличение площади СК до 10 м² обеспечивает более высокие значения температуры воды у потребителя в течение дня и, что особенно важно – высокое ее значение в конце светового дня. Этот факт создает предпосылки для непрерывного использования установки в летний период без дублирующих источников теплоты. БА оказывает особое влияние на работу системы. Общий характер этого влияния – «сглаживание» графика изменения температуры воды в БА в течение дня. Чем больше объем БА, тем более равномерный график температуры. Это объясняется тем, что БА большого объема обладает большим запасом энергии. Поэтому в утреннее время, когда интенсивность ССР незначительная, БА компенсирует падение температуры. С другой стороны, в таком БА тепловая энергия, преобразованная из солнечной, поглощается большим объемом воды. В связи с этим в часы повышенной интенсивности ССР температура воды в БА имеет меньшее значение, чем при использовании БА малых объемов. Таким образом, увеличение объема БА компенсирует резкие перепады температуры и поддерживает температурный режим в заданном диапазоне в течение длительного времени.

Следующим исследуемым параметром являлся график потребления горячей воды. В работе рассматривались 2 типичных графика потребления – равномерный в течение светового дня; неравномерный с утренним и вечерним пиками и провалом в дневное время. При этом в обоих случаях общее потребление воды за сутки было одинаковым и составляло 150 л.

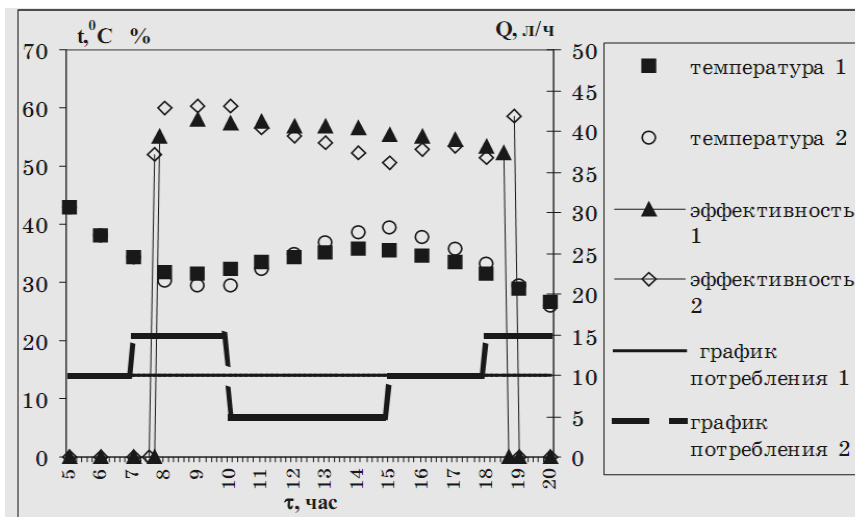


Рис. 4 – Зависимость температуры воды в БА от графика потребления воды

На рис.4 показано, что с увеличением потребления воды в утреннее время температура воды понижается. С другой стороны, снижение потребления воды в дневное время обеспечивает более высокие значения температур во второй половине дня. Происходит своеобразная «компенсация температур». В конце светового дня температура воды в обоих случаях практически одинаковая. Это позволяет сделать вывод о том, что при равном общем потреблении воды график потребления влияет на диапазон изменения температур в течение суток, но не оказывает влияния на общее количество полезно используемой солнечной энергии. Это подтверждает тот факт, что эффективность работы установки в обоих случаях лежит в пределах 50-60%.

Также в исследовании проводился анализ влияния на работу установки температуры наружного воздуха и скорости ветра.

В реальных условиях работы системы температура наружного воздуха изменяется в течение суток. Предполагалось, что это изменение происходит в соответствии с изменением интенсивности ССР и находится в пределах 20-34<sup>0</sup>С. В результате происходит уменьшение тепловых потерь в окружающую среду. В связи с этим наблюдается повышение температуры воды в БА и эффективности работы установки. Поправка на реальное значение температуры наружного воздуха составляет 2-4<sup>0</sup>С, эффективность повышается на 10%.

При повышении скорости ветра повышается интенсивность теплоотдачи в окружающую среду от элементов установки. Исследования показали, что данный параметр в целом не оказывает значительное влияние на работу системы. В среднем при увеличении скорости ветра на 1 м/с происходит снижение температуры воды в системе на 0,1<sup>0</sup>С.

#### Вывод.

Таким образом, в ходе исследования данные показали, что при равном общем потреблении воды график потребления влияет на диапазон изменения температур в течение суток, но не оказывает влияния на общее количество полезно используемой солнечной энергии.

#### Список используемой литературы:

1. Бекман У., Клейн С., Даффи Дж.. Расчет систем солнечного теплоснабжения. – М.: Энергоиздат, 1982. – 80с.
2. Ахаоролос Р., Pitsilis G. and Panagakis P., Int. J. of Solar Energy. – 2002. - Vol.22(2). -pp. 83 – 92.
3. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. – К.: Наукова думка, 1999. - 315с.
4. Дешко В.И., Дубровская В.В., Иванов П., Кучко М. Результаты экспериментальных исследований систем солнечного горячего теплоснабжения в Украине и в Болгарии //Пром. Теплотехника.– 2003.–Т. 25.–Приложение к журналу '4.–С. 268-270.

### Исследование характеристик тягового электропривода постоянного тока с широтно-импульсным управлением

И.И. Шушанов, М.А. Соловьёв, Н.К., Полуянович  
Южный Федеральный Университет, г. Таганрог, Россия  
kolienko01@mail.ru

**Актуальность темы.** В системах электрической тяги электроподвижного состава (ЭПС) используется значительная доля электропривода постоянного тока, несмотря на его вытеснение из других отраслей промышленности [1], они используют двигатели с последовательным возбуждением и системы управления с широтно – импульсным регулированием тока.

С точки зрения теории регулирования тяговый электропривод (ТЭП) постоянного тока с импульсным управлением представляют собой сложные нелинейные многорежимные системы, в которых могут возникать субгармонические, квазипериодические, хаотические движения, следствием которых являются снижение КПД электромеханического преобразования энергии и нарушение ЭМС на участке контактной сети. Важнейшим требованием к системам управления автоматизированных тяговых электроприводов постоянного тока (АТЭП ПТ) является обеспечение во всех штатных режимах синхронной динамики, при которой частота колебаний в системе равна частоте синхронизации. Если исключить из рассмотрения выбег и останов, при которых импульсный преобразователь не задействован, то можно выделить четыре основных режима: пуск, реостатное, рекуперативное и реостатно-рекуперативное торможение.

На ЭПС постоянного тока плавное экономичное регулирование возможно при помощи импульсных преобразователей (рис. 1 а и б). Обычно используемые для этих целей импульсные преобразователи с параллельной емкостной коммутацией имеют линейную статическую характеристику:

$$u_k = \frac{\tau}{t_{\Pi}} u_{\text{кк}} = \tau / u_{\text{кк}} = k u_{\text{кк}}. \quad (1)$$

Коэффициент заполнения  $k = \tau / t_{\Pi}$  представляет собой отношение длительности  $\tau$  проводящего состояния преобразователя к периоду  $t_{\Pi}$  следования импульсов [2]. Однако для реальных импульсных преобразователей необходимо учесть инерционность, связанную с наличием входного фильтра, обладающего индуктивностью  $L_1$ , активным сопротивлением  $r_1$  и емкостью  $C$ .

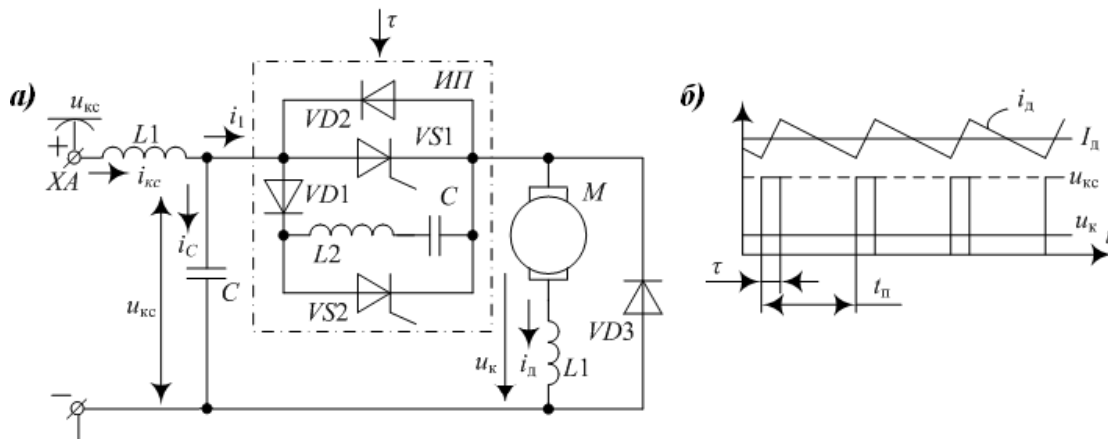


Рис. 1. Импульсный преобразователь тягового электропривода постоянного тока

Таким образом, пренебрегая дискретностью и запаздыванием собственно импульсного преобразователя, работу схемы, для усредненных за период  $t_{\Pi}$  параметров электромагнитного процесса в фильтре можно описать системой дифференциальных уравнений при малых отклонениях всех переменных:

$$\begin{cases} L_1 \frac{d\Delta i_{кк}}{dt} + r_1 \Delta i_{кк} + \Delta u_c = \Delta u_{кк}; \\ C \frac{d\Delta u_{кк}}{dt} + \Delta i_1 = \Delta i_{кк}; \\ \Delta u_k = f_{u_{c0}} \Delta \tau + f_{\Delta \tau} \Delta u_c; \\ L_{дз} \frac{d\Delta i_{д}}{dt} + r_{д} \Delta i_{д} = \Delta u_k - \Delta e_{д}; \\ \Delta i_1 = f_{i_{д0}} \Delta \tau + f_{\Delta \tau} \Delta i_{д}. \end{cases} \quad (2)$$

Уравнения для  $\Delta u_k$  и  $\Delta i_1$  получены линеаризацией по формуле полного дифференциала.

Рассмотренное представление тягового электропривода с импульсным преобразователем как линеаризованной системы позволило использовать для его описания передаточные функции и соответственно линейные методы расчета систем автоматического регулирования.

**Математическое моделирование двигателя постоянного тока с последовательным возбуждением.**

Уравнения, описывающие работу двигателя постоянного тока с последовательным возбуждением, имеют вид [3]:

$$\begin{cases} u = (L_{я} + L_{в}) \frac{di}{dt} + (r_{я} + r_{в})i + e_{я}, \\ J \frac{d\omega_m}{dt} = M - M_H, \\ \Phi_{в} = k_{\phi} i_{в}, \\ e_{я} = k_E \omega_m \Phi_{в}, \\ M = k_M i_{я} \Phi_{в}. \end{cases} \quad (3)$$

Введением базовых значений переменных:

$$U_{НОМ}, \Phi_{НОМ}, \omega_{0НОМ} = \frac{U_{НОМ}}{k_E \Phi_{НОМ}}, M_{к.НОМ} = k_M \Phi_{НОМ} \frac{U_{НОМ}}{r_{я} + r_{в}} \quad (4)$$

Уравнения (4) приводятся к безразмерному виду:

$$\begin{cases} \bar{u} = T \frac{d\bar{i}}{dt} + \bar{i} + k_i \bar{i} \bar{\omega}_m, \\ T_m \frac{d\bar{\omega}_m}{dt} = k_i \bar{i}^2 - M_H \end{cases} \quad (5)$$

где:  $T = \frac{L_{я} + L_{в}}{r_{я} + r_{в}}$ ,  $k_i = \frac{U_{НОМ}}{(r_{я} + r_{в}) \cdot I_{НОМ}}$  – параметры двигателя.

Представим уравнения (5) в операторном виде:

$$\begin{cases} \bar{u} = (Ts + 1) \cdot \bar{i} + k_i \bar{i} \bar{\omega}_m, \\ T_m s \bar{\omega}_m = k_i \bar{i}^2 - \bar{M}_H. \end{cases} \quad (6)$$

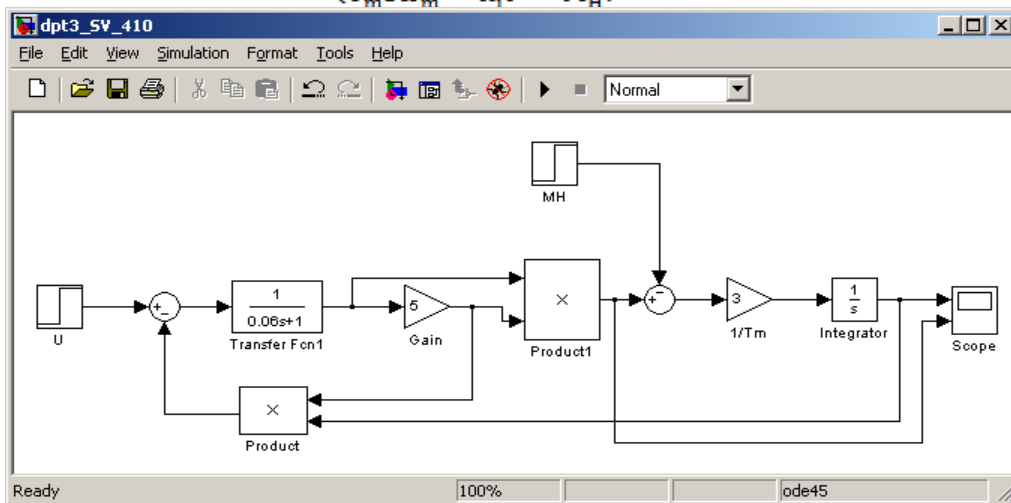


Рис. 2. Модель ДПТ с последовательным возбуждением

Модель двигателя, построенная по системе уравнений (6) представлена на рис. 2 при скачке управления в момент 0,5 с и скачке возмущения в момент 5 с. Переходные процессы, показанные на рис. 3, свидетельствуют о том, что при пуске момент двигателя с последовательным возбуждением значительно превышает момент двигателя с независимым возбуждением и двигателя с параллельным возбуждением [4]. Это достоинство двигателя широко используется в тяговых (транспортных) электроприводах. Однако в двигателе с последовательным возбуждением при приложении нагрузки наблюдается значительный провал скорости.

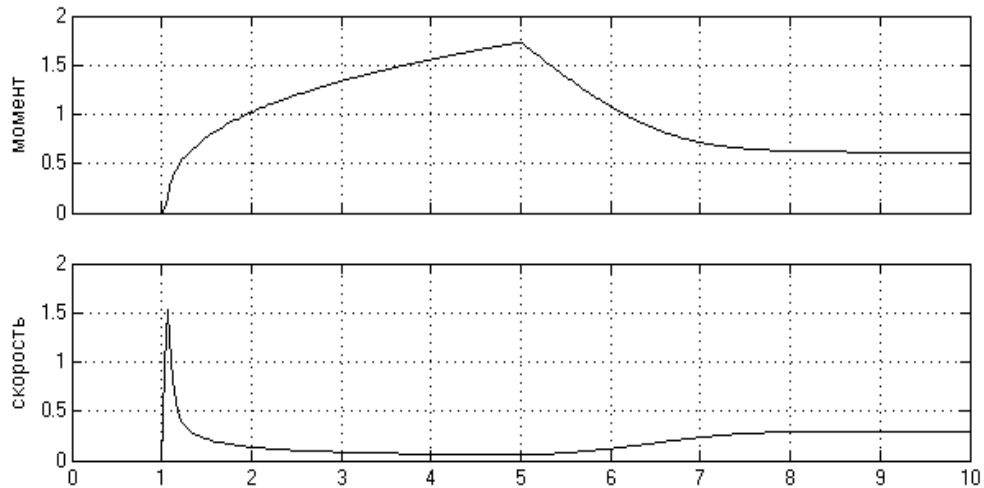


Рис. 3. Моделирование переходных процессов

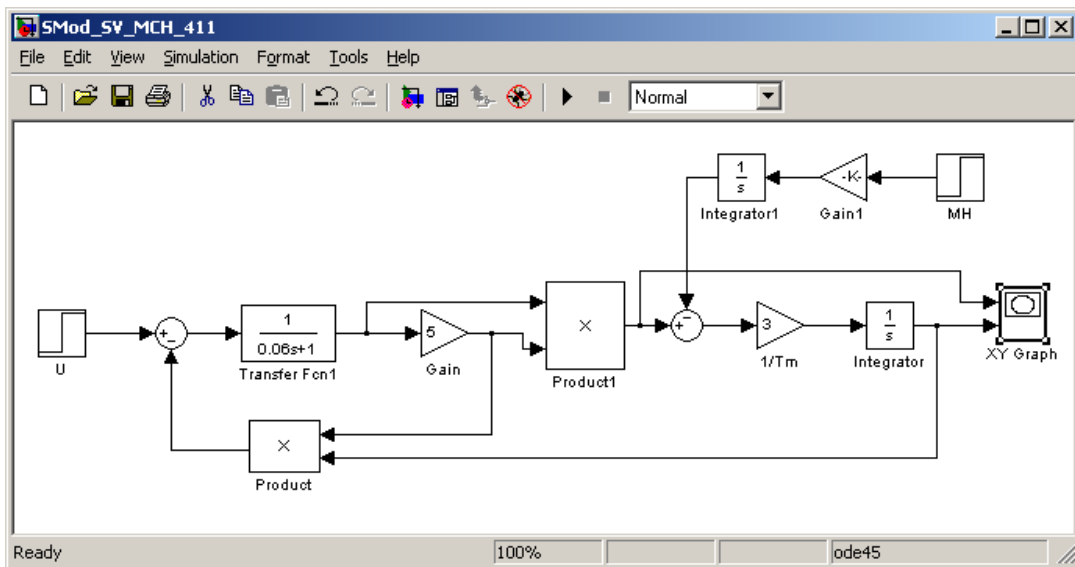
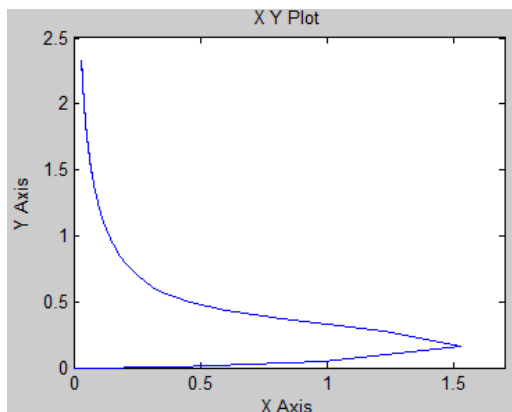


Рис. 4. Модель для получения механических характеристик



Для исследования механической характеристики построена модель (рис. 4) аналогично ранее описанным вариантам ДПТ. Результаты моделирования приведены на рисунке 5. Механическая характеристика двигателя является существенно нелинейной. При малых моментах она является очень «мягкой», а при больших моментах достаточно «жесткой».

Рис. 5. Моделирование механической характеристики

**Результаты моделирования показывают, что:** При пуске момент двигателя с последовательным возбуждением значительно превышает момент двигателя с независимым возбуждением. Это достоинство двигателя широко используется в тяговых ЭП. Однако в двигателе с последовательным возбуждением при приложении нагрузки наблюдается значительный провал скорости. Сравнивая процессы в системах с ШИП с аналогичными процессами для непрерывных систем, можно сделать вывод о достаточно близком совпадении. Однако здесь, ШИП вносит свою специфику. Эта специфика проявляется в пульсации момента и в несколько измененных динамических свойствах системы.

**Список используемой литературы:**

1. Некрасов В.И. Импульсное управление тяговыми двигателями электрического подвижного состава постоянного тока. – Л.: ЛИИЖТ, 1972. – 115 с.
2. Щуров Н.И. Методы и средства повышения эффективности использования энергии в системе городского электрического транспорта: Автореф. дис. доктора техн. наук. 05.09.03. – Новосибирск, 2003. – 34 с.
3. Boston T. Recuperative braking // Public Transport Report, 1997. – P. 149–153. (пер. на русский – <http://www.css-mps.ru/zdm/05-1999/8312.htm>)
4. Колчев Е.В., Метельский В.Л., Стульников В.И. Моделирование тиристорных электроприводов. – К.: Техшка, 1980. – 85 с.

УДК 621.311

**Анализ состояния энергосистемы Омской области и перспективы её развития**

*Е.В. Былкова., Т.П. Матвиенко*

*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

*E-mail: [e.v.bylkova@gmail.com](mailto:e.v.bylkova@gmail.com)*

Единая энергетическая система России – развивающийся в масштабе всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединенных единым технологическим режимом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

Всего в пределах Российской Федерации функционирует более 70 энергосистем. Среди показателей, характеризующих состояние и уровень развития электроэнергетики территорий, важнейшими являются следующие:

- величина генерирующих мощностей и их структура по типам электростанций;
- величина производства электроэнергии и дефицитность (избыточность) энергосистемы;
- состояние оборудования на электростанциях и возраст основного генерирующего оборудования (степень его амортизации);
- структура топливного баланса электростанций и устойчивость топливоснабжения;
- размещение электростанций по территории, их тип, мощность и наличие резервов по производству электроэнергии (тепла);
- география линий электропередач и их состояние, размещение трансформаторных подстанций и наличие незагруженных мощностей.

Рассмотрим характеристики этих показателей для Омской области

-Топливо-энергетический комплекс Омской области базируется на внешних сырьевых ресурсах: Экибастузском и Кузнецком угле, сырой нефти и природном газе среднеобских нефтегазовых месторождений. Годовой объем потребления угля составляет около 6 млн т. Омская область входит в число энергодефицитных (и энергозависимых) регионов России.

- В настоящее время АК "Омскэнерго" обеспечивает 100 % потребности Омской области в электрической энергии за счет собственной генерации и покупки электроэнергии на федеральном оптовом рынке (ФОРЭМ). Централизованным теплоснабжением от теплоисточников АК "Омскэнерго" охвачено порядка 70 % жилого фонда города Омска. Установленная совокупная мощность собственной генерации – 1 655 МВт. Тепловая мощность – 6 283,7 Гкал/час. Специфические особенности Омской энергосистемы:

- развитие централизованного теплоснабжения на основе комбинированного производства электрической и тепловой энергии омскими ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5;
- дефицит мощности – 30 % от общего электропотребления области покрывается за счет перетоков из ЭС Казахстана по трем ВЛ-500 кВт и ОЭС Сибири по сетям 110 -220 кВт.



- использование Экибастузского угля, импортного для России, доля которого в структуре топливного баланса энергосистемы доходит до 60 %.

- Для передачи электрической энергии потребителям используется 46,3 тыс. км воздушных и 244 км кабельных линий электропередач. Протяженность магистральных теплотрасс, находящихся на балансе Тепловых сетей АК "Омскэнерго" – 248,3 км.

Омская область является дефицитной, но это не значит, что необходимо увеличивать собственную установленную мощность электростанций. Дело в том, что при использовании в качестве топлива ввозного угля и дорогих нефтепродуктов стоимость электроэнергии в узле возрастает. Это отрицательно сказывается на экономической ситуации в области, продукция, вырабатываемая с помощью дорогой электроэнергии менее конкурентоспособна, чем продукция, выработанная с помощью энергии от ГЭС и АЭС. Для удовлетворения потребности региона в электроэнергии следует развивать линии электропередач высокого напряжения, а также сглаживать график нагрузки с целью снижения максимумов и адекватного планирования энергетического режима области.

Анализ структуры электропотребления за последние пять лет показал, что доля электропотребления одних отраслей экономики имеет растущий характер, за счет снижения доли других отраслей. Отчетливую положительную динамику имеет электропотребление населения и добычи полезных ископаемых.

Доля электропотребления населения в каждый год рассматриваемого периода характеризуется ростом. Так в 2007 г. она составила 13,7%, а в 2011 г. – уже 15,8% от суммарного электропотребления, что обусловлено в основном ростом электропотребления городского населения.

В 2011 году доля потребления электроэнергии на добычу полезных ископаемых составила 0,9%, при 0,0002% в 2007 году. В 2009 г. доля электропотребления прочих видов экономической деятельности выросла на 2% и последующие годы держалась на уровне 14% от суммарного электропотребления Омской области.

Доля потребления электроэнергии для транспортировки нефти и нефтепродуктов в 2010 году увеличилась в 3 раза и составила 0,6%, при доле 0,2% в 2009 году.

Сельское и лесное хозяйства характеризуются отрицательной динамикой электропотребления – снижение с 3,2% в 2007 году до 2,9% в 2011 году.

Самую большую долю в структуре общего электропотребления составляют потребители обрабатывающих производств (порядка 29%). Самую низкую долю – транспортировка газа и продуктов его переработки (порядка 0,0001%).

Производственные и хозяйственные нужды омских электростанций составляют весомую долю в суммарном электропотреблении энергосистемы – порядка 8,9-10,3%. Расход на транспорт электроэнергии в сети с 11,6% от суммарного электропотребления в 2007 г. снизился до 9,3% в 2011 г.

К наиболее крупным потребителям электроэнергии (с потреблением более 1% от суммарного электропотребления Омской области) относятся: ОАО «Газпромнефть–ОНПЗ», Омское отделение Западно-Сибирской железной дороги – филиал ОАО «Российские железные дороги», ОАО «Омский каучук» и ОАО «Омкшина».

Электрогенерирующие мощности Омской области представлены семью электростанциями, три из которых принадлежат Омскому филиалу ОАО «ТГК-11» (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5) и составляют 95,4 % установленной мощности всех электростанций Омской области (1500 МВт). Оставшиеся 4,6 % установленной мощности (72 МВт) электростанций Омской области составляют генерирующие мощности промышленных предприятий нефтехимического комплекса Омской области (блок-станции): ГТЭС ООО «Омск-Полимер» (6 МВт), ТЭС ООО «Омсктехуглерод» (18 МВт), ТЭС ОАО «Омкшина» (12 МВт), ТЭС ОАО «Омский каучук» (36 МВт). Теплоэлектростанция ОАО «Омский каучук» на параллельную работу с Омской энергетической системой не включена.

Анализ развития и функционирования электросетевого комплекса Омской области выявил основные проблемы существующего состояния электрических сетей, которые требуют решения в ближайшей перспективе:

- ограничение величины внешних перетоков мощности в энергосистему Омской области в связи с перегрузкой трансформаторов на ПС 500 кВ Таврическая в послеаварийных и ремонтных режимах из-за дефицитности региона;

- ограничение пропускной способности линий 110 кВ, сосредоточенных в городской зоне, по условию длительно допустимого тока провода ЛЭП и электрооборудования подстанций и электростанций;

- высокая степень загрузки центров питания 110 кВ, превышающая допустимые параметры, что препятствует присоединению новых потребителей к действующим центрам питания;

- высокая степень износа электрических сетей напряжением 110 кВ и 220 кВ. Массовое старение и износ электросетевого оборудования опережает темпы реконструкции и техпервооружения, снижает энергобезопасность региона

Следовательно, в долгосрочных инвестиционных программах необходимо учитывать ежегодную замену электрических сетей, ввод новых трансформаторных мощностей, постройку новых и реконструкцию существующих перегруженных подстанций с учетом потребностей потребителей.

Величина технологических потерь электроэнергии по сетям филиала ОАО «МРСКСибири» – «Омскэнерго» носит непостоянный характер и прямо пропорционально зависит от отпущенной в сеть электроэнергии.

Коммерческие потери увеличиваются вплоть до 2010 г. с 0,05 до 1,89 млн.кВт.ч. В 2011 г. по отношению к 2010 г. потери снизились на 33,1% - с 1,89 до 1,42 млн.кВт.ч. В реальных условиях присутствует ряд факторов, влияющих на объем коммерческих потерь:

- погрешность измерительных приборов;

- расчетные технические потери определяются с определенной долей допущений;

- хищение электроэнергии;

- недостаточная обеспеченность приборами учета;

- наличие удаленных сезонных объектов, бесхозных потребителей и электрических сетей с безучетным потреблением электроэнергии. Одним из основных и достаточно эффективных методов анализа потерь электроэнергии этапов разработки программ по их снижению является энергоаудит электросетевой и энергосбытовой деятельности.

Бороться с коммерческими потерями и помогать сглаживать график нагрузки помогает внедрение системы АИИС КУЭ. В современных условиях функционирования оптового и розничного рынков электрической энергии АИИС КУЭ становится крайне важным инструментом контроля уровня расходов, финансового планирования и построения эффективных взаимоотношений с субъектами электроэнергетики. В этой связи АИИС КУЭ, требует постоянного оперативного контроля работоспособности. Посредством АИИС КУЭ возможно проведение оперативного мониторинга состояния систем учета как собственных, так и у потребителей, проведение диагностики, решение сопутствующих задач по статистически достоверному расчёту потерь ЭЭ путём использования современных методов расчёта, основанных на прямых измерениях в рамках системы АИИС КУЭ.

В последнее время и в России разрабатываются методики Smart Grid «умных сетей» при энергоснабжении городов. Это требует системы точного учета электро и теплоэнергии, также теперь учитывают газификацию регионов.

Роль технических средств Smart Grid в управлении энергосистемой города

- Развитие обратной связи при управлении работой энергосистемы

- Повышение наблюдаемости энергосистемы

- Повышение надежности электроснабжения потребителей мегаполиса

- Повышение качества электроэнергии

- Интеграция распределенной генерации и возобновляемых источников энергии

Важным этапом построения «умных сетей» является внедрение АИСКУЭ у большего числа потребителей.

В качестве выводов можно привести следующее:

- Инвестиционные программы не достаточно эффективны. В результате их применения происходит улучшение элементной базы, которое не приносит ощутимого эффекта, которое так необходимо в сфере энергоэффективности.

Пример 1. нерациональное использование ТЭЦ-4. Ее грузят в целях выработки реактивной мощности для узла ПС 110 кВ Октябрьская.

Пример 2. От энергосистемы ЕЭС мы получаем только 950МВА, в то время как зимой потребление увеличивается до 1900. И мы могли бы принимать дешёвую электроэнергию от ГЭС и АЭС, но наши линии электропередачи просто не развиты и не приспособлены. В результате чего приходится нагружать свои собственные ПГУ и ТЭЦ.

- Малое внимание уделяется новым и новейшим разработкам в области электроэнергетики, достижениям техники.

- Не вкладывается достаточных средств в новые разработки и в электросети

- Проблема достойного обучения персонала. Нет достаточного количества грамотных специалистов. Это отмечается не только в сфере энергетики. Хотя стоит отметить, что в последнее время в этом направлении имеются положительные тенденции. На базе Омского государственного технического университета проходят курсы переподготовки и повышения квалификации.

- В России сплошь и рядом происходят закупки оборудования, не соответствующего современному развитию техники – то, что закупают у нас на подстанции, за рубежом в скором времени уже будут списывать за «проф. непригодность».

- Наблюдается малое введение и внедрение АСКУЭ.

- Нерациональное использование существующих ЛЭП.

Пример: При СССР на севере Омской области построили линии электропередач на 110 кВ. После распада Советского союза наступил кризис, который привел к значительному сокращению потребляемой электроэнергии. В этом случае более рационально было бы ставить дизельные генераторы и альтернативные источники энергии – ветряные станции или солнечные батареи. Но мы получили неиспользуемые линии высокого напряжения.

В целом, наблюдается положительная тенденция модернизации и развития электроэнергетического комплекса Омской области.

### **The modified method of economic intervals for high-voltage overhead lines**

*S.A. Guseva, L.J. Petrichenko*

*Riga Technical university, Riga, Latvia*

*E-mail: guseva@eef.rtu.lv; lubova.petricenko@rtu.lv*

In paper an approach to the choice of optimum cross-sections for high-voltage overhead lines by the modified method of economic intervals is proposed. The updated economic intervals' method has been developed that can use under market conditions. The method allows considering the discrete character of standard cross-sections' scale, concrete technical and technically-economic parameters and technical limitations. For practical application of the modified method universal economic nomograms for overhead lines have been constructed and illustrated in paper for 20-110-330 kV lines with steel-aluminum wires.

#### **Introduction**

One of important directions to improve the efficiency of electric network is its rational designing which is provided by technical and economic justified choice of network parameters.

The transition from the planned state economy to a market economy caused considerable changes at the justification of projects on construction and reconstruction of networks. These changes are mainly connected with uncertainty and lack of the uniform integrated indicators and the reliable information about expenses on the prices of equipment, on building and construction works. Furthermore, the investments in the building of power objects are determined by own capitals of power companies, financial possibilities of investors and free market prices on electrotechnical materials, equipment and building works.

In these conditions the known methods of the optimum cross-sections' choice for power lines as the method of economic current density and method of economic intervals does not work or can lead to incorrect decisions. At the same time, the projects of power objects should be technically suitable, economically justified and effective. The updated economic intervals' method has been developed that can work under market conditions.

#### **Modified method of economic intervals under market conditions**

The method had been offered by V.M. Block in 1945 [1] and also it is added later [2-4]. The method takes into account the discrete character of line cross-section and allows the relevant technical and technically-economic network parameters to be concretized.

In the paper a modified approach is proposed to the realization of economic intervals' method under market conditions, which allows the selection of economically feasible line cross-sections and provides the minimum total costs for the construction (reconstruction) and maintenance of the electrical network.

The modified method of economic intervals also is based on the condition of equality for the total annual costs in the lines with wires of adjacent standard cross-sections:

$$C_i = C_{i+1}.$$

The total annual costs for the lines with adjacent standard cross-sections depending on the maximum current are defined as

$$\begin{aligned} & (i + p_{\Sigma}) \cdot K_{L,i} + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_i \cdot (\tau \cdot \beta' + \beta'') \cdot 10^{-3} = \\ & = (i + p_{\Sigma}) \cdot K_{L,(i+1)} + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{(i+1)} \cdot (\tau \cdot \beta' + \beta'') \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (1)$$

where  $i$  is the market interest rate, r.u.;

$p_{\Sigma}$  are the total deductions on amortization, running repair and maintenance from the capital investments in the line construction, r.u.;

$K_{L,i}, K_{L,(i+1)}$  are the capital investments in the lines with wires of adjacent standard cross-sections, Ls ( $1\text{Ls} \approx 0.7\text{ EUR} \approx 0.5\text{ \$}$ );

$I_{\max}$  is the maximum load current of line, A;

$R_i, R_{(i+1)}$  are the active resistances of the overhead lines with adjacent standard cross-sections,  $\Omega/\text{km}$ ;

$\tau$  is the utilization time of maximum losses per year, where  $\tau = f(T_{\max})$ , h;

$T_{\max}$  is the utilization time of maximum load per year, h;

$\beta'$  is the specific price of electric power losses, Ls/kWh;

$\beta''$  is the specific price of capacity at the maximum time of system load, Ls/kW.

In modified method the capital investment in the lines with adjacent standard cross-sections are represented as the sum of two components: the first one is for electrotechnical material  $K_{\text{met}}$  (wire metal), and the second one is for building and construction works  $K_{\text{build}}$ :

$$\begin{aligned} K_{L,i} &= K_{\text{met},i} + K_{\text{build},i} \\ K_{L,(i+1)} &= K_{\text{met},(i+1)} + K_{\text{build},(i+1)} \end{aligned} \quad (2)$$

where  $K_{\text{met},i}, K_{\text{met},(i+1)}$  are the capital investments on the conductor metal of the lines with wires of adjacent standard cross-sections;

$K_{\text{build},i}, K_{\text{build},(i+1)}$  are the capital investments in the building and construction of lines.

The capital investments on construction and building works for different building companies can make up more than (70-80) % from the total for line construction. These capital investments are so high that their difference for adjacent cross-sections could be ignored, and it does not influence the practical calculations (approx. 5% of the total investments, which is an admissible error for estimations). Due to this fact, it is possible to write the following equality for such investments as related to the adjacent standard cross-sections:

$$K_{\text{build}} \approx K_{\text{build},(i+1)} = \text{const} . \quad (3)$$

In this case, approximately equal components  $K_{\text{build},i}$  and  $K_{\text{build},(i+1)}$  in Eq. (1) taking into account Eq. (3), (4), are mutually compensated and excluded, but the difference in the investments on metal for the lines with adjacent standard cross-sections is analyzed in detail.

The given assumption simplifies the calculations at using the economic intervals method metal and allows excluding uncertain information about total capital investments in the line.

Based on Eq. (3), it is possible to introduce the total investments for an overhead line as:

$$K_{\text{OL}} = n_f \cdot K_{\text{met,OL}} + K_{\text{build,OL}} ,$$

where  $n_f$  is the number of phases in the line;

$K_{\text{met,OL}}$  is the price of wire metal for one phase, Ls;

$K_{\text{build,OL}}$  are the capital investments in building and construction of overhead line, Ls.

We will consider the first component of the capital investments for overhead line, which is connected with the price of wire material as more predictable and stable (mainly determined by the major manufacturers of line wires).

The capital investments on the wire material for overhead line are:

$$K_{\text{met,OL}} = F \cdot 10^{-3} \cdot L \cdot D_{\text{met,OL}} \cdot K_{0,\text{met,OL}} , \quad (4)$$

where  $F$  is the wire cross section,  $\text{mm}^2$ ;

$L$  is the wire length, km;

$D_{\text{met,OL}}$  is the specific weight of metal wire,  $\text{kg/m}^3$ ;

$K_{0,met,OL}$  is the specific price of wire metal, Ls/kg.

After transforming formula (1) and taking into account conditions (3) and (4), the boundary current at which the transition from a smaller cross-section to a bigger one is economically justified is defined in the following way:

$$I_{ek,OL} = \sqrt{\sigma} \cdot \sqrt{\frac{n_f \cdot K_{0,met,OL} \cdot D_{met,OL} \cdot (F_{(i+1)} - F_i)}{3 \cdot (R_{0,OL,i} - R_{0,OL,(i+1)})}},$$

where  $\sigma$  is a factor depending on technical and technically-economic indicators of the network. The above mentioned factor is determined as

$$\sigma = \frac{(i + p_{\Sigma})}{\tau \cdot \beta' + \beta''}.$$

### Economic nomograms for the high-voltage overhead lines

For practical application of modified method the nomograms are constructed for 20-110-330 kV overhead lines with steel-aluminium, aluminium and copper wires of standard cross-sections [7] and are given as example in Fig. 1.

The given nomograms are more universal as compared with previous nomograms [3, 4], as they do not depend on the type of power lines' pylons and are given for different voltage of lines simultaneously. The modified method of economic intervals allows the choice of rational cross-sections to be made for the overhead lines of medium- and high-voltage networks in the conditions of free market prices.

For the choice of wire cross-sections using the curves of economic intervals it is necessary to define the maximum current line  $I_{max}$  and factor  $\sigma$ . The zone in which the point with coordinates  $I_{max}$ ,  $\sigma$  corresponds to the optimum cross-section is in a range of boundary economic currents from  $I_{ec,i/(i+1)}$  to  $I_{ec,(i+1)/(i+2)}$ .

If the intersection point with coordinates  $I_{max}$ ,  $\sigma$  is located directly on the boundary curve of two cross-sections, both could be considered identical as to the economic benefit.

This method also considers the technical requirements: the admissible heating current of wires under the normal operation (reflected by a horizontal part of the curve) and restrictions on the corona in lines (inadmissible sections are excluded from consideration).

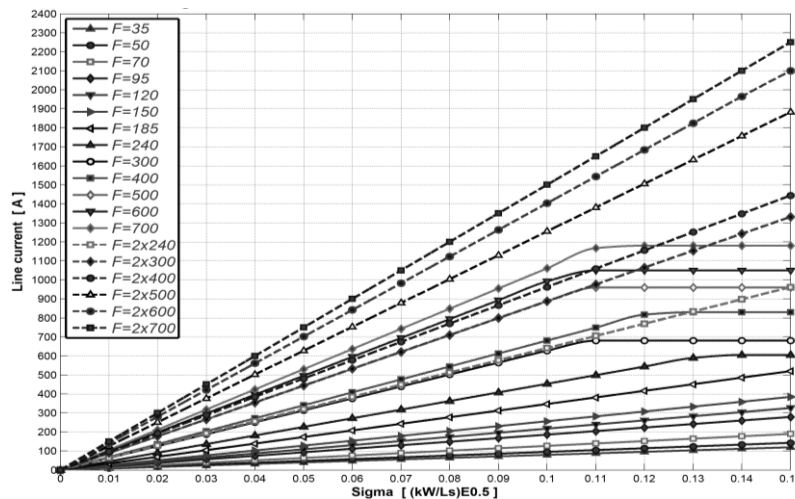


Fig. 1. The nomograms of current economic intervals for 20-110-330 kV overhead lines with steel-aluminum wires

### Conclusions

1. Under the market conditions of today the economic considerations that form the basis of traditional methods for the choice of cross-sections for overhead lines need a critical analysis and certain updating.
2. The presented modified method of economic intervals makes it possible to select the optimum cross-section of overhead lines in the early design stages by the minimum total annual costs.
3. The calculated nomograms of current economic intervals for the overhead lines are universal, fitting any concrete line voltages and the wire materials applied.

## References

1. Блок В.М. Выбор оптимальных сечений кабеля с учётом экономических показателей // Электрические станции. - 1945. - № 9-10. - С. 8-12.
2. Блок В.М., Зеберг Р.Э., Гусева С.А. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей с учётом экономических интервалов // Электричество. - 1964. - № 5. - С. 13-16.
3. Блок В.М., Астахов Ю.Н., Лариньш К.В., Гусева С.А., Бейерс И.В. Метод выбора сечений кабелей по универсальным номограммам // Электричество. - 1976. - № 8. - С. 24-27.
4. Блок В.М. Электрические сети и системы. - М.: Высшая школа, 1986. – 340 с.
5. <http://www.abb.com/cables>
6. <http://www.metalprices.com>
7. Guseva S., Petrichenko L. Economic Intervals' Method for Choice of Line Cross-Section and Its Realization in Matlab Software // Proceedings of the 7th International Conference on Electrical and Control Technologies ECT 2012, Kaunas, Lithuania. - 2012. - P. 221-226.

УДК 621. 311.001

## Алгоритм решения задачи идентификации удельных параметров линии электропередачи

Ю.Г. Кононов, А.А. Степанова

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

E-mail: [kyg@stv.runnet.ru](mailto:kyg@stv.runnet.ru)

Показана возможность решения задачи идентификации удельных параметров линии электропередачи на основе уравнений длинной линии. Установлено, что целевая функция задачи является полимодальной. Сделан вывод о том, что для решения задачи могут быть использованы методы многомерной оптимизации.

Идентификация какого-либо объекта электроэнергетики представляет собой определение параметров его математической модели по данным замеров режимных характеристик. Задача идентификации параметров схем замещения линий электропередачи (ЛЭП) является важной составной частью системы мониторинга их нагрузочной способности, гололедообразования и технического состояния. Использование для идентификации параметров линии современных информационно-измерительных систем, особенно информации РМУ-устройств [1], обладающих высокой точностью измерений, предопределяет необходимость разработки точных математических моделей ЛЭП.

В настоящее время наиболее полно описывающими физические процессы в ЛЭП считаются уравнения длинной линии [2]. На основе этих уравнений в работах [3, 4] были получены расчетные выражения для определения потерь мощности и энергии в ЛЭП, отличающиеся повышенной точностью результатов вычислений.

Потери активной и реактивной мощности определяются выражениями:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} H_{Ia} + U_2^2 H_{Ua} + P_2 H_{Pa} + Q_2 H_{Qa} \\ \Delta Q &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} H_{Ip} + U_2^2 H_{Up} + P_2 H_{Pp} + Q_2 H_{Qp} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

а потери энергии определяются как

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_a &= \frac{H_{Ia}}{T \cdot \mathbf{M}^2 U_2} \left[ (W_{P2}^2 + W_{Q2}^2) (1 + 3\gamma_{U2}^2) + T^2 (\sigma_{P2}^2 + \sigma_{Q2}^2) - \right. \\ &\quad \left. - 4T\gamma_{U2} (W_{P2}\sigma_{P2}r_{PU2} + W_{Q2}\sigma_{Q2}r_{QU2}) \right] + \\ &\quad + T \cdot \mathbf{M}^2 U_2 (1 + \gamma_{U2}^2) H_{Ua} + W_{P2} H_{Pa} + W_{Q2} H_{Qa} \\ \Delta W_p &= \frac{H_{Ip}}{T \cdot \mathbf{M}^2 U_2} \left[ (W_{P2}^2 + W_{Q2}^2) (1 + 3\gamma_{U2}^2) + T^2 (\sigma_{P2}^2 + \sigma_{Q2}^2) - \right. \\ &\quad \left. - 4T\gamma_{U2} (W_{P2}\sigma_{P2}r_{PU2} + W_{Q2}\sigma_{Q2}r_{QU2}) \right] + \\ &\quad + T \cdot \mathbf{M}^2 U_2 (1 + \gamma_{U2}^2) H_{Up} + W_{P2} H_{Pp} + W_{Q2} H_{Qp} \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

где  $U_2, P_2, Q_2$  - напряжение и потоки мощности в конце ЛЭП,  $W_{P2}, W_{Q2}$  - потоки энергии в конце ЛЭП,  $\sigma_{P2}, \sigma_{Q2}$  и  $\sigma_{U2}$  - средние квадратические отклонения величин активной и реактивной мощности и напряжения,  $\gamma_{U2} = \sigma_{U2} / \mathbf{M}U_2$  - коэффициент вариации напряжения конца электропередачи,  $r_{PU2}$  и  $r_{QU2}$  - коэффициенты корреляции между мощностями и напряжением в конце ЛЭП,  $T$  - период измерения.

Коэффициенты  $H$  определяются по выражениям:

$$\left. \begin{aligned} H_{1a} &= \frac{Z_c}{2} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi - \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_{1va} &= \frac{1}{2Z_c} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi + \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_{Pa} &= \operatorname{ch} 2\beta L \cos^2 \xi + \cos 2\alpha L \sin^2 \xi - 1 \\ H_{Qa} &= \frac{\sin 2\xi}{2} (\operatorname{ch} 2\beta L - \cos 2\alpha L) \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

$$\left. \begin{aligned} H_{1p} &= \frac{Z_c}{2} (\operatorname{sh} 2\beta L \sin \xi + \sin 2\alpha L \cos \xi) \\ H_{1vp} &= \frac{1}{2Z_c} (\operatorname{sh} 2\beta L \sin \xi - \sin 2\alpha L \cos \xi) \\ H_{Pp} &= \frac{\sin 2\xi}{2} (\operatorname{ch} 2\beta L - \cos 2\alpha L) \\ H_{Qp} &= \operatorname{ch} 2\beta L \sin^2 \xi + \cos 2\alpha L \cos^2 \xi - 1 \end{aligned} \right\}. \quad (4)$$

Здесь  $Z_c = Z_c (\cos \xi + j \sin \xi)$  - волновое сопротивление,  $L$  - длина ЛЭП,  $\underline{\gamma} = \beta + j\alpha$  - коэффициент распространения электромагнитной волны.

Из уравнений длинной линии можно также получить выражение для напряжения в начале ЛЭП по данным ее конца в виде:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= U_{1a} + jU_{1p} = U_2 (\operatorname{ch} \beta L \cos \alpha L) + \frac{PZ_c}{U_2} (\operatorname{sh} \beta L \cos \alpha L \cos \xi - \operatorname{ch} \beta L \sin \alpha L \sin \xi) + \\ &+ \frac{QZ_c}{U_2} (\operatorname{ch} \beta L \sin \alpha L \cos \xi + \operatorname{sh} \beta L \cos \alpha L \sin \xi) + j \left[ U_2 (\operatorname{sh} \beta L \sin \alpha L) + \right. \\ &\left. + \frac{PZ_c}{U_2} (\operatorname{ch} \beta L \sin \alpha L \cos \xi + \operatorname{sh} \beta L \cos \alpha L \sin \xi) + \frac{QZ_c}{U_2} (\operatorname{ch} \beta L \sin \alpha L \sin \xi - \operatorname{sh} \beta L \cos \alpha L \cos \xi) \right] \end{aligned} \quad (5)$$

При этом модуль напряжения и угол сдвига фаз векторов напряжений определяются выражениями

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \sqrt{U_{1a}^2 + U_{1p}^2} \\ \delta &= \arctg(U_{1p} / U_{1a}) \end{aligned} \right\}. \quad (6)$$

В приведенных уравнениях (1)-(6) параметры  $Z_c, \xi, \alpha$  и  $\beta$  зависят, в свою очередь, от удельных параметров ЛЭП ( $r_0, x_0, g_0, b_0$ ) следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} Z_c &= \sqrt{z_0/y_0} \\ \xi &= -\arctg \sqrt{\frac{z_0 y_0 - r_0 g_0 - x_0 b_0}{z_0 y_0 + r_0 g_0 + x_0 b_0}} \\ \alpha &= \sqrt{0,5(z_0 y_0 - r_0 g_0 + x_0 b_0)} \\ \beta &= \sqrt{0,5(z_0 y_0 + r_0 g_0 - x_0 b_0)} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где  $z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2}$ ;  $y_0 = \sqrt{g_0^2 + b_0^2}$ .

В случае, когда по концам линии установлены устройства РМУ, измеряющие потоки активной и реактивной мощности  $P_{1uzm}$ ,  $P_{2uzm}$ ,  $Q_{1uzm}$ ,  $Q_{2uzm}$ , модули напряжения  $U_{1uzm}$ ,  $U_{2uzm}$  и угол между векторами напряжений  $\delta_{1uzm}$ , задача идентификации удельных параметров ЛЭП по данным замеров  $P$ ,  $Q$ ,  $U$  и  $\delta$  по обоим концам ЛЭП с помощью устройств РМУ может быть сформулирована следующим образом.

Необходимо минимизировать целевую функцию наименьших квадратов:

$$F = \left( \frac{\Delta P_{uzm} - \frac{P_{2uzm}^2 + Q_{2uzm}^2}{U_{2uzm}^2} H_{ia} - U_{2uzm}^2 H_{Ua} - P_{2uzm} H_{pa} - Q_{2uzm} H_{qa}}{P_{1uzm} - P_{2uzm}} \right)^2 + \left( \frac{U_{1uzm} - \sqrt{U_{1a}^2 + U_{1p}^2}}{U_{1uzm}} \right)^2 +$$

$$+ \left( \frac{\Delta Q_{uzm} - \frac{P_{2uzm}^2 + Q_{2uzm}^2}{U_{2uzm}^2} H_{ip} - U_{2uzm}^2 H_{Up} - P_{2uzm} H_{pp} - Q_{2uzm} H_{qp}}{Q_{1uzm} - Q_{2uzm}} \right)^2 + \left( \frac{\delta_{1uzm} - \arctg \frac{U_{1p}}{U_{1a}}}{\delta_{1uzm}} \right)^2 \quad (8)$$

Поскольку выражения (1)-(8), содержат нелинейные зависимости, решение задачи идентификации параметров ЛЭП возможно численными методами.

Для решения данной задачи предлагается использовать такой метод многомерной оптимизации, как метод покоординатного спуска [5]. Каждая переменная ( $r_0$ ,  $x_0$ ,  $g_0$ ,  $b_0$ ) в данном случае является одной из координат, в системе которых необходимо найти минимум функции  $F$ . Для нахождения минимума по каждой из координат можно использовать метод золотого сечения.

Исследования показали, что целевая функция является полимодальной. Это означает зависимость решения от начального приближения и задаваемой области изменения искомых параметров в алгоритме золотого сечения. Однако, поскольку решение задачи идентификации предполагается выполнять через короткие промежутки времени (практически в режиме on-line), в течение которых удельные параметры ЛЭП не могут существенно измениться, то, принимая в качестве исходных приближений результаты предыдущего решения и сравнительно узкий интервал возможного их изменения (10-15%), можно ожидать получение верного устойчивого решения. В качестве проверки верности решения задачи могут выступать критерии  $F \approx 0$  и нахождение решения не на границе интервала возможного изменения.

В случае использования в качестве замеров значений потоков энергии (по концам ЛЭП установлены счетчики электроэнергии) в уравнении (8) вместо выражений для потерь мощности могут быть использованы выражения для потерь энергии типа (2).

Следует отметить, что, если будет создана система мониторинга удельных параметров ЛЭП, то по характеру изменения этих параметров, в частности, проводимостей  $g_0$  и  $b_0$ , можно будет судить о влиянии погодных условий на работу линии (наличие гололедообразования, коронирование проводов), что является очень важным для эксплуатационных подразделений ОАО «ФСК ЕЭС». По удельным параметрам могут быть также определены параметры любой модели ЛЭП, в том числе и П-образной, используемой в программах расчета режимов и оценивания состояния электроэнергетических систем. Уточнение модели ЛЭП в процессе эксплуатации является актуальным для подразделений Системного оператора (ОАО «СО ЕЭС»).



## Список используемой литературы:

1. IEEE Standard for Synchrophasors for Power System / IEEE Std. C37.118-2005. – New York: IEEE, 2006. – 57 p.
2. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
3. Степанов А.С., Маругин В.И., Степанова А.А. О составляющих потерь мощности в линиях электропередач // Вестник СевКавГТУ. – 2010.- №3 (24).- С.105-108.
4. Кононов Ю.Г., Степанов А.С., Степанова А.А. Расчет потерь энергии в линиях электропередачи // Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск: Изд. ТПУ, 2010. – С. 19-21.
5. Амосов А.А., Дубинский Ю.А., Копченова Н.В. Вычислительные методы для инженеров. – М.: Высшая школа, 1994. – 544с.

УДК 62-529

**Оптимизация движения лифтов в офисных зданиях по критерию минимизации затрат на электричество**

***В.И. Козляева, Б.Э. Забержинский***

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

***E-mail: zabor@russia.ru***

This is an article about lifts with system of artificial intelligence. Here you can know how work of the lifts must be organized for the savings of electric power in the office buildings.

Современные многоэтажные здания для облегчения и ускорения перемещения людей и грузов оборудуют средствами вертикального транспорта. Их основное преимущество - небольшая площадь. Из всех видов подъемников, наиболее распространены лифты. [1]

Рассмотрим организацию работы лифта в офисном здании. Т.к. в разное время пассажиропоток меняется, то и схемы движения необходимо менять. В статье [2] показан оптимальный алгоритм движения лифта, который будет выбран правильно в том случае, когда основная масса людей едет с первого этажа на последний или с последнего на первый. Однако во время перерывов пассажиропоток меняется, когда, например, люди едут на один какой-нибудь этаж в буфет/столовую или вообще выходят из помещения. Тогда схему движения необходимо изменить, т.к. совсем не рационально «гонять» лифт по всему зданию. При этом важно рассчитать не только количество затраченной электроэнергии, но и время, которое ждет пассажир, пока лифт не приехал.

Пусть имеется девятиэтажное офисное здание, на каждом этаже находится по одному человеку. Обозначим этого человека с помощью цифры и буквы, Например: 1а, где 1 – это этаж, на который необходимо попасть, а «а» - имя человека. 5 этаж – этаж, на который во время перерыва едет большее количество человек.

9 эт.	<b>1a</b>
8 эт.	<b>5b</b>
7 эт.	<b>5c</b>
6 эт.	<b>1d</b>
5 эт.	<b>2e</b>
4 эт.	<b>9f</b>
3 эт.	<b>1g</b>
2 эт.	<b>5h</b>
1 эт.	<b>5i</b>

Рис.1а. «Пассажиры».

9 эт.	<b>1a</b>		
8 эт.	<b>5b</b>		
7 эт.			<b>5c</b>
6 эт.			<b>2d</b>
5 эт.		<b>1e</b>	
4 эт.			<b>9f</b>
3 эт.	<b>1g</b>		
2 эт.		<b>5h</b>	
1 эт.	<b>5i</b>		
Кабина	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>

Рис.1б. «Случайное распределение пассажиров по кабинам».

Подсчитаем количество затраченной электроэнергии и время ожидания каждого пассажира. Пусть лифт начинает свое движение с верхних этажей, на которых находятся пассажиры. После начала движения поступают сигналы от остальных пассажиров, если пассажир находится по пути с движением лифта, то лифт его забирает.

Пусть  $t$  – время, за которое проезжает лифт один этаж.

$0,25t$  – время, которое требуется для посадки/высадки одного пассажира.

Применяя данные обозначения, получим:

Табл.1.«Время ожидания лифта каждого пассажира».

	1a	5b	5c	2d	1e	9f	1g	5h	5i
тож.	0	1,25t	0	1,25t	0	8	6,75t	5,5t	9,5t

Тогда общее время ожидания:

$$T_{\text{общ}}=32,25t$$

Подсчитаем количество затраченной электроэнергии [2]:

$$\text{Кабина 1: } (A+B)+3*(A+2B)+2*(A+B)+2*(A+2B)+4*(A+B)=10A+15B=11,35A$$

$$\text{Кабина 2: } 4*(A+B)+A+3*(A+B)=8A+7B=8,63A$$

$$\text{Кабина 3: } (A+B)+(A+2B)+3*(A+B)+2A+5*(A+B)=12A+11B=12,99A$$

Всего затратили 32,97А электроэнергии.

Выберем оптимальный алгоритм движения лифтов, при котором можно будет уменьшить время ожидания и затраты на электроэнергию.

Т.к. максимальное число вызовов поступает на пятый этаж, то сделаем его приоритетным. Пусть первый лифт едет с пятого по девятый этаж, а второй – с первого по пятый. Причем таким способом, что они будут обслуживать, только тех людей, которые едут либо с пятого этажа, либо на пятый. Третий лифт будет ездить в обычном режиме, но без возможности заезжать на пятый этаж. Схема движения лифта будет выглядеть следующим образом:

9 эт.			1a
8 эт.	5b		
7 эт.	5c		
6 эт.			1d
5 эт.		2e	
4 эт.			9f
3 эт.			1g
2 эт.		5h	
1 эт.		5i	
Кабина	1	2	3

Рис. 1в. «Схема движения лифта с искусственным интеллектом».

Рассчитаем время ожидания:

Табл.2.«Время ожидания каждого пассажира».

	1a	5b	5c	2d	1e	9f	1g	5h	5i
тож.	0	0	1,25t	3,25t	0	12,5t	6,5t	5,75t	4,5t

$$T_{\text{общ}}=33,75t$$

Количество затраченной электроэнергии:

$$\text{Кабина 1: } (A+B)+2*(A+2B)=3A+5B=3,45A$$

$$\text{Кабина 2: } 4*(A+B)+(A+B)+3*(A+2B)=8A+11B=8,99A$$

$$\text{Кабина 3: } 3*(A+B)+3*(A+2B)+(A+3B)+(A+2B)+3A+5A=16A+14B=17,26A$$

Общее количество электроэнергии равно 29,7А. Таким образом, применяя данную схему движения, можно сэкономить примерно 10% электроэнергии. Однако время ожидания немного увеличится. Выберем наиболее оптимальный вариант, видоизменив предыдущую схему.

Пусть первый и второй лифты работают также, но возят не всех людей, чьи вызовы поступают с пятого и на пятый этаж, а только группы людей. Третий лифт едет в обычном режиме, при этом имея возможность заезжать на пятый этаж. Получается следующая схема:

9 эт.			1a
8 эт.	5b		
7 эт.	5c		
6 эт.			1d
5 эт.			2e
4 эт.			9f
3 эт.			1g
2 эт.		5h	
1 эт.		5i	
Кабина	1	2	3

Рис. 1г. «Схема движения лифта с искусственным интеллектом».

Подсчитаем время ожидания:

Табл.4. «Время ожидания каждого пассажира».

	1a	5b	5c	2d	1e	9f	1g	5h	5i
тож.	0	0	1,25t	3,25	4,5t	12t	6,5	1,25t	0

$$T_{\text{общ}}=28,75A$$

Количество электроэнергии:

$$\text{Кабина 1: } (A+B)+2*(A+B)=3A+5B=3,45A$$

$$\text{Кабина 2: } (A+B)+3*(A+2B)=4A+7B=4,63A$$

$$\text{Кабина 3: } 3*(A+B)+(A+2B)+2*(A+3B)+(A+4B)+(A+3B)+3A+5(A+B)=16A+23B=18,07A$$

Общее количество электроэнергии равно 26,15A. Таким образом, данная схема движения в общем случае помогает уменьшить расходы электроэнергии примерно на 21%, а также уменьшить общее время ожидания пассажиров.

Итак, важной задачей лифтов с системой искусственного интеллекта является наиболее рациональное распределение пассажиропотоков между лифтами. Перед выбором того или иного принципа необходимо определить для каких целей будет использоваться лифт (это офисное здание или жилой дом), насколько насыщенный будет пассажиропоток, в какое время наблюдается наибольшая загруженность, рассчитать наиболее подходящую грузоподъемность для каждого лифта, его тип. Для этого сначала нужно запустить систему искусственного интеллекта в тестовом режиме, а через какое-то время, сравнив эти показатели, выбрать наиболее подходящий алгоритм для управления лифтами. Это достаточно трудоемкий процесс, требующий времени, но выгода, полученная при наиболее рациональном использовании существенна, т.к. увеличивается срок службы лифта, снижаются затраты на электроэнергию и обслуживание лифта, значительно снижается время ожидания.

#### Список используемой литературы:

1. <http://www.claw.ru/book-readywork/?p=147&d=5&t=5&w=14607>
2. Карташева Е.В., Забержинский Б.Э. Современные подходы к автоматизации лифтового хозяйства в малоэтажных зданиях // X Всероссийская конференция молодых ученых «Информационные технологии, системный анализ и управление».

#### Снижение энергопотерь при импульсно-дуговой сварке

*М. А. Крампит, А. В. Дмитриева*

*Юргинский технологический институт Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия*

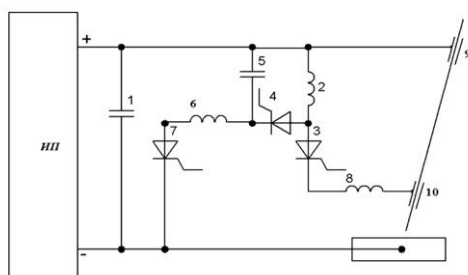
*E-mail: [savage\\_jawa@mail.ru](mailto:savage_jawa@mail.ru)*

В статье показано устройство, использующее подогрев электродной проволоки.

Импульсные методы при сварке в активных газах позволяют решить ряд задач, связанных с управлением процесса переноса электродного металла, управлением формирования геометрии и структуры сварного соединения [1, 2].

Недостатком сварочного процесса без брызг является ограничение производительности расплавления металла, а вместе с ней и рабочей скорости. Так как плавление проволоки осуществляется с перерывами, «капля за каплей», требуемая производительность расплавления металла при традиционной импульсно-дуговой сварке имеет верхний предел - для заданного диаметра сварочной проволоки существует верхняя частота импульсов, начиная с которой времени между импульсами недостаточно для распознавания регулируемого или нерегулируемого отрыва капли по типу дуги со струйным переносом металла вследствие низкого уровня тока. Процесс ослабевает, но не переходит в чисто дуговой со струйным переносом металла. В этом случае сварщики говорят, что «сварочная проволока достигла предела». Поэтому в зависимости от задачи при выполнении традиционной импульсно-дуговой сварки пользователь должен решить, компенсирует ли сварка с минимальным количеством брызг низкую рабочую скорость. Как и прежде, на многих предприятиях отдают предпочтение классическому методу сварки в среде защитного газа, особенно, при сварке углеродистых сталей. [3]

Также, устройства для импульсного питания сварочной дуги, построенные по принципу «импульсно-регулируемого сопротивления» [4], обладают определенным недостатком, а именно, наличием балластного сопротивления для обеспечения формирования тока паузы, которое приводит к потерям мощности, идущей на его нагрев, что снижает эффективность применения импульсных процессов.



В статье для повышения эффективности процесса импульсного питания сварочной дуги предлагается устройство, использующее подогрев вылета электродной проволоки.

Рис. 1. Схема устройства, использующего подогрев электрода в паузе.

Схема данного устройства представлена на рисунке 1. Устройство состоит из источника питания ИП, к выводам которого подключен фильтрующий конденсатор 1, плюс источника питания соединен с верхней обкладкой коммутирующего конденсатора, соединенный нижней обкладкой через зарядный дроссель 6 с анодом зарядного тиристора, который соединен катодом с минусом источника питания ИП. К плюсу источника питания ИП подключен коммутирующий дроссель, соединенный с анодом силового тиристора, катод которого соединен с силовым дросселем 8. Силовой дроссель 8, в свою очередь, соединен через контактный наконечник 10 и сварочную дугу с минусом источника питания. Также имеется коммутирующий тиристор 4, соединенный анодом с анодом силового тиристора 3, а катодом – с нижней обкладкой коммутирующего конденсатора 5 и с зарядным дросселем 6. Плюс источника питания ИП соединен через контактный наконечник 9 с участком электродной проволоки между контактными наконечниками 9 и 10.

Порядок работы устройства: для управления переносом электродного металла используются импульсы, получаемые за счет протекания сварочного тока по цепи: плюс источника питания ИП – коммутирующий дроссель 2 – силовой тиристор 3 – дроссель 8 – второй контактный наконечник 10 – сварочная дуга – минус источника питания ИП. Для обеспечения протекания тока паузы при отпирании вспомогательного тиристора к аноду силового тиристора 3 прилагается обратное напряжение перезаряда коммутирующего конденсатора 5 через коммутирующий дроссель 2, предварительно заряженного с помощью зарядного дросселя 6 и зарядного тиристора 7. В паузе сварочный ток протекает по цепи: плюс источника питания ИП – первый контактный наконечник 9 – участок электрода между контактными наконечниками 9 и 10 – сварочная дуга – минус источника питания ИП. Сварочный ток в паузе ограничивается за счет сопротивления вылета электрода между контактными наконечниками при этом теплота, выделяемая в вылете электрода, пойдет на повышение начальной температуры торца электрода, и во время следующих импульсов потребуются меньшее количество энергии на расплавление капель электродного металла.

Устройство, использующее подогрев электрода в паузе, выполнено и апробировано в экспериментальной лаборатории Юргинского технологического института Томского политехнического университета [5]. Осциллограммы тока и напряжения процесса сварки при импульсном питании с подогревом электрода в паузе представлены на рисунке 2. Горение дуги устойчивое во всем изменяемом диапазоне.

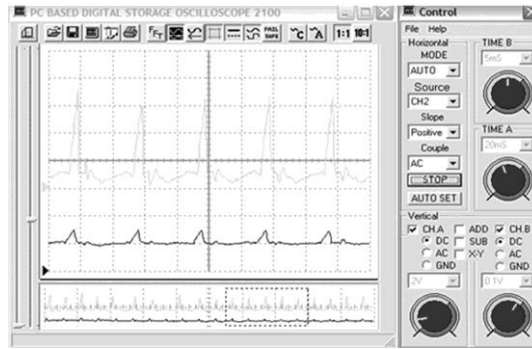


Рис. 2. Осциллограмма процесса сварки при импульсном питании с дополнительным участком между контактными наконечниками.

Для поиска оптимальных режимов сварки с помощью программы Mathcad предложена математическая модель процесса.

Приняты следующие начальные условия:

- температура окружающей среды – 20°C
- удельное сопротивление ( $\rho$ ) –  $0,14 \cdot 10^{-6}$  Ом\*м;
- удельная теплоемкость ( $c$ ) –  $0,14 \cdot 10^{-6}$  Дж/кг\*К;
- диаметр проволоки ( $d$ ) – 1,2 мм;
- температурный коэффициент зависимости сопротивления от температуры ( $\alpha$ ) –  $0,04 \text{K}^{-1}$ .

Граничные условия:

- максимальная температура подогрева 600°C (получена экспериментально с учетом обеспечения устойчивости горения дуги);
- ток паузы 35А;
- частота импульсов – 100 Гц

Методом подбора определены параметры:

- скорость подачи электродной проволоки 430 м/ч.
- вылет проволоки между контактными наконечниками 0,2 м,
- шаг проволоки за 1 цикл равен  $1,153 \cdot 10^{-3}$  м/с.

Выделяемая теплота на каждом участке вылета за один цикл находится по закону Ома

$$Q = I_{\text{паузы}}^2 R t_{\text{паузы}},$$

где:  $Q$  – выделяемая теплота за один цикл, Дж;

$I_{\text{паузы}}$  – сила тока паузы, А;

$R$  – сопротивление вылета электродной проволоки, Ом;

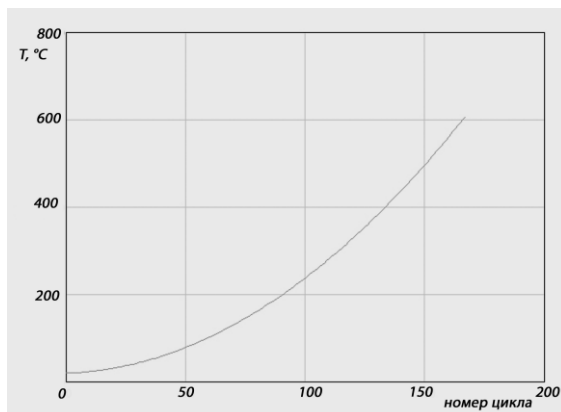
$t_{\text{паузы}}$  – время паузы, с.

а изменение температуры –

$$\Delta T = \frac{Q}{cm}.$$

где:  $c$  – удельная теплоемкость, Дж/кг\*К;

$m$  – масса вылета электродной проволоки, кг.



Изменение сопротивления с повышением температуры определено по формуле -

$$R = \alpha RT.$$

Найдя сопротивление вылета проволоки за 1 цикл и приняв ток паузы 35А, рассчитана выделяемая теплота. Просчитаны изменения за последующие циклы и выведена зависимость температуры участка от номера цикла (рис. 3).

Рис.3. График зависимости температуры участка от номера цикла.

Расчеты показывают, что расход энергии, необходимой для расплавления проволоки и

формирования капли, снижается на 35%, по сравнению с обычным импульсно-дуговым режимом. Этот запас энергии позволяет повысить частоту импульсов при аналогичном управлении процессом «один импульс - одна капля».

Кратковременность действия тока импульса позволяет сваривать тонколистовой металл без прожогов. При наплавке снижается доля основного металла в наплавляемом слое.

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что использование теплоты, выделяемой на участке между контактными наконечниками, снижает удельное теплосодержание капель электродного металла, повышает производительность наплавки (до 2-х раз), а также повышает коэффициент полезного действия системы импульсного питания.

Использование данного устройства при сварке с импульсным питанием сварочной дуги обеспечивает качественное формирование облицовочного шва.

Таким образом, проведенные исследования показали, что наиболее рациональная область применения импульсных устройств с подогревом вылета электродной проволоки при сварке в щелевую разделку последних слоев и при наплавке.

Применение устройства позволяет повысить эффективность процесса сварки с импульсным питанием сварочной дуги, а именно:

-расширить диапазоны применения сварки плавящимся электродом с управляемым механизмом переноса электродного металла;

-уменьшить тепловложение в сварное соединение;

-снизить газодинамическое воздействие со стороны сварочной дуги, благодаря чему повышается устойчивость горения дуги и улучшается формирование сварного шва.

#### **Список используемой литературы:**

1. Крампит Н.Ю., Крампит А.Г., Князьков С.А. Особенности импульсного управления процессом сварки в CO<sub>2</sub> длинной дугой // Автоматизация и современные технологии. – 2002 - № 9. - С. 12-15.
2. Крампит Н.Ю., Крампит А.Г. Схема воздействия импульсного питания сварочной дуги на структуру формирующегося сварного соединения // Вопросы материаловедения. – 2003 - №2 (34), – С. 45-51.
3. <http://www.svarka.info.ru/rus/lib/blog/blod16062010.php>
4. Князьков А.Ф., Крампит Н.Ю., Крампит А.Г. Усовершенствование процесса сварки в среде углекислого газа при модернизации оборудования // Ремонт, восстановление, модернизация – 2008, – № 9. – С. 27-31.
5. Крампит Н.Ю., Крампит А.Г., Крампит М.А. Устройство, использующее подогрев электродной проволоки // Ремонт, восстановление и модернизация. – 2011. – № 7. – С. 9-11.