



Министерство образования
Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

**Материалы
63-й научно-технической конференции
студентов, магистрантов и аспирантов
(апрель 2007 года)**

Минск 2008

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Материалы
63-й научно-технической конференции
студентов, магистрантов и аспирантов
(апрель 2007 года)

Минск 2008

УДК-621.311
ББК 31 я 43
А 43

Редакционная коллегия:
канд. техн. наук, доцент *С.М. Силюк*,
д-р техн. наук, профессор *В.А. Анищенко*,
д-р техн. наук, профессор *Н.Б. Карницкий*,
канд. экон. наук, доцент *В.Н. Нагорнов*,
канд. техн. наук, доцент *И.В. Новаш*,
д-р техн. наук, профессор *В.А. Седнин*,
д-р техн. наук, профессор *И.И. Сергей*,
д-р техн. наук, профессор *М.И. Фурсанов*

В сборнике представлены материалы 63-й научно-технической конференции студентов, магистрантов и аспирантов энергетического факультета БНТУ. Тематика докладов посвящена актуальным проблемам энергетического комплекса. Обсуждаются проблемы автоматизации энергетических систем, повышения эффективности электрических сетей и систем энергоснабжения, рационального использования энергетических ресурсов.

Материалы публикуются в авторских редакциях.

Включенные в сборник доклады прошли рецензирование и получили положительную оценку.

Секция 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ВЕЛИЧИНЫ И СТРУКТУРЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РЭС «Г»

Ровин А.П.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор ФУРСАНОВ М.И.

Выполнены расчёты и анализ величины и структуры потерь электроэнергии в электрической сети 10 кВ РЭС «Г». Общая характеристика сети: 11 понижающих питающих подстанций с 58 отходящими распределительными линиями (РЛ). Суммарная протяжённость РЛ – 734 км; установленная трансформаторная мощность – 102 тыс. кВ·А.

Расчёты проводились с использованием программного обеспечения кафедры «Электрические системы» БНТУ [1]. Анализ полученных результатов показал следующее. Десять РЛ выпали из расчёта – недостаточно режимных данных. Загрузка распределительных линий колеблется в довольно широких пределах – от 0,44 % (№ 57 Тышковичи\Т-1\С1 РЛ-196) и 0,52 % (№ 47 Песчаная\Т-1\С1 РЛ-164) до 302,21 % (№ 12 Иваново\Т-1\С1 РЛ-112) – абсурдные режимные данные.

В основном нагрузка линий находится в диапазоне 7–35 %. Эквивалентные сопротивления линий $R_{эл}$ – 0,004–8,645 Ом, трансформаторов $R_{эт}$ – 0,291–13,486 Ом, значения $R_{эл}$ в 28 случаях из 58 больше $R_{эт}$. В этих линиях нагрузочные потери электроэнергии на линейных участках больше нагрузочных потерь в трансформаторах.

Во всех случаях, когда индивидуальное эквивалентное сопротивление линейных участков схемы больше индивидуального эквивалентного сопротивления трансформаторов (отношение $\frac{R_{эл}}{R_{эт}} > 1$), процент нагрузочных потерь на линейных участках схемы

сети больше процента нагрузочных потерь в трансформаторах. Значения потерь в исследуемых схемах колеблются в довольно широких пределах – от 1,504 % (№ 53 Тышковичи\Т-1\С1 РЛ-182, нагрузка линии 46,34 %) до 69,09 % (№ 47 Песчаная\Т-1\С1 РЛ-164, нагрузка линии 0,525). Повышенный уровень потерь отмечается в слабозагруженных линиях: № 2 Боровица\Т-1\С1 РЛ-172, нагрузка 1,81 %, потери 16,428 %; № 32 Мотоль\Т-1\С1 РЛ-109, нагрузка 1,47 %, потери 22,436 %; № 47 Песчаная\Т-1\С1 РЛ-164, нагрузка 0,52 %, потери 69,090 %; в большинстве линий потери не превышают 10 %. Во всех случаях уровень потерь, оптимальный по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии, меньше фактического уровня потерь – при этом оптимальный уровень потерь в сети будет тем больше, чем больше отношение $\frac{R_{эл}}{R_{эт}}$ (сеть сильно

загружена). Например у линии № 2 Боровица\Т-1\С1 РЛ-172 – $\frac{R_{эл}}{R_{эт}} = 1,389$, оптимальный

уровень потерь 2,912 %; № 21 Иваново\Т-1\С1 РЛ-121 – $\frac{R_{эл}}{R_{эт}} = 4,462$, оптимальный

уровень потерь 6,178 %; № 7 Застружье\Т-1\С1 РЛ-101 – $\frac{R_{эл}}{R_{эт}} = 11,518$, оптимальный

уровень потерь 7,545 %; одновременно видно, что с увеличением отношения $\frac{R_{эл}}{R_{эт}}$ оптимальная нагрузка сети снижается у РЛ № 2 она составляет 26,61 %, для РЛ № 21 – 18,45 %, для РЛ № 7 – 11,66 %.

В тех случаях, когда исходная нагрузка сети близка к оптимальной, все три уровня потерь электроэнергии в сети (фактические, оптимальные по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии и экономическому) близки друг к другу: РЛ № 21 – 6,071, 6,028 и 6,178 %; РЛ № 46 – 3,314, 3,304 и 3,402 %; РЛ № 53 – 1,504, 1,503 и 1,629 %.

Суммарные фактические потери электроэнергии по РЭСу составляют 1 064,895 кВт·ч – 8,445 %, оптимальные по критерию минимума потерь электроэнергии – 1 049,191 кВт·ч, что составляет 4,507 %, оптимальные по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии – 1 391,797 кВт·ч, что составляет 4,652 %.

Из анализа следует, что резерв по снижению технических потерь электроэнергии по минимуму суммарных потерь составляет 3,938 %, а по минимуму стоимости передачи электроэнергии – 3,793 %.

Наибольший эффект при замене трансформаторов будет для тех распределительных линий, для которых разница между фактическими и оптимальными потерями будет больше, и далее этот эффект снижается при уменьшении этой разницы.

Количество неучтенной энергии колеблется в пределах от минус 302,16 % (Мотоль\Т-1\С1 РЛ-108) до 92,46 % (Ополь\Т-1\С1 РЛ 185), причём, у 30-и распределительных линий неучтенная электроэнергия получилась с положительным знаком, а у 11-и распределительных линий – с отрицательным. У 18-и из этих 30-и распределительных линий величина неучтенной электроэнергии превышает 50 %.

Положительный знак у величины неучтенной электроэнергии показывает на очаги коммерческих потерь, существенной составляющей которой является хищение электроэнергии, а отрицательный знак свидетельствует о том, что потребители на данный момент за электроэнергию переплатили.

Большой процент неучтенной электроэнергии на шинах 0,38 кВ объясняется недостоверностью данных об оплате за электроэнергию.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.

УДК 621.311

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ИТЕРАЦИОННЫХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА РЕЖИМА И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ СХОДИМОСТИ

Гапанюк С.Г., Вацкель С.Л.

Научные руководители – БОБРОВ А.В.,

канд. техн. наук, доцент ШИМАНСКАЯ Т.А.

Сегодня для исследования режимов электрических систем, определения зависимостей между параметрами сети (нагрузками, напряжениями узлов, сопротивлениями, потоками мощностей на участках и т. д.) необходимо иметь программу расчета режима. Использование промышленных программ не всегда является удобным из-за их высокой стоимости и невозможности внесения необходимых условий расчета и поправок, со-

гласно поставленной задачи. Поэтому на наш взгляд для анализа и исследования режимов работы системы, при задании специфических условий расчета, необходимо иметь собственную программу. Данная работа посвящена выбору оптимального метода расчета режима. Основными критериями выбора метода являются: скорость работы, простота реализации и глубина расчета режима, которая подразумевает под собой возможность расчета некоторого предельно утяжеленного режима.

В нашей работе мы провели исследование сходимости различных итерационных методов при помощи программирования в математическом пакете Mathcad 13. Данный вопрос стал актуальным уже в 60–70 годах прошлого века, на начальном этапе внедрения ЭВМ в вопросы расчета режимов электрических сетей. По мере развития электронно-вычислительной техники появляется возможность программной реализации все более сложных и объемных электроэнергетических задач. В наше время с появлением быстродействующих компьютеров и развитого их программного обеспечения, а также различных программных пакетов таких как Mathcad, Matlab и др. решение многих технических задач значительно упрощается. Таким образом в работе на примере небольшой схемы удалось произвести анализ сходимости различных итерационных методов таких как метод узловых и обращенных узловых уравнений, метод Ньютона и метод с использованием матрицы коэффициентов распределения (обобщенных параметров). Расчеты производились для двух различных схем, результаты расчетов, приведенные в таблице 1, позволяют определить и проанализировать некоторые закономерности при расчете тем или иным методом.

Результаты расчета заданного и утяжеленного режимов позволяют сказать, что при исходном режиме (коэффициент утяжеления равен 1) все использованные итерационные методы дают необходимый результат достаточно быстро и с хорошей точностью, что подтверждается малой разницей результатов расчета при сравнении их друг с другом. Необходимо отметить, что при утяжелении режима результаты расчета и скорости сходимости итерационных процессов при использовании того или иного метода существенно различаются, а при приближении к критическому режиму разница может достигать 10 % и более, что видно из таблицы 1. Также не мало важным является то, что при значительном утяжелении режима потери мощности имеют тот же порядок что и мощности нагрузок в узлах, и их влияние заметно отражается на самих значениях потерь. Так, увеличив все мощности узлов в 3 раза, мы в результате расчета должны были получить увеличение потерь примерно в 9 раз, так как зависимость потерь мощности от мощности, протекающей по участку квадратичная. А по результатам представленным в таблице 1 мы получили увеличение потерь в среднем по методам равное 13. Это дает возможность говорить, что при утяжеленных и особенно тяжелых режимах потери мощности на ветвях оказывают значительное влияние на протекающие по ним потоки. Чтобы уменьшить потери при таких режимах можно увеличить номинальное напряжение или увеличить пропускную способность линии путем замены проводов.

Исходя из полученных результатов, более подходящими для расчета и анализа режимов работы электрической сети являются метод с применением матрицы обобщенных параметров и метод Ньютона, это мотивировано тем что эти методы довольно быстро (за сравнительно небольшое число итераций) позволяют произвести расчет и также имеют довольно большую глубину расчета. Методы расчета по узловым и обращенным узловым уравнениям по этим параметрам значительно уступают, особенно в скорости расчета. Но они также имеют свои преимущества – это простота реализации, то есть для проведения расчета нам просто необходимо подставить значения в n выражений необходимое число раз (n – число узлов схемы). Эти методы доступны и могут использоваться в учебных целях для ознакомления, разбора принципов работы и программирования итерационных методов.

Таблица 1. Результаты расчетов по различным итерационным методам

	С применением матриц обобщенных параметров.	Метод узловых уравнений	Метод обращенных узловых уравнений	Расчет режима методом Ньютона
Схема 1				
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка, МВт)	1 (108)			
Количество итерации	2	4	4	3
Потери мощности	6,37	6,394	6,394	6,382
Наименьшее узловое напряжение	111,537	111,521	111,521	111,529
Наибольшее узловое напряжение	118,303	118,298	118,298	118,301
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка, МВт)	3 (324)			
Количество итерации	4	8	7	7
Потери мощности	88,493	87,366	87,371	86,952
Наименьшее узловое напряжение	86,201	88,27	88,269	88,349
Наибольшее узловое напряжение	112,774	112,699	112,699	112,725
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка, МВт)	4,037 (435,996)			
Количество итерации	12	91	81	26
Потери мощности	300,401	341,761	342,363	317,59
Наименьшее узловое напряжение	60,198	56,008	55,95	58,424
Наибольшее узловое напряжение	104,274	102,849	102,829	103,669
Предельный коэффициент утяжеления	4,063	4,037	4,037	4,047
Схема 2				
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка)	1 (97,2)			
Количество итерации	2	3	3	3
Потери мощности	3,251	3,253	3,253	3,253
Наименьшее узловое напряжение	115,3	115,299	115,299	115,3
Наибольшее узловое напряжение	118,288	118,289	118,289	118,289
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка, МВт)	3 (291,6)			
Количество итерации	3	6	6	6
Потери мощности	38,225	38,71	38,71	38,638
Наименьшее узловое напряжение	101,067	100,926	100,926	100,947
Наибольшее узловое напряжение	111,304	111,227	111,226	111,238
Коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка, МВт)	5,1 (495,72)			
Количество итерации	11	37	36	22
Потери мощности	240,895	256,585	256,604	249,973
Наименьшее узловое напряжение	68,754	66,925	66,922	67,687
Наибольшее узловое напряжение	94,312	93,29	93,288	93,715
Предельный коэффициент утяжеления (суммарная нагрузка)	5,162	5,129	5,129	5,14

В методе Ньютона необходимо отметить, его несложную реализацию и довольно быструю сходимость относительно методов простой и ускоренной итерации при решении узловых уравнений. Именно сочетание этих качеств обуславливает, то что на базе именно этого метода работают современные программы расчета электрических сетей.

Остановимся подробнее на методе расчета с помощью матрицы обобщенных параметров. Данный метод, исходя из наших исследований, является наиболее быстродействующим из всех рассмотренных в данной работе. Он базируется на следующем матричном уравнении (1), позволяющем найти матрицу C (матрицу обобщенных параметров):

$$C = dZ_B^{-1} M_{\alpha\beta}^T Y_Y^{-1}, \quad (1)$$

где dZ_B – диагональная матрица сопротивлений;

$M_{\alpha\beta}$ – первая матрица инцидентности без балансирующего узла;

Y_Y – матрица узловых проводимостей.

На первый взгляд нахождение матрицы C не вызывает особых затруднений, но обращение матрицы Y_Y связано с серьезными трудностями, если учесть тот факт, что ее элементы в общем случае являются комплексными величинами. Данную операцию для схем достаточно большой размерности даже современные компьютеры будут выполнять довольно долгое время, поэтому при написании промышленных программ эту операцию стараются обходить или упрощать, используя различные более сложные алгоритмы обращения матриц. Также некоторое неудобство связано с хранением первой матрицы инцидентности и обратной ей, что связано с большим количеством нулевых элементов.

Еще одним методом нахождения матрицы C является последовательный расчет n -ого числа режимов, при задании некоторого единичного тока последовательно в каждом из узлов схемы. Таким образом, мы при каждом расчете режима получаем одну строку искомой матрицы, находя частичные токи в каждой ветви схемы. Но для такого расчета нам также необходима программа расчета режима. Отсюда можно заключить, что данный метод упирается в нахождение матрицы C .

Следует также отметить, что матрица коэффициентов распределения посчитанная для данной схемы один раз может использоваться для анализа работы данной схемы при различных параметрах узлов (нагрузках, напряжениях). Этот вывод вытекает из получения данной матрицы, которая как видно из формулы не зависит от параметров узлов и потоков мощностей на участках, а зависит только от конфигурации сети и сопротивлений ее элементов.

Литература

1. Шиманская, Т.А. Методическое пособие к курсовой работе по дисциплине «Математические задачи энергетики». – Минск: БНТУ, 2004.
2. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т., Лычев, П.В. Электрические системы и сети. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621.3

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ МЕЖСИСТЕМНЫМИ ПЕРЕТОКАМИ С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Лагун Н.А.

Научный руководитель – **МЫШКОВЕЦ Е.В.**

В настоящее время Республика Беларусь не обладает достаточным количеством топливно-энергетических ресурсов и вынуждена значительную их часть покупать у сопредельных государств. При этом важнейшим направлением государственной политики и экономики является экономное потребление энергоресурсов и требование обеспечения энергетической безопасности страны, под которой понимают комплекс условий,

обеспечивающих бесперебойное удовлетворение потребности в энергетических ресурсах (топливе, электрической и тепловой энергии) нужного качества и в необходимых количествах, без которых в соответствующих природно-климатических условиях невозможны жизнедеятельность населения и нормальное функционирование и развитие хозяйственного комплекса страны.

В таких условиях актуальной является задача управления перетоками с целью оптимизации соотношения величин потоков мощности поступающих в Республику Беларусь от различных сопредельных государств. В настоящее время данная задача решается только управлением генерацией на электрических станциях. Из-за ограничений, связанных с оптимизацией загрузки электрических станций по минимуму суммарного расхода топлива в энергосистеме, такое решение не является достаточным. В данной работе рассмотрена возможность применения трансформаторных устройств продольно-поперечного регулирования напряжения для оптимизации межсистемных перетоков.

Для оптимизации был принят режим зимнего максимума сетей 35–750 кВ Белорусской энергосистемы с внешними связями. Перед проверкой возможности управления межсистемными перетоками мощности была произведена оптимизация режима с помощью уже существующих средств. По [1] для большинства автотрансформаторов производится регулирование ответвлений на стороне среднего напряжения с диапазоном $\pm 6 \times 2\%$. На основе найденных автотрансформаторов приняли, что у всех рассматриваемых такой шаг и ступень регулирования.

Далее по методике, описанной в [2], произвели выбор оптимальных коэффициентов трансформации путем их поочередного изменения. Выбирался один из трансформаторов и изменялся его коэффициент трансформации в сторону увеличения. При снижении потерь данный шаг считался успешным. Вновь увеличивали коэффициент трансформации на ступень до тех пор, пока потери мощности не начинали повышаться по сравнению с предыдущим шагом. Новый коэффициент трансформации у данного трансформатора принимался, если на последнем удачном шаге снижение потерь по сравнению с потерями до оптимизации коэффициента трансформации данного трансформатора оказалось более 0,1 МВт. Если же потери на первом шаге увеличивались, то изменять коэффициент трансформации необходимо в сторону уменьшения. Далее переходили к следующему трансформатору. Одновременно контролировали не выходя ли напряжения за допустимые пределы.

В результате численных экспериментов, проведенных с помощью программы Rastr выяснено, что при задании разных исходных условий для расчета (начальное приближение напряжений в узлах) значения потерь мощности в сети для одного и того же режима отличаются на некоторую величину. Проверка показала, что она может достигать величины равной примерно десяти процентам от заданной точности расчета. Для данного режима задана точность расчета 1 МВт. Соответственно десять процентов от этой величины будет 0,1 МВт. При попытке задать вместо единицы другую величину точности расчета по программе Rastr (меньшее значение) в некоторых случаях режим расходится.

В результате оптимизации коэффициентов трансформации добились снижения потерь в Белорусской энергосистеме на 3,970 МВт и они составили 143,311 МВт, при допустимых величинах напряжений во всех узлах.

Для предварительно оптимизированной по продольным коэффициентам трансформации сети проверили возможность управления межсистемными перетоками с помощью поперечного регулирования напряжения. Продольное регулирование здесь не рассматривалось по следующим причинам:

– для воздушных сетей поперечная ЭДС оказывает основное влияние на потоко-распределение в части его активной составляющей, продольная ЭДС – реактивной со-

ставляющей, которая в общем случае по межсистемным линиям передаваться не должна;

– продольная составляющая в значительно большей мере влияет на модули напряжения в узлах, что очень сильно ограничивает диапазон регулирования.

С этой целью поочередно в рассматриваемые линейные и трансформаторные ветви вводился поперечный коэффициент трансформации $K_{ТМ}$ и определяются потери мощности в Белорусской энергосистеме $\Delta P_{Бел}$, а также в сети в целом ΔP_{Σ} , межсистемные перетоки активной мощности между Белорусской энергосистемой и соседними, потоки мощности по ветви, где установлено устройство. Для линейных ветвей в параметрах выбранной ветви задавался продольный коэффициент трансформации $K_{ТВ} = 1$ и производился расчет режима. Выписывался поток по ветви, где установлено устройство ($P + jQ$). В той же ветви задается поперечный коэффициент трансформации $K_{ТМ} = \pm 0,09$ ($K_{ТВ} = 1$ остается). Выписываются поток по ветви ($P_1 + jQ_1$), межсистемные перетоки энергосистемы Беларуси с Россией $P_{Б-Р}$ и с Литвой $P_{Б-Л}$, суммарные потери в сети ΔP_{Σ} .

Для трансформаторных ветвей алгоритм аналогичен, отличие состоит в том, что у трансформаторов величина $K_{ТВ}$ известна заранее.

Далее ветви были проранжированы (отдельно линейные и трансформаторные) по уровням влияния на перетоки и на потери мощности в сети в целом. Из всех ветвей были отобраны те, установка устройств в которых, оказывала наибольшее влияние на перетоки и потери. Результаты приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Результаты оптимизации коэффициентов трансформации по внутрисистемным ветвям

Ветвь	$K_{ТМ} = \pm 0,09$	$P_{Б-Р}$, МВт	$P_{Б-Л}$, МВт	ΔP_{Σ} , МВт
Исходный режим		-272,2	1 412,5	847,972
101-91	+	-264,6	1 406,7	855,118
	-	-276,4	1 428,8	853,073
101-201	+	-296,1	1 429,8	850,919
	-	-249,2	1 398,2	848,867
102-91	+	-273,1	1 417,9	854,859
	-	-269,9	1 413,8	851,154
401-428	+	-276,7	1 422,6	851,176
	-	-268,4	1 404,8	847,958
429-430	+	-273,0	1 413,1	848,138
	-	-271,5	1 412,3	847,975
503-505	+	-263,1	1 436,4	849,020
	-	-282,1	1 391,1	850,988
503-516	+	-263,9	1 399,3	847,987
	-	-279,7	1 428,6	853,298
598-292	+	-270,6	1 412,6	850,457
	-	-273,8	1 414,0	847,534
261-312	+	-270,8	1 411,8	847,684
	-	-273,9	1 415,4	850,864
418-312	+	-272,9	1 416,8	851,212
	-	-270,8	1 409,7	847,744
295-292	+	-332,8	1 493,3	837,699
	-	-208,7	1 331,8	869,235

По результатам, приведенным в таблицах 1 и 2 можно сделать следующие выводы:

**Таблица 2. Результаты оптимизации коэффициентов трансформации
по межсистемным связям**

Ветвь	$K_{т.м} = \pm 0,09$	$P_{б.р.}, \text{МВт}$	$P_{б.л.}, \text{МВт}$	$\Delta P_{\Sigma}, \text{МВт}$
Исходный режим		-272,2	1 412,5	847,972
295-19519	+	-245,5	1 378,2	854,898
	-	-302,8	1 451,7	840,478
310-19504	+	-265,9	1 401,1	847,160
	-	-278,0	1 424,4	850,818
516-19506	+	-263,9	1 394,9	847,191
	-	-280,0	1 430,0	851,903
201-16831	+	-288,2	1 422,7	850,660
	-	-257,7	1 403,8	849,340
701-16836	+	-282,8	1 424,9	850,108
	-	-262,8	1 402,3	849,474
292-16840	+	-291,8	1 427,7	846,094
	-	-254,7	1 399,3	849,954
505-16551	+	-231,6	1 435,6	849,284
	-	-312,3	1 391,2	849,218
505-6844	+	-303,0	1 416,6	848,542
	-	-242,2	1 410,4	849,718
720-26840	+	-281,1	1 420,5	849,844
	-	-264,4	1 406,8	849,077

1. Наибольший эффект от управления потоками мощности достигается при установке устройств на межсистемных или прилегающих к ним внутрисистемных линиях электропередачи.

2. Для большинства приведенных ветвей управление оказывается неэффективным, так как даже при тех незначительных изменениях в межсистемных перетоках, которые имеют место при $K_{т.м} = \pm 0,09$ значительно растут потери мощности в сети.

3. Наиболее эффективным оказывается управление потоками на линии 292-16840 (ПС Белорусская – Смоленская АЭС, номинальное напряжение 750 кВ), и на трансформаторе за ней 295-292.

Литература

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 288 с.
2. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т. Энергетические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов. – Изд. 2-е, испр. и доп. – Минск: Выш. шк., 1988. – 308 с.

УДК 621.311

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ДОМА

Заборский Г.А., Гулич А.О.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ФАДЕЕВА Г.А.

В современной динамике загородного строительства, связанных с ним исследований и соответствующего законодательства выделилось несколько аспектов, открывающих широкие перспективы прогрессивного развития этой отрасли. Среди них экологический аспект, подразумевающий как уменьшение антропогенного давления, оказываемого домом на окружающую среду, так и поддержание определенных гигиенических свойств жилой среды; аспект энергоэффективности, который напрямую связан с экологическим; социальный аспект, связанный с проблемой депопуляции села и по-

пытками решить ее за счет повышения уровня жизни вне города; экономический аспект, связывающий использование местных ресурсов с экономическим развитием региона.

Сам по себе возросший интерес к новым для нашей страны аспектам загородного строительства является необходимым, но не достаточным условием решения актуальных проблем этой отрасли. Это может быть сделано в рамках междисциплинарного исследования, радикально обновляющего подход к проектированию и строительству сельского дома. Авторами были выявлены и стратифицированы проблемы, присущие загородному дому в каждом из вышеперечисленных аспектов.

Экологический аспект подразумевает в общенаучном смысле анализ двустороннего взаимодействия организма и окружающей его среды. К жилому дому это относится с одной стороны – как воздействие, оказываемое на человека домом в качестве искусственного компонента среды обитания, с другой стороны, – как воздействие, оказываемые человеком при посредстве дома на окружающую среду. Параметры, фигурирующие в первой группе взаимодействий, относятся к области давно уже существующей гигиенической науки. Таким образом, предметом собственно экологического аспекта следует считать минимизацию вредных воздействий, оказываемых жилым домом на среду и, в частности, основной механизм ее саморегуляции – биосферу. Таковыми воздействиями в порядке убывания их значимости следует считать:

1. Разрушение структуры грунта при устройстве фундаментов.
2. Тепловое и световое загрязнение.
3. Нарушение визуальной аутентичности ландшафта, а также его пространственной структуры.
4. Потребление питьевой и технической (питьевой в качестве технической) воды, производство сточных вод и органических отходов.
5. Замещение площади зеленого покрова площадью построек и мощений.
6. Потребление электрической и тепловой энергии, производимой внешней, опасной для окружающей среды, инфраструктурой (ТЭС, АЭС, ГЭС) или топлива для самостоятельного производства электрической и тепловой энергии с неизбежным выбросом парниковых газов.

Эти позиции универсальны по отношению к различным типам зданий и регионам. Некоторые из них, тем не менее, приобретают большую значимость именно в их применении к загородному жилью в Беларуси. Рекреационная ценность сельских территорий не должна быть уменьшена в ходе рядовой застройки сельскохозяйственных поселений. В этом отношении следует считать неприемлемым строительство сельского жилья «в городском ключе» и из характерных для города материалов. Это разрушает сложившуюся за тысячелетия силуэтную, ритмическую, колористическую целостность сельского пейзажа, который является необходимым фоном для развития белорусского менталитета, главным материальным носителем нашей культуры.

Аспект энергоэффективности возник как частный случай экологического аспекта, а именно – как попытка свести к минимуму наиболее интенсивные из негативных воздействий, оказываемых зданием на окружающую среду непосредственно или при посредстве инфраструктуры б. Он был выделен и сравнительно хорошо изучен потому, что потенциальная экономия энергоресурсов обладает явным, легко и быстро реализуемым экономическим потенциалом. Строго говоря, в этом аспекте можно выделить два альтернативных подхода. Один из них предполагает максимальное повышение КПД всех систем и здания в целом, однако предельная изоляция внутреннего объема, неизбежная при таком подходе, негативно отражается на некоторых качествах жилой среды. Другой предполагает получение тепловой и электрической энергии из альтернативных возобновляемых и экологически безопасных источников. В таком случае про-

странственное решение освобождается от диктата экономии, хотя и приобретает некоторые особенности в связи с применением этих источников.

Социальный аспект актуализировался при принятии государственной программы о возрождении и развитии села. Стало важно не только разработать экологически нейтральное, энергоэффективное жилье, но и сделать его доступным для жителей села. Это значит, что при строительстве дома должны быть как можно более полно использованы местные ресурсы и неквалифицированный труд, а само строительство должно, по возможности, производиться без применения специальной строительной техники. Такой подход должен быть применим и для модернизации уже построенного жилья.

Экономический аспект следует из вышеописанных. При этом использование местных ресурсов рассматривается как необходимый шаг в восстановлении локальной экономики села, а экономия энергоносителей – как стратегический резерв макроэкономики.

Решение было найдено в уникальном на сегодняшний день архитектурном решении разделить дом на два объема, один из которых, низкотехнологичный, возводится из натуральных материалов местного происхождения и вмещает в себя собственно жилые помещения, а другой, представляющий собой блок инженерных систем (БИС) и концентрирующий в себе высокотехнологичные процессы, поставляется на место строительства в собранном виде.

Перечислим основные преимущества загородного жилого дома, из которого вынесена сложная инженерная компонента:

1. Он может быть возведен из местных материалов руками непрофессиональных строителей, без соблюдения миллиметровых допусков.

2. Его облик, в таком случае, сохранит характерные для традиционного жилья черты композиции и текстур, оставаясь в контексте сложившегося ландшафта.

3. Его конструкция, состоящая, в основном, из естественных материалов, позволит поддерживать гигиенические условия на должном уровне.

Блокирование инженерных систем загородных жилых домов, в свою очередь, позволяет:

1. Монтировать инженерные системы в заводских условиях, свести к минимуму вмешательство непрофессионалов в их устройство и функционирование.

2. За счет использования типовых БИС сократить расходы на оборудование зданий солнечными коллекторами, аккумуляторами теплоты и т. д.

3. Применять БИС не только при строительстве новых, но и при модернизации старых домов.

Модульная структура БИС не только позволит комплектовать его в соответствии с конкретной ситуацией, но и использовать комплектующие различных производителей, присутствующие на рынке в настоящий момент.

Использование электроэнергии в энергоэффективном доме имеет свои особенности. В частности, кроме потребления ее на обычные нужды: освещение, питание электробытовой техники, радиоприборов, она необходима для питания специфического инженерного оборудования дома, например, вентиляторов и небольших насосов систем отопления, насосов системы водоснабжения и пр.

Основными источниками электроэнергии в энергоэффективном доме могут служить автономные возобновляемые источники мощностью не менее 4–5 кВт: микроГЭС, ветроэлектростанции (ВЭС), солнечные батареи (в зависимости от местных условий). В качестве дополнительных источников могут использоваться централизованная сеть или генераторы на невозобновляемом топливе (бензине, солярке и др.).

Малые ВЭС обладают хорошими показателями стоимости и надежности, а также круглогодичным периодом работы. Существует множество проектов малых ВЭС мощ-

ностью от нескольких сотен Вт до десятков кВт. Большинство зарубежных ВЭС рассчитаны на работу при высоких скоростях ветра (12 м/сек и выше). В России и странах СНГ имеются разработки и выпускаются малые ВЭС, способные эффективно работать при скоростях ветра ниже 5–7 м/сек, характерных для условий Беларуси.

При наличии природных условий, т. е. если поблизости от дома протекает речка или ручей, для производства электроэнергии выгодно использовать энергию течения воды, устанавливая микроГЭС. Они имеют мощность от единиц до десятков кВт и по стоимости и эксплуатации могут оказаться эффективнее ВЭС. Ценным их качеством является независимость от погодных условий и равномерность выработки энергии во времени, т. к. скорость течения воды намного более постоянная величина, чем скорость ветра или солнечное излучение. МикроГЭС бывают погружные (устанавливаются на дно), деривационные (рукавные), т. е. использующие гибкую трубу для формирования водного потока большой скорости вне ручья или реки, и свободнопоточные (находящиеся на поверхности воды).

Применение солнечных батарей как источника электроэнергии в условиях Беларуси проблематично из-за относительно небольшого количества солнечных дней в году. Энергию солнца следует максимально использовать для получения тепловой энергии и подогрева воды (солнечные коллекторы).

Альтернативные источники электроэнергии имеют низкие выходные напряжения (практически все ветро- и гидрогенераторы, солнечные модули выдают напряжения 12, 24, 36, 48, 60 В), обладают крайней неравномерностью выработки энергии во времени, а иногда и вообще не работают, например, в отсутствие ветра или солнца. Поэтому необходима аккумуляция энергии и преобразование ее на напряжение 220 В. Поскольку в дополнение к альтернативным источникам может применяться централизованная электрическая сеть, необходимо предусмотреть коммутационно-распределительное устройство (блок управления), чтобы оперативно менять источники энергии и режимы работы электрической сети дома в целом. Кроме того, должна быть предусмотрена защита сети от перенапряжений и коротких замыканий.

Все эти функции выполняет источник бесперебойного питания (ИБП), который состоит из преобразователя напряжения (инвертора), аккумулятора, зарядного устройства, блока управления и панели ручного управления. Функциональная схема работы автономной сети дома следующая: электроэнергия от одного или нескольких источников через зарядное устройство поступает в аккумулятор, заряжая его, затем постоянное напряжение аккумулятора преобразуется в инверторе в переменное напряжение 220 В и поступает в сеть дома. Синхронизация и порядок работы в этой схеме обеспечивается блоком управления и панелью ручного управления.

Фактическим источником электроэнергии является аккумулятор, а альтернативные источники служат, в основном, для его зарядки. Поэтому аккумулятор – важнейший элемент электрической сети экологически нейтрального дома. Выбор его емкости определяется мощностью и количеством электроприемников, их пусковыми токами, графиком работы. Необходимо использовать полностью необслуживаемые (герметичные) аккумуляторы, обладающие высокой надежностью, и не загрязняющие атмосферу.

Другой важной частью ИБП является преобразователь постоянного низкого напряжения аккумулятора в переменное напряжение 220 В (инвертор). Он должен быть достаточно мощным и выдерживать как обычную нагрузку в виде постоянно подключенных к сети электроприемников, так и пиковые нагрузки, возникающие при включении некоторых приборов. Обычно используют два или более инвертора разной мощности, работающих каждый на определенную группу электроприемников.

Блок управления выполняет следующие функции: коммутирует источники энергии по приоритету; при прекращении подачи энергии от альтернативных источников

подключает электроприемники непосредственно к централизованной сети 220 В; при полной зарядке аккумулятора отключает альтернативные источники от зарядного устройства и подключает их к балластным нагрузкам (обычно это электроводонагреватели); защищает сеть от перегрузок и коротких замыканий. Как российская, так и западная промышленность выпускают множество моделей источников бесперебойного питания, однако в большинстве случаев будет необходимо провести индивидуальную конструкторскую разработку ИБП для конкретного проекта энергоэффективного дома, используя стандартные промышленные модели для его составных частей: инверторов, зарядных устройств и т. д. Примером удачной конструкции ИБП может служить преобразователь МАП «Энергия», выпускаемый московской фирмой «МикроАрт». Он в несколько раз дешевле аналогичных зарубежных моделей (около 200 долл. за модель мощностью 2 кВт) и может использоваться как составная часть ИБП для любого конкретного проекта электроснабжения дома, а в некоторых случаях наличие одного или нескольких преобразователей «Энергия» достаточно для выполнения всех функций ИБП. Аккумулятор, инвертор и зарядное устройство обычно входят в комплект поставки ветро- и гидроэлектростанций и вносят существенный вклад в их стоимость.

При выборе устройств для системы энергообеспечения дома конкретного типа следует сопоставить технические характеристики и стоимостные показатели ветро- или гидрогенераторов, аккумуляторов, источников бесперебойного питания и других устройств.

Литература

1. Огородников, И.А., Макарова, О.Н., Дубинина, Е.С. Экодом в Сибири. Обзор литературы, оригинальные разработки, рекомендации специалистов. – Исар-Сибирь: Новосибирск, 2000.

УДК 621.311.1

ОПЕРАТИВНАЯ ЛИКВИДАЦИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Дёмин Ю.Н.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОВ Е.В.

Перетоки мощности и токовые нагрузки по линиям электропередачи не должны превышать максимальных и аварийно-допустимых значений. Перегрузки линий в условиях эксплуатации неизбежны и возникают, в основном, в результате:

- изменения схемы сети (отключения линий или трансформаторов);
- аварийного снижения генерирующей мощности в приемной части системы;
- аварийного снижения электропотребления в избыточной части энергосистемы;
- разделения энергосистемы на части.

Перегрузка линий электропередачи может быть опасна по условиям:

- нарушения статической устойчивости;
- превышения допустимой температуры нагрева провода (токовая перегрузка линии электропередачи);
- токовой перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и другого оборудования, входящего в состав электропередачи.

Для сетей 110 кВ и ниже наиболее характерна перегрузка по условию нагрева провода.

Известно, что под влиянием протекания тока по проводам происходят следующие явления:

- изменяются механические характеристики материала провода и его способность и его способность нести механическую нагрузку;
- происходит удлинение провода, вследствие чего он провисает, увеличивается стрела провеса, уменьшаются его габариты до земли и находящихся на ней предметов;
- происходит нагрев соединительных зажимов проводов, что приводит к снижению их прочности;
- изменяются температура и сопротивление провода и, как следствие этого, изменяется количество тепла, выделяемого проводом в окружающую среду.

В настоящее время допустимая токовая нагрузка определяется исходя из допустимой температуры нагрева провода $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при температуре окружающего воздуха $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорости ветра $0,6\text{ м/с}$. Такая допустимая температура принята исходя из условий работы контактных соединений.

Аварийная перегрузка воздушных линий допускается на время, необходимое для пуска резервных агрегатов, ввода резерва, восстановления поврежденных линий и оборудования станций и подстанций, но не более одних суток. Если же нагрузка линии выше максимально допустимой на 15% и более, то допустимое время перегрузки в [1] рекомендуется определять с учетом кратковременных перегрузок выше нормативных значений и изменения процесса нагрева во времени.

При возникновении перегрузки линии электропередачи диспетчер обязан выявить причину ее возникновения и устранить ее, используя одно или несколько следующих мероприятий:

- ввод в работу резервных линий электропередачи;
- изменение потокораспределения в сети путем использования различных средств;
- загрузку электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузку их в передающей части;
- использование аварийных перегрузок генерирующего оборудования;
- снижение электропотребления путем снижения напряжения в приемной части энергосистемы;
- ввод графиков аварийных отключений;
- диспетчерское отключение потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

Рассмотрим ликвидацию перегрузки линии на основе реальной сети – Борисовских электрических сетей. В исходном режиме линия «Борисов СШ 110 – Борисов тяговая» выведена в ремонт. Аварийный режим возникает в следствии отключения релейной защитой линии «КС Крупки – Лошница». Подстанции «Лошница», «Борисов Северная», «БПЗ», «Борисов тяговая» с суммарной нагрузкой $91,9 + j47,7$ вынуждены получать электроэнергию от подстанции «Борисов» по единственной линии, связывающей эти узлы («Борисов СШ 110 – Борисов западная + Печи»). В итоге поток по линии составит $104,5 + j52,3$ (573 А). Эта линия выполнена проводом марки АС-150/24. Для этого сечения из [2] определяем допустимый ток $I_n = 450\text{ А}$. Соответственно крат-

ность перегрузки будет равна $k_n = \frac{573}{450} = 1,3$. По зависимости предельного времени перегрузки от кратности перегрузки и сечения провода находим, что для нашего случая это время составляет приблизительно 15–20 минут [1].

Первое, что необходимо сделать – это дать распоряжение на сворачивание ремонтных работ на линии «Борисов СШ 110 – Борисов тяговая». В рассматриваемом энергоузле нет электростанций, которые можно было дополнительно загрузить и снизить тем самым поток по перегруженной линии. Также нет средств регулирования потокораспределения в этом районе. Значит первая мера – снижение напряжения у потре-

бителей энергорайона на 5 %. В результате этого мероприятия поток по перегруженной линии снизится на 10 %, но этого не достаточно для устранения перегрузки. Поэтому приходится прибегнуть к крайней мере – отключению части электроприемников по графикам аварийных отключений. В таблице 1 приведена последовательность проводимых мероприятий по ликвидации перегрузки для нашего случая.

Таблица 1. Ликвидация аварийной перегрузки линии электропередачи

Мероприятие по устранению перегрузки	Время, прошедшее с начала аварийной перегрузки ВЛ, мин.		Ток в перегруженной линии, А
	Распоряжение	Исполнение, уведомление	
Распоряжение на сворачивание ремонтных работ на ВЛ «Борисов СШ 110 – Борисов Тяговая»	5	60	573
Распоряжение на снижение напряжения у потребителей на подстанциях: «Лощница», «Борисов Северная», «БПЗ», «Борисов тяговая», «Борисов западная», «Печи»	7	10	520
Ввод графиков аварийных отключений	10	15	428
Распоряжение на включение ВЛ «Борисов СШ 110 – Борисов Тяговая»	60	65	225
Восстановление нормального электроснабжения отключенных потребителей	70	75	295

Литература

1. Калентионук, Е.В., Прокопенко, В.Г., Федин, В.Т. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие / Под общ. ред. В.Т. Фебина. – Минск: Вышэйшая школа, 2007. – 351 с.
2. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

УДК 621.311

СИСТЕМНЫЕ АВАРИИ И МЕРЫ ПО ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ

Петрашевич Н.С.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

Число крупных аварий в энергосистемах во всем мире за последние 10–15 лет неуклонно растет. К примеру, по данным семинара СИГРЭ, прошедшего в 2003 году, в США в 1991–1995 годах было 7 аварий с отключениями мощности 1 000–3 000 МВт, а в период 1996–2000 годов – 13; наибольшая отключенная мощность составила 30 000 МВт.

За последние десятилетия произошло несколько развалов крупнейших энергообъединений, которые принесли огромный ущерб и привели к разработке специальных мероприятий против системных аварий.

Одной из первых системных аварий, вызвавших тяжелые последствия, была авария 13.07.1977 года в Восточном энергообъединении США с потерей мощности около 6 000 МВт. Во время этой аварии, например, только в Нью-Йорке отключение энергоснабжения на многие часы вызвало волну грабежей, были арестованы более 3 000 чел.

В прошлом веке были аварийные отключения мощности 10 000 МВт и более:

- 19.12.1978 года – Франция – 28 000 МВт;
- 14.12.1982 года – Хайдро-Квебек – 15 500 МВт;
- 27.12.1983 года – Швеция – 11 400 МВт;
- 12.01.1987 года – Франция – 12 000 МВт;
- 23.07.1987 года – Токио – 9 186 МВт;
- 08.06.1988 года – Хайдро-Квебек – 10 000 МВт;
- 1996 год – Северо-Запад США – 11 860 МВт;
- 10.08.1996 года – Калифорния – 30 392 МВт.

Увеличение числа аварий при неуклонном росте мощности энергообъединений вызывает опасения во всех странах мира с развитой энергетикой. В них подробно анализируются причины аварий, их развитие и восстановление работы энергосистем; разрабатываются методы защиты от таких аварий; особое внимание уделяется ситуации в энергообъединениях, возникающей с либерализацией рынка электроэнергии и обострением конкурентной борьбы в отрасли.

Выполним анализ аварии, произошедшей в энергосистеме Италии в 2003 году.

Предпосылки. Общей предпосылкой к аварии в Италии является нехватка электроэнергии. Уже в конце июня 2003 года сетевая компания Италии GTRN была вынуждена сократить подачу электроэнергии на крупные предприятия на 1 000 МВт. 26 июня было отключено 7,3 млн. потребителей. Энергокомпания ENEL делала все возможное, чтобы сохранить питание больниц и воинских частей.

Предпосылки к аварии 28.09.2003 г. вытекают из причин, повлекших за собой отключения в конце июня 2003 года:

- крайне высокие температуры в течение нескольких недель (во всей Европе) привели к превышениям потребления электроэнергии в критические месяцы по сравнению с 2001 годом на 2–3 ГВт за счет широкого использования кондиционеров;

- повышение температуры привело к ограничениям мощности и КПД ТЭС из-за высокой температуры охлаждающей воды, в то же время снизилось производство электроэнергии на РЭС (около 20 % производимой электроэнергии), из-за низкого уровня воды в реках;

- большая доля оборудования была выведена в профилактический ремонт;

- при сильной зависимости Италии от импорта электроэнергии снизились поставки электроэнергии из Франции (800 МВт). При среднем уровне потребления 55 250 МВт импорт составляет 6 300 МВт. Большая доля импорта электроэнергии может способствовать возникновению аварийных ситуаций. Погода также влияет на импорт – передающая способность связей с Францией и Швейцарией снизилась с 5 400 МВт в зимнее полугодие до 4 800 МВт в летнее.

Ход аварии. 28.09.2003 года массовое отключение электроэнергии в Италии, от южного Тироля до Сицилии, оставило без электроэнергии 57 млн. чел.; было отключено 39 крупных потребителей; для большинства крупных городов питание было восстановлено только через 5–9 ч; Рим был без электроснабжения 12 ч, некоторые города на юге – 24 ч.

По отчету западно-европейского энергообъединения UCTE до аварии импорт электроэнергии Италии из Франции, Швейцарии и Словении составлял 6 651 МВт (около 24 % потребления и на 300 МВт выше договорного уровня). Из-за падения дерева отключилась ВЛ 380 кВ «Mettlen – Laverno» в Швейцарии. Автоматическое повторное включение (АПВ) было unsuccessful из-за большого расхождения по углу. При перераспределении нагрузок на 10 % была перегружена ВЛ 380 кВ «Sils – Soazza». В соответствии с правилами, чтобы не произошло автоматическое отключение, нужно было в течение 15 мин освободить ВЛ от перегрузки. Оператор швейцарской сетевой компании ETRANS телефоновал оператору сетевой компании Италии GTRN о необходи-

мости снижения импорта на 300 МВт. После дискуссии, через 20 мин после перегрузки GTRN снизила импорт на 300 МВт, но это не дало результатов, поскольку еще через 5 мин отключилась ВЛ «Sils – Soazza» из-за перекрытия при падении на неё дерева. Через 4 с отключилась третья линия импорта «Airolo – Mettlen» и связи Италии с УСТЕ оборвались. Потеря синхронизма в этой связи и ее динамическое воздействие привели к коллапсу напряжения в Италии. Изоляция энергосистемы Италии и нехватка внутренних генерирующих мощностей с дефицитом 6,4 ГВт привели к снижению частоты в системе за 22 с до 48,5 Гц и автоматической разгрузке на 10 ГВт, что не дало эффекта, поскольку 21 из 50 ТЭС отключились в результате срабатывания реле минимальной частоты. Через 2,5 мин, когда частота упала до 47,5 Гц, Италия осталась без электроснабжения.

Отделение энергосистемы Италии от УСТЕ создало сложную ситуацию в европейской сети: частота повысилась до 50,25 Гц, были значительные колебания и непредсказуемые перетоки мощности; перегрузились линии от Франции к Германии и Бельгии, однако операторы УСТЕ ликвидировали опасную ситуацию.

Для стабилизации работы общей сети УСТЕ Германия отключила 3 500 МВт мощности, а Франция – 3 200 МВт. Если бы не взаимопомощь в европейской сети, масштабы аварии были бы значительно больше.

Чтобы восстановить электроснабжение Италии, импорт электроэнергии в нее уже через 10 ч был восстановлен до 85 % договорного уровня.

Конкретные причины. Специалисты Швейцарии утверждают, что операторы Италии в аварийных условиях слишком медленно решали проблему компенсации мощности отключившейся ВЛ, что привело к каскадному отключению других линий, в том числе связей с Францией, Швейцарией, Австрией и Словенией.

Противоречия в анализе со стороны Италии и стран-импортеров вызвали необходимость специального расследования причин аварии. Официальный отчет компании УСТЕ подтвердил правильность действий сетевого оператора ETRANS Швейцарии во время аварии.

Наиболее общая причина аварии – несовпадение коммерческих интересов с возможностями и надежностью сети.

Принимаемые меры. Уже после отключений, произошедших в энергосистеме, в июне Министерство энергетики Италии пришло к выводу, что необходимо вводить новые мощности. Министр промышленности предложил на 25 % повысить мощность электростанций в стране.

В первую очередь ENEL будет реконструировать остановленные электростанции, оборудование которых выработало свой ресурс; планируется постройка 36 новых электростанций, в частности, а настоящее время в Италии строятся электростанции комбинированного цикла Sermide (1 140 МВт), Pietrafitta (380 МВт), Termini Imerese (380 МВт).

Для снижения ущерба от крупных аварийных отключений разработана программа послеаварийного восстановления сети Италии, проведены ее испытания, результаты которых дали 16 успешных восстановлений работы энергосистемы и 3 развала.

Проведенный анализ причин аварии позволил наметить мероприятия в энергосистеме страны, ограничивающие возможность сетевых аварий:

- сдвиг периода профилактических ремонтов из периода максимума нагрузки;
- создание достаточного резерва мощностей даже ценой увеличения импорта;
- строительство новых электростанций лишь после реконструкции и оптимизации работы существующих.

Общие рекомендации были сформулированы следующим образом: уделять больше внимания использованию установок на фотоприемниках (в стране мною регионов с

высокой солнечной активностью), дотировать производство электроэнергии возобновляемыми источниками, особое внимание уделить энергосбережению за счет повышения эффективности промышленного и бытового оборудования; во всех случаях необходимо учитывать рост электропотребления в Италии на 3–4 % в год.

По мнению специалистов ФРГ, основные недостатки либерализации – это снижение мощностей электростанций и резерва мощности, экономия на финансировании сетей. Строгие меры по рационализации энергетики в ходе либерализации, близкие к перегрузке сети и высокие температуры во время летнего максимума делают такие развалы в Италии вполне возможными.

По мнению отечественных специалистов, неквалифицированное применение либерализации рынка электроэнергии может послужить причиной энергетического кризиса. Должно быть умелое сочетание конкуренции и рекомендательного планирования.

По расчетам EPRI (Electric Power Research Institute) непосредственные потери от неустойчивости работы передачи электроэнергии, перерывов электроснабжения и снижения качества электроэнергии ежегодно составляют около 100 млрд. дол.

При анализе аварии в Италии специалисты Швейцарии показали, что для их страны ситуация не вызывает опасений – в ней надежнейшая сеть, многие предприятия имеют собственные электростанции. Аварийные ситуации моделируются и изучаются. Главное же в европейской сети – наличие возможности дублирования связей и большие резервы мощности. Если бы не взаимопомощь в УСТЕ, летом 2003 года масштабы аварии были бы гораздо больше.

Разбор причин системных аварий привел к выработке конкретных мероприятий по их предотвращению, которые включают:

- анализ и периодические проверки состояния сети и систем защиты;
- непрерывный контроль и диагностику оборудования;
- расширение возможностей центров управления;
- ограничение режимов по условиям надежности в реальном масштабе времени;
- применение системных защит и адаптивных РЗ;
- проверку координации действия РЗ;
- оценку устойчивости по напряжению и динамической устойчивости;
- учет старения оборудования и улучшение профилактики;
- тренировки оперативного персонала;
- повышение надежности схем РЗ и автоматики;
- должна быть разработана программа восстановления работы энергосистемы после аварии.

Доаварийные подготовительные меры включают определение параметров электростанций и крупных потребителей с точки зрения их работы в энергосистеме.

Действия в аварийных условиях – это оценка состояния энергосистемы по всей схеме, деление сети, образование выделенных систем, обратное соединение сети.

Действия при разборе аварии – это оценка эффективности программы восстановления, поправки к программе, принятие новой стратегии восстановления, в частности, отношение к частотной разгрузке, учет динамических характеристик частей системы.

Помимо общих мероприятий по защите от системных аварий, предлагаются решения проблемы с помощью разработок ведущих компаний. Например, компания ABB Power System предлагает следующие пути повышения передающей способности ВЛ:

- повышение нагрузочной способности ВЛ за счет перевода их в режим работы не с номинальной, а с физически допустимой нагрузкой;
- разгрузка критических узлов сети с помощью регулирования потоков мощности;
- выполнение новых линий электропередачи в виде кабелей;

– электропередачи на постоянном токе как средство регулирования потоков мощности.

Выводы

1. Происшедшие в последнее время крупные системные аварии в ряде стран объясняются ситуацией, когда при росте потребления электроэнергии не хватает пропускной способности сетей; большое влияние оказывает также старение оборудования электрических станций и сетей.

2. Одной из причин учащения системных аварий может служить либерализация рынка электроэнергии и связанная с ней конкурентная борьба. Необдуманное, без учета возможных последствий проведение либерализации может привести к формулировке «Прибыль вместо надежности». Способствуют снижению надежности работы энергообъединений свойственные такому подходу следствия: снижение инвестиций в электрические сети; снижение аварийного резерва мощности; некоординированность действий сетевых операторов разных компаний; сокращение расходов на профилактику и обновление оборудования.

Литература

1. *Electra*. – 2003. – № 210. – P. 37–45.
2. Вести в электроэнергетике. – 2003. – № 5. – С. 40.
3. *Modern Power Systems*. – 2003. – Vol. 23, № 9. – P. 3–5.
4. *Modern Power Systems*. – 2003. – Vol. 23, № 11. – P. 29–32.
5. Вести в электроэнергетике. – 2003. – № 6. – P. 31–37.
6. *IEEE Power & Energy Magazine*. – 2003. – № 5. – P. 41–46.
7. Электрические станции. – 2005. – № 4. – С. 78–83.

УДК 621.311

ПРОГРАММА РАСЧЕТА И АНАЛИЗА РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–35 КВ

Лысюк С.С.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор ФУРСАНОВ М.И.

Разработана компьютерная программа Azimut 6-35 для расчетов и анализа установившихся режимов разомкнутых электрических сетей 6–35 кВ.

Программа написана на алгоритмическом языке высокого уровня C++ Builder [1].

Основные возможности программы:

1. Azimut 6-35 осуществляет ввод данных двумя способами:

– в табличном режиме – задаются номера соединяющих узлов (N_n и N_k) схемы сети (рисунок 1);

– ввод параметров схемы в графическом режиме путем создания нового элемента сети и его привязка к другому элементу.

2. Графика:

– по схеме сети, заданной в табличной форме, программа строит разомкнутое «дерево» (граф) сети с нанесением необходимой топологической информации. Такой режим позволяет наглядно представить сеть и сэкономить время при кодировании полной схемы (рисунок 2);

– возможность создания объектов энергетики и привязка их к местности;

– растровая подложка карты местности с последующей привязкой к схеме сети;

– изменение свойств любого элемента;

– масштабирование схемы (рисунок 3).

Nn	Nk	Навка про	Длина	R	X
		км	км	Ом	Ом
1	1	1051 AC-50	2,2	1,3266	0,781
2	1051 104	AC-50	0,2	0,1206	0,071
3	104 894	AC-50	0,94	0,56682	0,3337
4	894 232	AC-50	0,72	0,43416	0,2556
5	232 328	AC-35	0,25	0,1975	0,0915
6	232 61	AC-35	0,48	0,3792	0,17568
7	61 320	AC-35	0,6	0,474	0,2196
8	320 360	AC-35	0,09	0,0632	0,02928

Nn	Nk	Навка транс.	Unom	P	Q	S	cosφ
			кВ	кВт	кВар	кВА	[град]
1	360 38	TM-400	10	94,086	95,9869	400	0,7
2	1051 30	TM-100/10	10	23,5215	23,9967	100	0,7
3	104 31	TM-100/10	10	37,6344	38,3947	160	0,7
4	894 32	TM-100/6,3	10	58,8037	59,9918	250	0,7
5	328 33	TM-1000/35	10	37,6344	38,3947	160	0,7
6	61 34	TM-1385/10	10	94,086	95,9869	400	0,7
7	61 35	TM-1500/35	10	94,086	95,9869	400	0,7
8	320 36	TM-160/10	10	58,8037	59,9918	250	0,7
9	360 37	TM-400	10	94,086	95,9869	400	0,7
10	104 39	TM-160	10	37,6344	38,3947	160	0,7

Рисунок 1. Ввод данных в табличном режиме

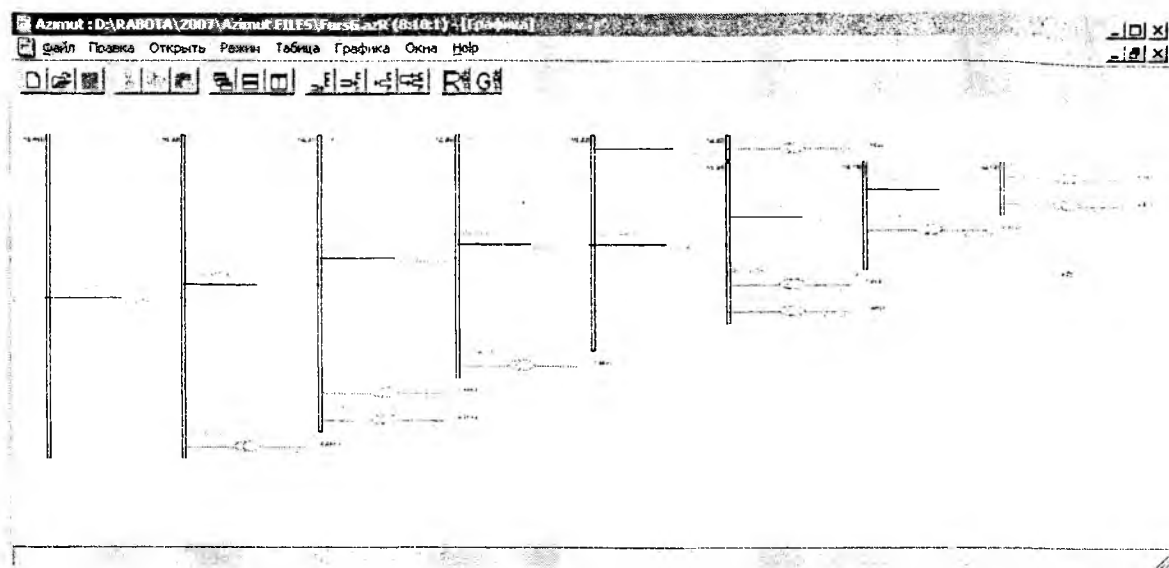


Рисунок 2. Построение разомкнутого «дерева» сети

3. Решение технологических задач:

- расчет и анализ режимов разомкнутых электрических сетей от 0,38 кВ до системообразующих [2];
- поиск точек размыкания распределительной сети по минимуму потерь электроэнергии;
- подбор ответвлений трансформаторов для поддержания требуемого напряжения в сети и у потребителей.

При расчете режимов программа использует базу данных по линиям и трансформаторам. Расчет сети не будет произведен до тех пор, пока линия или трансформатор не будет найдена в базе данных. В Azimut имеется встроенный редактор базы, где возможно добавление, изменение и удаление элементов.

Вывод расчетных значений режима можно производить в табличном виде и на графической схеме сети.

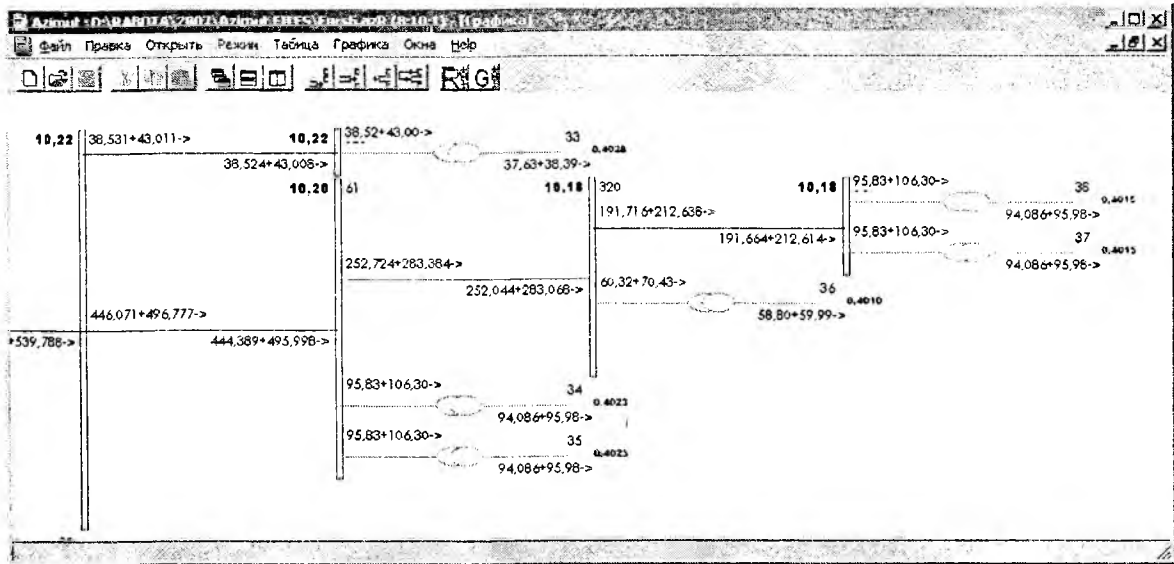


Рисунок 3. Масштабирование схемы

Программу можно использовать в учебно-исследовательском процессе кафедры «Электрические системы» БНТУ и для расчета и анализа установившихся режимов разомкнутых электрических сетей 6–330 кВ филиалов областных энергообъединений.

Литература

1. Ганеев, Р.М. Проектирование интерфейса пользователя средствами Win32 API. – М.: Горячая линия – Телеком, 2001. – 336 с.
2. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т. Передача энергии и электропередачи. – Минск: Высш. школа, 2003. – 544 с.

УДК 621.3

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ПОМОЩЬЮ СРЕДСТВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Конопацкий В.К.

Научный руководитель – ВОЛКОВ А.А.

На основании современных требований к надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, а также в связи с тем, что в прошлом все сельскохозяйственные потребители относились к III категории, находящиеся в эксплуатации сети напряжением 6–20 кВ построены по радиальным не резервируемым и кольцевым схемам, которые весьма разветвлены. В сети отсутствует питающая сеть напряжением 6–20 кВ и, следовательно, распределительные пункты.

К рассмотрению надежности сетей, необходим дифференцированный подход. К наиболее надежно работающим сетям следует отнести магистральные или питающие линии напряжением 35 или 110 кВ. Протяженность таких сетей составляет от 5 до 10 процентов общей протяженности всех линий электропередач.

Распределительные сети напряжением ниже 1 000 В благодаря тому, что они расположены в пределах населенных пунктов, постоянно находятся под наблюдением и

достаточно быстро могут быть отремонтированы. Поэтому такие сети – также достаточно надежный элемент электропередачи.

В наиболее тяжелом положении в отношении надежности оказываются распределительные сети напряжением выше 1 000 В, весьма разветвленные, а по протяженности, занимающие второе место после сетей 0,4 кВ. Если еще учесть, что такие сети часто труднодоступны в периоды бездорожья, то становится очевидным, что вопросу надежности этих сетей электроснабжения следует уделять внимание в первую очередь.

Особенность сети напряжением 6–20 кВ состоит в том, что распределительная воздушная линия (магистраль) не заходит в каждую трансформаторную подстанцию. Это связано с тем, что из-за значительной разбросанности потребителей экономически невыгодно заводить магистраль в каждую трансформаторную подстанцию (значительно увеличивается протяженность магистрали).

Трансформаторные подстанции подключаются к радиальной линии с помощью ответвлений (отпаек). При этом трансформаторные подстанции в основном выполняются однострансформаторными. Находят применение также однофазные ответвления от трехфазных линий 6–20 кВ с использованием однофазных трансформаторов.

В аварийных режимах наибольший процент повреждений приходится на однофазные замыкания на землю. Если повреждения изоляторов происходят на линии передачи, но не разрушают их, то поиски аварийного места требуют значительного времени. Отыскание и локализацию места повреждения выполняет оперативный персонал сетей. Отсутствие сетевого резервирования потребителей, тяжелые климатические условия, бездорожье сказываются на продолжительности обнаружения повреждений и восстановления электроснабжения и в конечном итоге – на уровне недоотпуска электроэнергии потребителям.

Повышения надежности электроснабжения потребителей приходится добиваться следующими способами:

- использованием более долговечных и надежных конструкций элементов электрических сетей;
- применением автоматически действующих аппаратов, позволяющих осуществлять секционирование сети;
- резервированием сети либо от сетей соседней подстанции, либо путем установки автономной аварийной электрической станции, обеспечивающей электроснабжение части потребителей (наиболее ответственных, не терпящих перебоев в электроснабжении).

Распределительная сеть напряжением выше 1 000 В, питающая множество подстанций населенных пунктов, характерна тем, что при аварии на любом из ее участков она на питающей подстанции отключается вся, лишая электрической энергии большое число потребителей. Для устранения этого недостатка применяют секционирование сети. Однако в распределительной сети произвольной конфигурации эффект от секционирования может оказаться недостаточно существенным. Вследствие этого применение секционирования предъявляет особые требования к построению схемы сети, которые, в общем, сводятся к следующему:

- необходимо стремиться к выделению явно выраженной магистрали;
- ответвления целесообразно присоединять так, чтобы на них возможна была установка автоматически действующих выключателей;
- следует избегать, если это возможно, глухого присоединения к магистрали многочисленных, небольшой протяженности отпайек;
- присоединение потребительских подстанций целесообразно группировать на отпайках примерно равной протяженности с установкой на этих отпайках секционирующих автоматически действующих выключателей;

– при двухстороннем питании, если предусматривается режим резервирования, провода на магистрали целесообразно выполнять однородного сечения, а не ступенчатого, как это обычно принимается для радиальной линии с односторонним питанием.

Для возможности отделения поврежденных участков сети напряжением 6–20 кВ применяется продольное или поперечное секционирование с помощью коммутационной аппаратуры – выключателей, разъединителей. В настоящее время разработано для секционирующих пунктов специальное комплектное распределительное устройство наружной установки (шкаф КРУН) с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, трансформатором собственных нужд, разрядниками и аппаратурой вспомогательных цепей. Указанное устройство автоматически отделяет поврежденный участок электрической сети. Секционирование сети в общем случае позволяет уменьшать уровни токов короткого замыкания в 1,5–2 раза.

Процедура оптимизации выбора состава, объема и мест размещения СПН на линии электропередачи электрической сети следующая:

– составляется схема замещения участка сети, на ней намечаются возможные места установки СПН, определяются затраты;

– составляется структурно-логическая матрица, по которой формируется уравнение для расчета показателей надежности;

– определяется средний недоотпуск электроэнергии для исходной схемы

$$\Delta \mathcal{E}_0 = \Delta \mathcal{E}_{\max};$$

– на каждом последующем шаге оптимизации рассматриваются все ранее не зафиксированные СПН, при этом:

– определяется средний недоотпуск электроэнергии при установке i -го СПН $\Delta \mathcal{E}_i^{(i)}$; $i \in I^{(t)}$, где $I^{(t)}$ – множество СПН, не зафиксированных до t -го шага;

– определяются суммарные приведенные затраты;

– проверяется выполнение ограничений;

– выявляются СПН, обеспечивающие на t -м шаге наименьшие суммарные приведенные затраты

$$z_{\text{СПН}}^{(t)} = \min \{ z_{\text{СПН}i}^{(t)} \}.$$

Это СПН фиксируется и из дальнейшей оптимизации исключается.

По приведенной методике проведено исследование участка распределительной сети Столбцовских ЭС. Проведенное сравнение двух вариантов построения электрической сети показало, что сеть, выполненная с применением секционирующих устройств, имеет большую надежность электроснабжения потребителей, в отличие от несекционированной схемы. Несмотря на большие капитальные вложения, дисконтированные затраты секционированной сети на 40 % меньше такой же не секционированной, что является важнейшим фактором при выборе построения электрической сети. При проведении расчетов было принято, что стоимость автоматического выключателя составляет 3 580 у.е., а разъединителя 500 у.е.

Анализ результатов показал, что основными параметрами, влияющими на установку автоматически действующих секционирующих устройств, являются длина линий и мощность присоединенных потребителей. При заданных параметрах электрической сети было выбрано 2 автоматических секционирующих устройства и 26 разъединителей. Расчет показал целесообразность использования разъединителей, как в рассечку магистрали, так и на ее ответвлениях; использование же автоматических выключателей, как правило, целесообразно на магистралях или на ответвлениях с большими нагрузками.

Ранжируя коэффициент загрузки потребителей можно получить зависимость, представленную на рисунке 1.

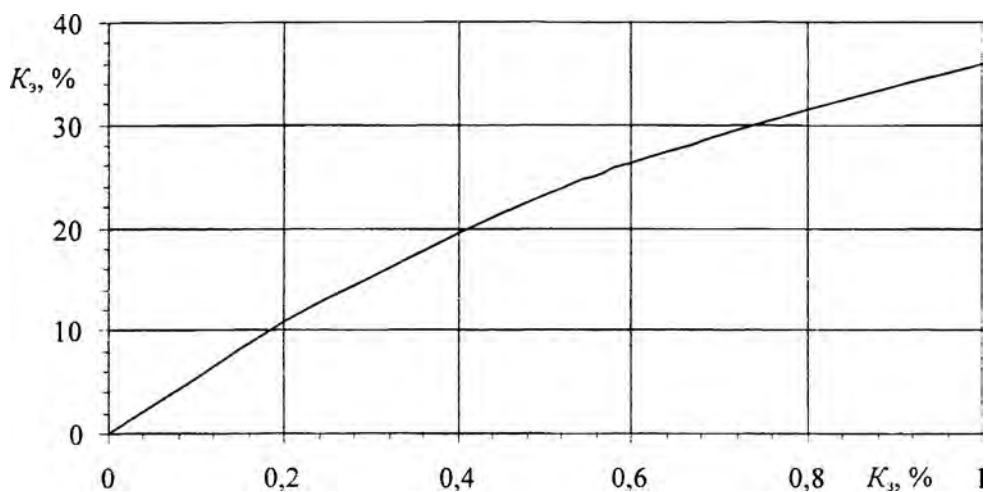


Рисунок 1. Зависимость коэффициента эффективности использования секционирующих устройств от коэффициента загрузки трансформаторных подстанций

Литература

1. Надежность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000.
2. Короткевич, М.А. Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей. – Минск: ЗАО «Техноперспектива», 2003.

УДК 621.3

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С ПОМОЩЬЮ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Лагун Н.А.

Научный руководитель – МЫШКОВЕЦ Е.В.

Для оптимизации был принят режим зимнего максимума сетей 35–750 кВ Белорусской энергосистемы с внешними связями. Перед проведением вычислительных экспериментов по перераспределению потоков мощности с помощью дополнительных устройств, устанавливаемых в ветвях сети, была произведена проверка, можно ли сделать это с помощью уже существующих средств.

По [1] для большинства автотрансформаторов производится регулирование отвлений на стороне среднего напряжения с диапазоном $\pm 6 \times 2\%$. На основе найденных автотрансформаторов приняли, что у всех рассматриваемых такой шаг и ступень регулирования. Далее по методике, описанной в [2], произвели выбор оптимальных коэффициентов трансформации путем их поочередного изменения. Выбирался один из трансформаторов и изменялся его коэффициент трансформации в сторону увеличения. При снижении потерь данный шаг считался успешным. Вновь увеличивали коэффициент трансформации на ступень до тех пор, пока потери мощности не начинали повышаться по сравнению с предыдущим шагом. Новый коэффициент трансформации у

данного трансформатора принимался, если на последнем удачном шаге снижение потерь по сравнению с потерями до оптимизации коэффициента трансформации данного трансформатора оказалось более 0,1 МВт. Если же потери на первом шаге увеличивались, то изменять коэффициент трансформации необходимо в сторону уменьшения. Далее переходили к следующему трансформатору. Одновременно контролировали не выходят ли напряжения за допустимые пределы.

В результате численных экспериментов, проведенных с помощью программы Rastr выяснено, что при задании разных исходных условий для расчета (начальное приближение напряжений в узлах) значения потерь мощности в сети для одного и того же режима отличаются на некоторую величину. Проверка показала, что она может достигать величины равной примерно десяти процентам от заданной точности расчета. Для данного режима задана точность расчета 1 МВт. Соответственно десять процентов от этой величины будет 0,1 МВт. При попытке задать вместо единицы другую величину точности расчета по программе Rastr (меньшее значение) в некоторых случаях режим расходится.

Поочередный обход всех трансформаторов выполнялся несколько раз. Результаты оптимизации представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты оптимизации коэффициентов трансформации

№ ветви	$K_{тв}$ исходных	$K_{тв}$ конечный	Снижение потерь, МВт
303-302	0,712	0,655	0,10
318-312	0,658	0,669	0,89
101-105	0,376	0,342	0,90
101-106	0,369	0,342	0,87
103-109	0,350	0,342	0,19
303-301	0,348	0,335	0,13
428-411	0,348	0,335	0,11
428-452	0,348	0,335	0,18
429-38	0,355	0,335	0,65
505-504	0,352	0,335	0,14
104-108	0,524	0,495	0,10
153-154	0,516	0,495	0,15
312-311	0,502	0,463	0,28

В результате оптимизации коэффициентов трансформации добились снижения потерь на 3,970 МВт и они составили 143,311 МВт, при допустимых величинах напряжений во всех узлах.

По методике, представленной в [2] для выбора устройств продольно-поперечного регулирования необходимо рассчитать экономичное потокораспределение. Однако при расчете режима сети, содержащей только активные сопротивления либо одинаковое отношение $\frac{X}{R}$ реактивного сопротивления к активному каждой ветви, режим не сходится. Так как применение данной методики не возможно, будем производить полный перебор ветвей.

Для выбора предварительных мест установки устройств поперечного регулирования поочередно в рассматриваемые линейные ветви вводился продольный коэффици-

ент трансформации $K_{Тв} = 1$ и производится расчет режима, полученные при этом потери в Белорусской энергосистеме принимались за исходные.

В той же ветви задавался поперечный коэффициент трансформации $K_{Тм} = 0,03$. Если потери по Беларуси $\Delta P_{Бел}$ увеличивались или не изменялись, в ветвь подставлялся $K_{Тм} = -0,03$ и производится та же проверка. Получили 35 линейных ветвей напряжением 220–330 кВ, в которых установка устройств дает снижение потерь в Белорусской энергосистеме.

Наибольшее снижение потерь активной мощности при установке ФСУ в линейных ветвях 110 кВ достигается при меньших углах. Поэтому для определения возможных мест установки устройств поперечного регулирования на этих линиях задавались $K_{Тм} = \pm 0,02$. В результате получили 8 ветвей.

Для трансформаторных ветвей величина $K_{Тв}$ известна заранее, величина поперечного коэффициента трансформации задавалась аналогично ветвям 110 кВ $K_{Тм} = \pm 0,02$. Получили 6 ветвей, в которых эффективна установка устройств.

Далее были произведены более подробные исследования по выбранным.

Для устройств поперечного регулирования на напряжение 110, 220 и 330 кВ были найдены оптимальные значения поперечных коэффициентов трансформации в зимних и летних максимальных и минимальных режимах. Для их выбора строились графики зависимости потерь в Белорусской энергосистеме от $K_{Тм}$. По графикам проверили необходимость установки устройств и отбросили ветви, в которых снижение потерь достигается только в зимнем максимуме. В итоге получили 36 ветвей в которых возможна установка устройств. Наибольшая величина снижения потерь 1,5 МВт достигается при установке устройства в ветви 401–310.

Можно сделать вывод, что установка трансформаторных устройств продольно-поперечного регулирования напряжения может оказаться эффективной мерой по снижению потерь активной мощности в замкнутых сетях Белорусской энергосистемы.

Литература

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 288 с.
2. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т. Энергетические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов. – Изд. 2-е, испр. и доп. – Минск: Выш. шк., 1988. – 308 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ И СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Гулич А.О.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ФАДЕЕВА Г.А.

Все более широкое применение в современных электрических сетях находят кабели напряжением до 1 кВ, 10 кВ и выше с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ кабели), представленные на рисунке 1. В таблице 1 указаны марки одножильных СПЭ кабелей напряжением 10 кВ.

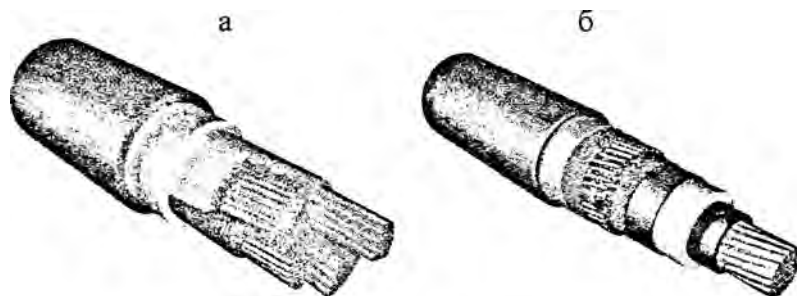


Рисунок 1. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена:
а – на напряжение до 1 кВ; б – на напряжение 10 кВ

Таблица 1. Марки одножильных СПЭ кабелей 10 кВ

Марка	Кабель
ПвПКШ	С медными жилами, изоляцией из вулканизированного полиэтилена, броней из круглых проволок в защитном панцире из полиэтилена
ПвП	С медными жилами, изоляцией из вулканизированного полиэтилена
ПвВ	С медными жилами, изоляцией из вулканизированного полиэтилена, оболочкой из ПВХ пластиката
АПвВ	С алюминиевыми жилами, изоляцией из вулканизированного полиэтилена, оболочкой из ПВХ пластиката
АПвП	С алюминиевыми жилами, изоляцией из вулканизированного полиэтилена

Преимущества СПЭ кабелей по сравнению с кабелями традиционного исполнения заключаются в следующем:

- пропускная способность, ограниченная по условию работы изоляции допустимой температурой +90 °С, на 15–30 % выше по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией того же сечения, для которых по условиям старения изоляции допускается нагрев до +70 °С;

- небольшая масса и меньший диаметр делают прокладку, монтаж, ремонт таких кабелей, соединительных муфт и концевых заделок дешевле и проще, чем для кабелей традиционного исполнения;

- отсутствие жидких компонентов в изоляции дает возможность прокладки кабелей вертикально и на трассах с большой разницей уровней;

- низкая повреждаемость по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией;

- применение одножильных кабелей исключает двух- и трехфазные короткие замыкания.

Следует отметить, что при применении СПЭ кабелей увеличивается ширина трассы и стоимость кабельной линии.

СПЭ кабели могут прокладываться на открытом воздухе в коллекторах и сотовых конструкциях или непосредственно под землей. При прокладке одножильные кабели могут располагаться вплотную треугольником, однако рекомендуется располагать их горизонтально в одной плоскости с расстоянием между кабелями, равным диаметру кабеля. От взаимного расположения СПЭ кабелей зависят допустимые по нагреву токи и удельные индуктивные сопротивления. Для прокладки СПЭ линий 10 кВ в земле рекомендуются кабели ПвП, АПвП, на сложных трассах – кабели ПвПу, АПвПу (с усиленной оболочкой).

Данные о стоимостных показателях СПЭ кабелей разных производителей были собраны, систематизированы и подвергнуты статистической обработке с целью получения зависимостей стоимости 1 км кабельной линии от сечения кабеля:

$$K_{уд} = a_0 + a_1 F + a_2 F^2,$$

где a_0, a_1, a_2 – расчетные коэффициенты;

F – площадь сечения кабеля, мм².

В таблице 2 приведены коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, рекомендуемых для прокладки в земле в городах и населенных пунктах. Коэффициенты рассчитаны в белорусских рублях по данным заводов-изготовителей на начало 2007 года. Для перевода в российские рубли стоимость 1 км кабеля следует разделить на 80.

Выбор экономически целесообразной площади сечения кабельных линий может выполняться по экономическим интервалам нагрузки:

$$Z_{уд} = a + bI^2. \quad (1)$$

Выражение (1) позволяет получить зависимости удельных приведенных затрат от тока нагрузки I для всех площадей сечений кабельных линий.

Таблица 2. Коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

Марка кабеля	Диапазон площади сечения, мм ²	a_0 , тыс. руб/км	a_1 , тыс. руб/км·мм	a_2 , тыс. руб/км·мм ²
ПвП	50–800	8 829	429,97	–0,035
АПвП	50–800	9 412	98,27	–0,04
ПвПу	50–800	10 795	403,02	0,003
АПвПу	50–800	9 496	98,57	–0,04

В основу метода положено известное выражение удельных приведенных затрат:

$$Z_{уд} = EK_{уд} + И, \quad (2)$$

где $K_{уд}$ – стоимость 1 км линии;

$И$ – годовые издержки на эксплуатацию и ремонт 1 км линии;

E – коэффициент эффективности капитальных затрат.

В таблицах 3 и 4 показан пример полученных результатов. Коэффициенты a и b рассчитаны по данным заводов-изготовителей на 2007 год, входящие в выражение (2) величины приняты: время наибольших потерь $\tau = 2\,500$ ч; $\cos\varphi = 0,88$; стоимость 1 кВт·ч потерь энергии $\beta = 105$ руб. РБ/кВт·ч.

Таблица 3. Параметры СПЭ кабелей напряжением 10 кВ с медными жилами и значения коэффициентов a и b для построения экономических интервалов нагрузки

Площадь сечения, мм ²	r_0 , Ом/км	$K_{уд}$, тыс. руб РБ/км	$I_{доп}$, А	a , тыс. руб/км	b , тыс. руб /А ² ·км
ПвП – при прокладке в земле треугольником					
50	0,387	29 106	220	3 492,72	304,76
70	0,268	37 733	270	4 527,96	211,05
95	0,193	47 851	320	5 742,12	151,99
120	0,153	57 503	360	6 900,36	120,49
150	0,124	79 807	410	9 576,84	97,65
185	0,0991	88 111	460	10 573,32	78,04
240	0,0754	109 407	530	13 128,84	59,38
300	0,0601	136 874	600	16 424,88	47,33
400	0,047	170 799	680	20 495,88	37,01
500	0,0366	214 096	750	25 691,52	28,82
630	0,028	267 386	830	32 086,32	22,05

Таблица 4. Параметры СПЭ кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и значения коэффициентов a и b для построения экономических интервалов нагрузки

Площадь сечения, мм ²	r_0 , Ом/км	$K_{уд}$, тыс.руб РБ/км	$I_{доп}$, А	a , тыс. руб/км	b , тыс. руб /А ² ·км
АПвП – при прокладке в земле треугольником					
50	0,641	13 238	170	1 588,56	504,79
70	0,443	14 150	210	1 698,00	348,86
95	0,32	17 673	250	2 120,76	252,00
120	0,253	21 254	280	2 550,48	199,24
150	0,206	26 489	320	3 178,68	162,23
185	0,164	28 654	360	3 438,48	129,15
240	0,125	30 131	415	3 615,72	98,44
300	0,1	34 175	475	4 101,00	78,75
400	0,0778	43 079	540	5 169,48	61,27
500	0,0605	45 188	610	5 422,56	47,64
630	0,0464	57 452	680	6 894,24	36,54

Литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2006.
2. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. – М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006.
3. ПО «Энергокомплект». Каталог продукции. – Минск, 2007.
4. ОАО «Камкабель». Каталог продукции. – Пермь, 2007.
5. Прокладка силовых кабелей напряжением до 10 кВ в траншеях. Материалы для проектирования. – Минск: ОАО «Белсельэлектросетьстрой», 2004.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ И СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С МЕДНЫМИ ЖИЛАМИ С ПВХ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Перепечко А.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **ФАДЕЕВА Г.А.**

В последнее время на смену повсеместно используемым кабелям с бумажно-масляной изоляцией пришли кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией. Зарубежный опыт внедрения таких кабелей показал их преимущества: они более устойчивы к воздействию агрессивных почв, более экологичны и надежны в эксплуатации, коэффициент их повреждаемости сводится к минимуму.

Кабель ПвБШв (рисунок 1) предназначен для прокладки на напряжение до 35 кВ. Жила выполнена из мягкой медной проволоки. При сечении от 16 мм² жила выполняется многопроволочной секторной или сегментной формы. Изоляция выполнена из вулканизированного полиэтилена. У трех- и четырехжильных кабелей все жилы имеют одинаковое сечение или одну нулевую жилу меньшего сечения, а при сечении основных жил до 25 мм² кабели выполняются с заземляющей жилой. Поясная изоляция для кабелей на напряжение до 1 кВ включительно – ПЭТФ или ПВХ пленка, допускается изготовление кабелей без поясной изоляции при условии сохранения подвижности изолированных жил и возможности отделения без повреждений оболочки от изоляции.

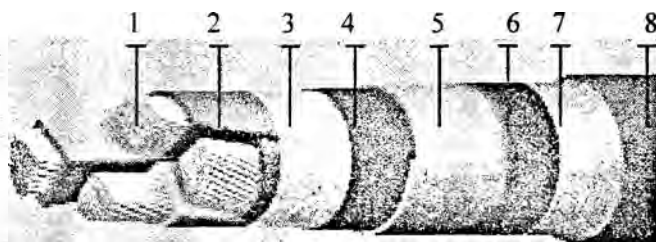


Рисунок 1. Общий вид кабеля ПвБШв: 1 – токонесущая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – электропроводящий экран; 5 – металлический экран; 6 – броня; 7 – прослойка; 8 – оболочка

Бронированный кабель ВБШв (рисунок 2) рекомендуется для сооружения кабельных линий в городах. Изоляция выполнена из ПВХ пластиката. Жила – круглая из мягкой медной проволоки. При сечении от 16 мм² выполняется многопроволочной. При сечении 25 мм² и более жила выполняется секторной или сегментной формы. Сердечник – скрученный из двух, трех или четырех жил. Для трех- и четырехжильных кабелей выполняется со всеми жилами одного сечения или с одной нулевой жилой меньшего сечения, а при сечении основных жил до 16 мм² – с нулевой или заземляющей жилой. Поясная изоляция для кабелей на напряжение до 1 кВ включительно – ПЭТФ или ПВХ пленка. Броня изготовлена из двух спиральных оцинкованных лент. Прослойка – две ленты из ПЭТФ пленки, ПВХ пластиката или другого равноценного материала, наложенные с перекрытием. Оболочка выполнена из светотермостойкого ПВХ пластиката.

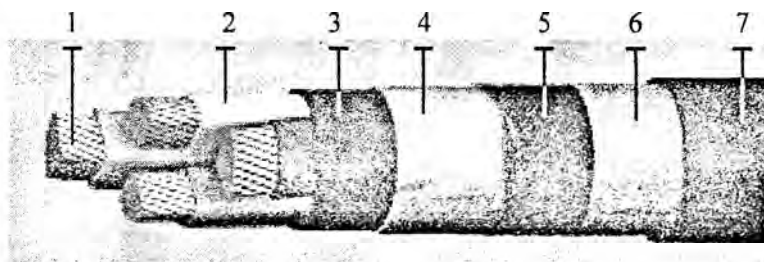


Рисунок 2. Общий вид кабеля ВБШв: 1 – токонесущая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – металлический экран; 5 – броня; 6 – прослойка; 7 – оболочка

Кабель ВВГ (рисунок 3) также предназначен для стационарной прокладки на напряжение до 35 кВ. Жила – круглая из мягкой медной проволоки. При сечении от 16 мм² жила выполняется многопроволочной. При сечении 25 мм² и более жила имеет секторную или сегментную форму. Изоляция выполнена из ПВХ пластиката. Трех-, четырех- и пятижильные кабели выполняются со всеми жилами одного сечения или с одной нулевой жилой меньшего сечения, а при сечении основных жил до 16 мм² – с нулевой или заземляющей жилой. Поясная изоляция для кабелей на напряжение до 1 кВ

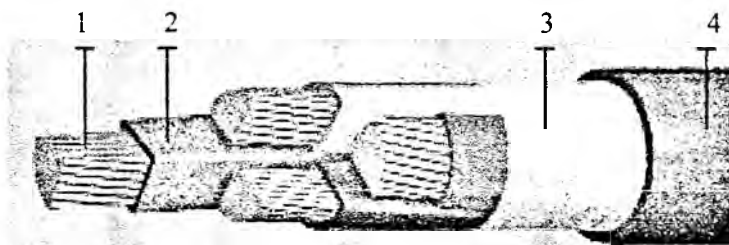


Рисунок 3. Общий вид кабеля ВВГ: 1 – токонесущая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – оболочка

включительно – ПЭТФ или ПВХ пленка, допускается изготовление кабелей без поясной изоляции при условии сохранения подвижности изолированных жил и возможности отделения без повреждений оболочки от изоляции. Прослойка – две ленты из ПЭТФ пленки, ПВХ пластиката или другого равноценного материала, наложенные с перекрытием. Оболочка выполняется из светотермостойкого ПВХ пластиката.

Стоимостные показатели кабельных линий разных заводов-изготовителей, работающих в странах СНГ, были подвергнуты статистической обработке с целью получения зависимостей стоимости 1 км кабельной линии от сечения кабеля:

$$K_{уд} = a_0 + a_1 F + a_2 F^2,$$

где a_0, a_1, a_2 – расчетные коэффициенты;

F – площадь сечения кабеля, мм².

Полученные коэффициенты, указанные в таблице 1, позволяют определить стоимостные показатели кабельных линий с медными жилами. Коэффициенты рассчитаны на начало 2007 года в белорусских рублях.

Таблица 1. Коэффициенты для расчета стоимости 1 км кабельной линии напряжением до 1 кВ с медными жилами с ПВХ изоляцией

Марка кабеля	Количество жил	Диапазон площади сечения, мм ²	a_0 , тыс. руб/км	a_1 , тыс. руб/км·мм	a_2 , тыс. руб/км·мм ²
ПвББШв	1	25–240	1 609,93	359,22	–0,0750
	2	4–150	2 766,08	690,69	–0,0993
	3	4–240	2 776,69	1 024,51	–0,6358
	4	4–240	2 840,71	1 314,37	–0,1141
	5	4–240	3 373,34	1 655,29	–0,1125
ВББШв	1	25–240	1 302,19	356,87	–0,0547
	2	4–150	3 109,61	664,74	0,1883
	3	4–240	2 936,17	1 015,51	–0,0170
	4	4–240	2 959,49	1 294,72	–0,0315
	5	4–240	3 563,97	1 637,00	–0,0202
ВВГ	1	1,5–240	188,45	336,94	–0,0098
	2	1,5–150	650,51	621,51	0,1951
	3	1,5–240	667,49	953,51	0,0121
	3+1	1,5–240	1 435,11	1 115,63	0,1981
	4	1,5–240	796,51	1 272,08	0,0071
	5	1,5–240	1 047,94	1 639,65	0,0057

Сечения кабелей могут быть выбраны по экономическим соображениям или по допустимой потере напряжения и должны быть проверены в отношении предельно допустимого нагрева во всех режимах: нормальных, послеаварийных, ремонтных, временных. Во внутренних сетях промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, где главным критерием является пожарная безопасность, выбор сечения проводников должен выполняться по длительно допустимому току нагрева. Кроме того, в соответствии с ПУЭ кабели должны проверяться по условию термической стойкости.

Для выполнения указанных расчетов необходима исходная информация о современных ПВХ кабелях, которая недостаточно представлена в справочной литературе.

Были систематизированы данные, необходимые для выполнения расчетов кабельных линий напряжением до 1 кВ с ПВХ изоляцией с медными жилами.

В таблице 2 показаны данные для одного из рассмотренных кабелей – ВВГ с тремя токоведущими жилами и нулевой жилой.

Таблица 2. Расчетные данные кабелей ВВГ напряжением до 1 кВ

Количество и номинальное сечение жил, мм ²	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А при прокладке		Допустимый ток односекундного КЗ $I_{доп}$, кА
		на воздухе	в земле	
3x1,5+1x1	12,1	21	28	0,17
3x1,5+1x1,5	12,1	21	28	0,17
3x2,5+1x1,5	7,56	28	37	0,27
3x4+1x2,5	4,7	37	48	0,43
3x6+1x2,5	3,11	49	58	0,65
3x6+1x4	3,11	49	58	0,65
3x10+1x4	1,83	66	77	1,09
3x10+1x6	1,83	66	77	1,09
3x16+1x6	1,15	87	100	1,74
3x16+1x10	1,15	87	100	1,74
3x25+1x10	0,727	115	130	2,78
3x25+1x16	0,727	115	130	2,78
3x35+1x16	0,524	141	158	3,86
3x50+1x16	0,387	177	192	5,23
3x50+1x25	0,387	177	192	5,23
3x70+1x25	0,268	226	237	7,54
3x70+1x35	0,268	226	237	7,54
3x95+1x35	0,193	274	280	10,48
3x95+1x50	0,193	274	280	10,48
3x120+1x35	0,153	321	321	13,21
3x120+1x70	0,153	321	321	13,21
3x150+1x50	0,124	370	363	16,3
3x150+1x70	0,124	370	363	16,3
3x185+1x95	0,0991	421	406	20,39
3x240+1x120	0,0754	499	468	28,8

Литература

1. ГОСТ 7399-97 22483-77, 839-80Е, 16442-80, 18409-73Е, 18410-73Е. Провода, шнуры, жилы, кабели.
2. ПО «Энергокомплект». Каталог продукции. – Минск, 2007.
3. ОАО «Камкабель». Каталог продукции. – Пермь, 2007.
4. Холдинг «Севкабель». Каталог продукции. – СПб., 2007.
5. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. – М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006.
6. Прокладка силовых кабелей напряжением до 10 кВ в траншеях. Материалы для проектирования. – Минск: ОАО «Белсельэлектросетьстрой», 2004.

УДК 621.311.1

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гурвич В.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

С помощью турбогенераторов № 1 или № 2 номинальной мощностью 160 МВт одной из реально существующих электростанций осуществляется экспорт электроэнергии в соседнюю энергосистему. Передача электроэнергии осуществляется по линии 220 кВ Электростанция А – Подстанция и по межсистемным линиям 110 кВ Подстанция – Подстанция приемной энергосистемы (рисунок 1).

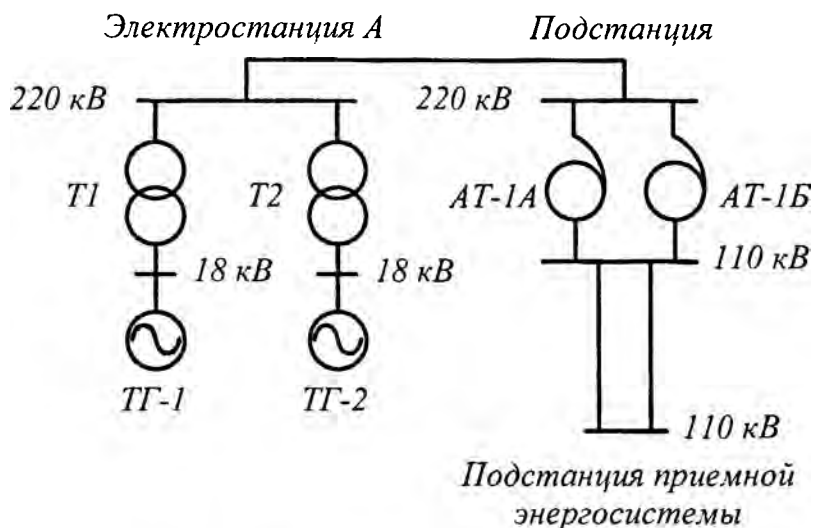


Рисунок 1. Схема экспорта электроэнергии

Наиболее проблемным участком экспорта электроэнергии с точки зрения потери динамической устойчивости системы является одноцепная линия электропередачи 220 кВ Электростанция А – Подстанция. При возникновении междуфазных коротких замыканий данная линия отключается, а экспорт электроэнергии прекращается. При возникновении однофазного короткого замыкания на линии устойчивость системы может быть сохранена действием успешного однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ). Экспорт электроэнергии на участке Подстанция – Подстанция приемной энергосистемы осуществляется по двум, а то и по трем линиям 110 кВ. При возникновении междуфазных коротких замыканий одна из данных линий отключается, а экспорт электроэнергии продолжается по оставшимся в работе линиям электропередач.

В исследованиях был выполнен расчет динамической устойчивости генераторов электростанции А во время однофазного короткого замыкания на землю на линии 220 кВ Электростанция А – Подстанция, ликвидированного в цикле ОАПВ, а также предложены мероприятия по повышению динамической устойчивости системы при данном возмущении.

Расчет устойчивости был осуществлен с помощью программы MUSTANG. Однофазное короткое замыкание было смоделировано с помощью метода симметричных составляющих. В соответствии с данным методом состояние короткого замыкания было представлено введением шунта $z_{ш} = 7,9 + j97,701$ Ом между местом короткого замы-

кания и земель, а однофазный разрыв – введением в месте разрыва дополнительного сопротивления $z_{\text{доп}} = 17,838 + j127,836$ Ом. Расчет был проведен с учетом того, что время двухстороннего однофазного отключения линии составляет 0,125 с, а уставка ОАПВ составляет 0,8 с.

Проведенный анализ существующей системы выдачи мощности показал, что предельная мощность генерации, которая позволяет реализацию успешного цикла ОАПВ, составляет 117 МВт, в то время как номинальная мощность генератора составляет 160 МВт.

На основании проведенных расчетов были предложены мероприятия по повышению динамической устойчивости генераторов Электростанции А. Перечень предложенных мероприятий:

- электрическое торможение генераторов;
- продольная компенсация;
- заземление нейтрали трансформатора через активное сопротивление;
- уменьшение уставки срабатывания ОАПВ;
- применение электрогидравлических преобразователей на турбинах (ЭГП).

Электрическое торможение генераторов было осуществлено включением специальных нагрузочных активных сопротивлений (НАС) в момент времени отключения поврежденной фазы на шинах 18 кВ генераторов и их отключением в момент времени срабатывания ОАПВ. Сопротивление НАС ограничено с одной стороны величиной, достаточной для увеличения тормозного электромагнитного момента до уровня, сохраняющего устойчивость генераторов, с другой стороны – величиной, не вызывающей нарушение устойчивости после отключения НАС во втором цикле качаний вследствие перетормаживания генераторов. В результате было подобрано значение сопротивления НАС $R_{\text{НАС}} = 3,5$ Ом.

Продольная емкостная компенсация была выполнена двух видов: с форсировкой (автоматическим уменьшением общего индуктивного сопротивления линии при однофазном коротком замыкании на землю) и без форсировки (рисунок 2).

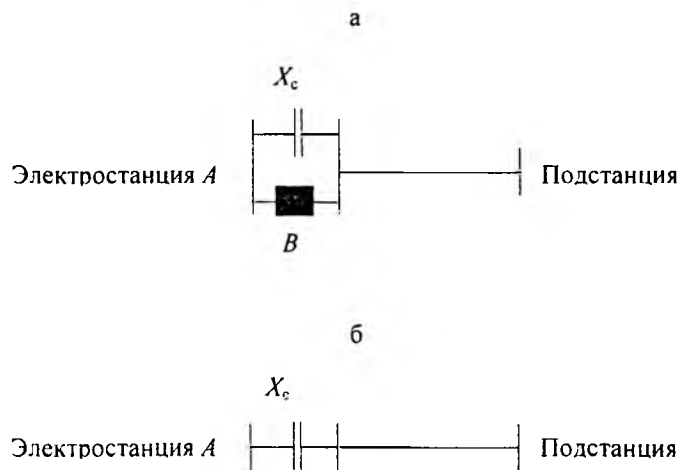


Рисунок 2. Продольная емкостная компенсация линии:
а – с форсировкой; б – без форсировки

На рисунке 2а в нормальном режиме работы выключатель В включен и шунтирует конденсаторные батареи с сопротивлением X_c . В момент отключения однофазного короткого замыкания на землю выключатель В отключается, вводя в работу батареи конденсаторов. В момент времени срабатывания ОАПВ выключатель В включается,

шунтируя конденсаторные батареи. Таким образом, конденсаторные батареи не работают в режиме короткого замыкания, что позволяет осуществить степень компенсации индуктивного сопротивления линии 100 %.

На рисунке 2б конденсаторные батареи включены постоянно, что может привести к значительному увеличению токов короткого замыкания, поэтому была выбрана степень компенсации 40 %.

Заземление нейтрали через активное сопротивление было осуществлено на блочных трансформаторах Т5 или Т6. Величина активного сопротивления составила 20 Ом, что способствовало увеличению сопротивления шунта до $z_{ш} = 47,682 + j103,685$ Ом.

Аварийная разгрузка турбины при возникновении короткого замыкания была проведена с помощью ЭГП по закону изменения механической мощности турбины P_T от времени t , изображенному на рисунке 3.

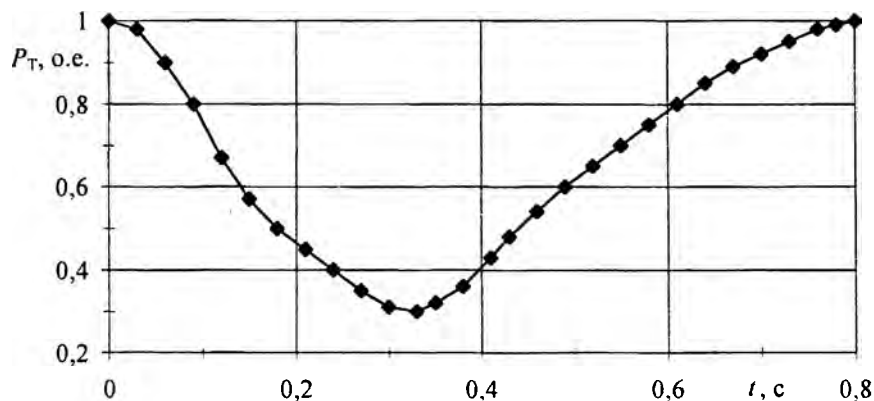


Рисунок 3. Изменение мощности турбины с помощью ЭГП

На основании предложенных мероприятий был произведен расчет динамической устойчивости системы при ее модернизации. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета динамической устойчивости системы при ее модернизации

Мероприятия по повышению динамической устойчивости системы	Предельная генерируемая мощность, МВт
Исходный режим	117
Электрическое торможение генератора	151
Продольная компенсация с форсировкой	134
Продольная компенсация без форсировки	120
Заземление нейтрали блочного трансформатора	124
Электрическое торможение генератора и заземление нейтрали блочного трансформатора	155
Электрическое торможение генератора и продольная компенсация без форсировки	152
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с	137
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с и продольная компенсация с форсировкой	145
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с и продольная компенсация без форсировки	141
Применение турбин с ЭГП	160

Таким образом, произведенный расчет влияния предложенных мероприятий на повышение динамической устойчивости генераторов № 1 и № 2 Электростанции А показал, что наиболее эффективными мероприятиями являются применение аварийной разгрузки турбины с помощью ЭГП, электрическое торможение генераторов. Однако наибольший интерес представляет изменение уставки ОАПВ, т. к. данное мероприятие практически не требует затрат. Заземление нейтрали трансформатора через активное сопротивление и продольная компенсация оказались наименее эффективными мероприятиями.

Литература

1. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электротехн. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
2. Силук, С.М., Свита, Л.Н. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для вузов. – Минск: УП «Технопринт», 2000.
3. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.

УДК 621.311.014.3

АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–10 КВ МОГИЛЕВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Ковганко И.С.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

В состав республиканского унитарного предприятия (РУП) «Могилевэнерго» входят три структурные подразделения:

Могилевские электрические сети (МЭС) – объединяют 9 районов электрических сетей (РЭС) – Могилевский городской, Могилевский сельский, Шкловский, Бельничский, Быховский, Горецкий, Дрибинский, Круглянский, Чауский;

Бобруйские электрические сети (БЭС) – 6 районов электросетей – Бобруйский городской, Бобруйский сельский, Осиповичский, Глуский, Кировский, Кличевский;

Климовичские электрические сети (КЭС) – 8 районов электрических сетей – Климовичский, Кричевский, Костюковичский, Краснопольский, Мстиславский, Славгородский, Чериковский, Хотимский.

Основные параметры электрических сетей приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры электрических сетей

Наименование показателей	Единица измерения	РУП	МЭС	БЭС	КЭС
Количество районов электрических сетей	ед.	23	9	6	8
Количество ТП 6–10/0,38 кВ	штук	10 230	4 618	2 435	3 177
Мощность ТП 6–10/0,38 кВ	МВА	2 057	966,3	554,5	536,2
Количество РП 6–10 кВ	штук	79	41	34	4
Количество фидеров 6–10 кВ	штук	1 380	634	404	342
Протяженность линии 6–10 кВ	км	16 886	7 788,6	4 098,3	4 999,1
воздушных	км	14 908	6 664,3	3 385,6	4 858,2
кабельных	км	1 977,9	1 124	712,7	140,9

Филиалы электрических сетей (ФЭС) являются структурными подразделениями РУП «Могилевэнерго» и обеспечивают ремонтно-эксплуатационное и оперативное об-

служивание электрических сетей 0,4–750 кВ, а также ПС 35–330 кВ в закрепленной зоне (в пределах указанных административных районов). Для анализа рассмотрим и сравним аварийные отключения в распределительной сети 6–10 кВ за 2006 год по сравнению с 2005 годом. Показатели аварийности среди РЭС приведены в таблице 2.

Таблица 2. Показатели аварийности электрических сетей

Наименование РЭС	Количество аварийных отключений		Удельное отключение на 100 км		Время простоя, час.		Среднее время простоя, час.	
	2005 г.	2006 г.	2005 г.	2006 г.	2005 г.	2006 г.	2005 г.	2006 г.
ВСЕГО по МЭС	311	333	4,1	4,3	482,05	467,15	1,5	1,4
ВСЕГО по БЭС	183	289	4,5	7,1	508,5	732,6	2,8	2,5
ВСЕГО по КЭС	230	314	4,5	6,27	890,53	804,38	3,8	2,56
ВСЕГО по РУП	724	936	4,32	5,54	1 881,08	2 004,13	2,59	2,14

За 2006 год по РУП «Могилевэнерго» количество аварийных отключений увеличилось на 212 отключений по сравнению с отчетным периодом 2005 года, что составляет 29,3 %. Одной из основных причин увеличения аварийных отключений в 2006 году послужила приемка от сторонних организаций значительного количества.

Кабельные линии (КЛ) 6–10 кВ. Всего за 2006 год таких кабельных линий принято на баланс около 300 км (16 % от общей протяженности КЛ 6–10 кВ по РУП «Могилевэнерго»). Данные КЛ, как правило, находятся в неудовлетворительном состоянии с длительным сроком эксплуатации и дали значительный прирост аварийных отключений, прежде всего в Могилевском и Бобруйском городских РЭС, где в основном и находятся принятые кабельные линии.

Среднее время устранения повреждения по РУП «Могилевэнерго» за 2006 год уменьшилось по сравнению с 2005 годом на 0,45 ч.

Анализ аварийности по РЭС, причин аварийных отключений и перечня повреждаемых элементов показывает, что аварийные отключения в значительной мере зависят от следующих факторов:

- от географического расположения, структуры местности (наличие леса) и особенностей климата данного района;
- от месторасположения сетей (город или сельская местность);
- от качества эксплуатации и квалификации персонала;
- от качества изготовления элементов сети;
- от качества монтажа;
- от степени износа оборудования.

В городах используются, в основном, кабельные линии. Основной причиной отключения КЛ является пробой изоляции из-за ее старения в связи с длительным сроком эксплуатации, а также повреждение концевых и соединительных муфт из-за их конструктивных недостатков (повреждаются муфты с битумным наполнителем). Также увеличилось число отключений по причине воздействий посторонних лиц (порыв КЛ при производстве земляных работ, завал деревьев на провода ВЛ).

Вне города сети выполняются воздушными линиями, поэтому имеют свою специфику причин, по которым происходят аварийные отключения.

Причины аварийных отключений наиболее встречающиеся в сельских электрических сетях (анализ в числах для Могилевского и Бобруйского РЭСов):

1. Падение дерева, либо завал дерева. Происходит в основном на участках линий, проходящих по лесу. Причинами, приводящими к падению деревьев на ЛЭП, являются: недостаточная ширина просеки, сильные ветра, налипание снега на молодые

деревья (дерево прогибается под тяжестью снега и касается проводов), завал сторонними лицами и т. д.

По Могилевским электрическим сетям произошло 55 аварийных отключений по этой причине, что составляет 7,6 % от общего числа отключений по МЭС. Наибольшее количество отключений по этой причине произошло в Шкловском РЭС (11), Бельничском РЭС (12) и Могилевском сельском РЭС (15), так как это наиболее крупные районы, кроме того большая их часть покрыта лесом.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 32 аварийных отключения по причине падения дерева, что составляет 9,4 % от общего числа отключений. Наибольшее количество отключений (12) было отмечено в Осиповичском РЭСе, так как этот район наиболее лесистый.

2. Пробой изолятора. Происходит в основном вследствие загрязнения изоляции или перенапряжения в сетях.

По Могилевским электрическим сетям произошло 35 аварийных отключений по этой причине, что составляет 4,85 % от общего числа отключений по МЭС. Наибольшее количество отключений по этой причине произошло в Могилевском сельском РЭСе (10), так это наиболее крупный РЭС.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 28 аварийных отключения по причине пробоя изолятора, что составляет 8,2 % от общего числа отключений. Наибольшее количество отключений (10) было отмечено в Бобруйском сельском РЭСе.

3. Грозовое перекрытие. Происходит вследствие удара молнии в ЛЭП.

По Могилевским электрическим сетям произошло 27 аварийных отключений по этой причине, что составляет 3,7 % от общего числа отключений по МЭС. Наибольшее количество отключений по этой причине (14) пришлось на Могилевский СРЭС.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 2 аварийных отключения по этой причине, что составляет 0,6 % от общего числа отключений.

4. Перекрытие птицами. Аварийные отключения по этой причине имеют два пика: весна, когда прилетают птицы и начинают строить гнезда (ветки падают на провода и происходит перекрытие) и осень, когда птицы собираются в стаи и улетают (салятся на опоры и провода, происходят каловые загрязнения изоляторов).

По Могилевским электрическим сетям произошло 3 аварийных отключений по этой причине, что составляет 0,4 % от общего числа отключений по МЭС.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 4 аварийных отключения по этой причине, что составляет 1,2 % от общего числа отключений.

5. Повреждение опоры. Аварийные отключения по этой причине происходят из-за того, что при обрыве проводов с одной стороны опоры провода с другой стороны опоры как бы перевешивают и бетонные опоры (т. к. они относительно хрупки) повреждаются, а также по причине повреждения опор во время сельскохозяйственных работ. Деревянные опоры повреждаются вследствие гниения, различных атмосферных воздействий и других негативных воздействиях на них. Так же важным фактором является истечение срока эксплуатации.

По Могилевским электрическим сетям произошло 4 аварийных отключения по этой причине, что составляет 0,55 % от общего числа отключений по МЭС.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 1 аварийное отключение по этой причине, что составляет 0,3 % от общего числа отключений.

6. Обрыв провода.

По Могилевским электрическим сетям произошло 22 аварийных отключения по этой причине, что составляет 3,05 % от общего числа отключений по МЭС.

По Бобруйским электрическим сетям произошло 15 аварийных отключения по этой причине, что составляет 4,4 % от общего числа отключений.

В целях повышения надежности работы распределительной сети необходимо наметить и постоянно выполнять следующие организационные и технические мероприятия:

1. Производить планомерную замену битумных концевых муфт на подстанциях и в ТП на современные термоусаживаемые.
2. При ремонтно-восстановительных работах на КЛ в качестве соединительных муфт использовать только термоусаживаемые муфты.
3. Правильно и качественно эксплуатировать ВЛ, КЛ и оборудование ТП, своевременно и в полном объеме выполнять все запланированные регламентные работы.
4. Проводить разъяснительные работы среди организаций, производящих земляные работы в городах.
5. Производить планомерную замену КЛ с длительным сроком эксплуатации и имеющих большое количество соединительных муфт.
6. По всем фидерам, которые отключались 3 и более раз, произвести инженерный обход и анализ аварийных отключений, разработать и выполнить мероприятия по результатам обхода и анализа.
7. На линиях, отключение которых произошло из-за падения деревьев, предусмотреть расширение и расчистку просек.
8. Заменить дефектные опоры, подъем на которые с помощью лазов запрещен.
9. Заменить опоры 10 кВ, через которые проходил ток КЗ на землю.
10. На рабочих местах РДС (районная диспетчерская служба) районов электрических сетей должны находиться списки участков ВЛ 10 кВ, подвергшихся механическим воздействиям, помечены опоры.
11. Производить замену изоляторов в первую очередь на линиях отключающихся по причине пробоя изоляторов.
12. Усилить разъяснительную работу среди населения, учащихся, механизаторов колхозов, совхозов, фермеров по охране ВЛ, используя для этого радио, газеты, собрания.
13. При стихийных явлениях, вызывающих массовые повреждения в электрических сетях и других аварийных ситуациях, оповещать местные органы власти, ответственных потребителей электроэнергии о возможности принятия мер по обеспечению жизнедеятельности объектов.
14. В период массовых повреждений в электрических сетях в результате стихийных явлений проводить оповещения через радио, телевидение о временном прекращении подачи электрической энергии и правилах поведения населения вблизи линий электропередачи.
15. Осуществлять постоянный контроль об исправности и наличии запирающих устройств, замков на дверях ТП, КТП, панелях ЩО и камерах КСО, приводов разъединителей.
16. Произвести чистку проходной и опорной изоляции РУ 6–10 кВ всех ТП (КТП) и покрыть гидрофобной пастой.
17. Вырубить наклоненные деревья, которые могут вызвать повреждения ВЛ, о вырубке отдельных деревьев сообщить владельцам насаждений.
18. При капитальном и текущем ремонтах обращать внимание на техническое состояние предохранителей, а также правильность установки предохранителя по номинальному току. На трубках предохранителей должны быть проставлены номинальные токи плавких вставок.
19. По всем потребительским отключениям, из-за которых произошли нарушения в работе системы, в обязательном порядке сообщать в Энергонадзор (телефонограммы). Качественно вести претензионную работу.

20. В преддверие наступления уборочной компании, а также периода летних каникул у школьников и студентов усилить разъяснительную работу с населением через средства массовой информации об опасности поражения электрическим током при приближении (касании) токоведущих частей действующих электроустановок и порядке сообщения диспетчеру РЭС о повреждениях в электрических сетях.

21. Поместить в местной печати статьи, отражая вопросы сохранности ЛЭП 0,4–6–10 кВ, опасности поражения людей электрическим током, о недопущении хищения электрической энергии и самовольного подключения к электрическим сетям.

22. Качественно производить обходы и выявлять причины отключений линий, в кратчайшие сроки устранять дефекты.

23. Усилить надзор за качеством работ при строительстве, капитальном ремонте, реконструкции ВЛ.

Таким образом, при правильной и качественной эксплуатации электрических сетей, соблюдения всех норм и требований, проведению мероприятий по повышению надежности можно тем самым существенно снизить количество аварийных отключений, что повысит надежность работы электрических сетей и качество электроснабжения потребителей.

УДК 621.311

ХАРАКТЕРИСТИКИ И СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ САМОНЕСУЩИХ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Сильченко О.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ФАДЕЕВА Г.А.

В распределительных сетях напряжением до 1 кВ широкое применение находят воздушные линии электропередачи с проводами, изолированными полиэтиленовой оболочкой (ВЛИ), а в сетях 6–35 кВ – с защищенными проводами (ВЛЗ).

Стоимость таких линий выше, чем традиционных воздушных линий с неизолированными алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами, однако они обладают рядом преимуществ:

- затраты на их эксплуатацию ниже, чем для традиционных линий, а надежность электроснабжения потребителей выше, т. к. исключены короткие замыкания из-за схлестывания проводов, обрывы из-за падения деревьев, гололедообразования и налипания снега;

- снижаются габариты линий до земли и инженерных сооружений, что позволяет снизить высоту, а значит, и стоимость опор;

- снижаются затраты на монтаж ВЛИ, обусловленные вырубкой более узкой просеки в лесной местности, а для ВЛИ 0,38 кВ – возможностью вести монтаж проводов по фасадам зданий в условиях городской застройки, отсутствием изоляторов и траверс, возможностью совместной подвески на уже существующих линиях низкого и высокого напряжения, а также на линиях связи;

- упрощается ремонт и монтаж линий, сокращаются их сроки;

- снижается возможность несанкционированных подключений к линиям;

- снижается возможность поражения электрическим током при монтаже, ремонте и эксплуатации, а также при работах вблизи линии;

- по сравнению с традиционными линиями ВЛИ имеют более низкое реактивное сопротивление.

Для линий напряжением 0,38 кВ и ответвлений от них к жилым домам и хозяйственным постройкам применяются четырехпроводные самонесущие изолированные провода (СИП). При необходимости к СИП может быть добавлен провод для подключения уличного освещения.

СИП состоят из трех изолированных фазных проводов, выполненных из уплотнённых алюминиевых проволок, скрученных поверх несущего нулевого провода. Всю механическую нагрузку в проводах СИП-1 и СИП-2 несет нулевой провод, который выполняется из сталеалюминиевого провода или провода из алюминиевого сплава. В проводах СИП-1 и СИП-2 несущий нулевой провод выполняется неизолированным. Провода СИП-1А и СИП-2А содержат изолированный нулевой провод. В них все четыре провода являются несущими, т. е. механическая нагрузка распределяется между всеми проводниками, что делает эти провода технологичнее и удобнее в монтаже.

В проводах СИП-1 и СИП-1А изоляция выполняется из термопластичного светостабилизированного полиэтилена. В проводах СИП-2 и СИП-2А – из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

В проводе СИП-4 фазные и нулевой провода выполнены из алюминия и имеют одинаковое сечение. Изоляцию СИП-4 выполняют из термопластичного светостабилизированного полиэтилена, СИПн-4 – из светостабилизированной полимерной композиции, не распространяющей горение, СИПс-4 – из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

Провода ВЛИ скручены в жгут и могут прикрепляться при помощи крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, а для линий до 1 кВ – стенам зданий и сооружений.

Фазные провода магистральной ВЛИ должны иметь сечение не менее 35 мм². Для электроснабжения потребителей, нагрузка которых в перспективе возрастет не будет, допускается применение фазных проводов сечением 25 мм².

Двухпроводные линейные ответвления по дополнительным опорам и ответвления к вводу допускается выполнять скрученными между собой изолированными проводами сечением по алюминию не менее 16 мм².

Проводимость нулевого провода должна быть не менее 50 % проводимости фазных проводов. На линиях, питающих преимущественно (более 50 % по мощности) однофазные электроприемники, а также электроприемники животноводческих и птицеводческих ферм – не менее проводимости фазного провода. Проводимость нулевого провода может быть более проводимости фазного, если невозможно другими средствами обеспечить необходимую электробезопасность и селективность защиты линии от однофазных замыканий.

На ВЛЗ напряжением 10–20 кВ применяют одножильный самонесущий изолированный провод СИП-3. Провод состоит из токопроводящей жилы и изолирующей оболочки из сшитого светостабилизированного полиэтилена. Жила площадью сечения 35–150 мм² выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из алюминиевого провода, упрочненного стальной проволокой.

Для ВЛ напряжением 35 кВ выпускают провода с защитной изоляцией ПЗВ и ПЗВГ (грозоустойчивый). Провод ПЗВ предназначен для магистральных линий, провод ПЗВГ – для ВЛЗ, проходящих по населенным пунктам и на участках линий вблизи подстанций. Токопроводящая жила выполнена из проволок алюминиевого сплава площадью сечения от 35 до 240 мм². Изоляция состоит из слоев сшитого полиэтилена.

Для одновременной передачи электрической энергии и оптических сигналов связи по ВЛИ 10 кВ разработан провод ПЗВ-О (СИП-О). Токоведущие жилы выполняются из алюминия или алюминиевого сплава. Оптический модуль, содержащий от 2 до 24 волокон, изолирован гидрофобным наполнителем. Снаружи провод защищен оболочкой из сшитого полиэтилена.

Допустимый нагрев изолированных и защищенных проводов (таблица 1) ограничен свойствами изоляции. Более высокая допустимая температура нагрева СИП, чем для традиционных воздушных линий, объясняется тем, что провода находятся на открытом воздухе, следовательно, имеют лучшие условия охлаждения, чем проложенные в земле кабели с пластмассовой изоляцией, вместе с тем, токоведущие части провода защищены от непосредственного солнечного нагрева.

Таблица 1. Допустимая температура нагрева СИП, °С

Режим эксплуатации ВЛИ	С изоляцией из термопластичного полиэтилена	С изоляцией из сшитого полиэтилена
Нормальный режим	70	90
Режим перегрузки продолжительностью до 6 часов в сутки	80	130
Режим короткого замыкания с протеканием тока короткого замыкания в течение времени до 5 секунд	130	250

При выборе сечений проводов СИП должны рассматриваться следующие условия:

- допустимая потеря напряжения;
- нагрев длительно допустимым током;
- механическая прочность;
- термическая стойкость.

Минимально допустимое сечение провода по условию термической стойкости находится по формуле:

$$F_{\min} = \frac{I_{\text{кз}} \sqrt{T}}{c},$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания;

T – время протекания тока короткого замыкания;

c – коэффициент, равный для изоляции из термопластического полиэтилена 59 и для сшитого полиэтилена – 97.

Таблица 2. Коэффициенты для расчета стоимости воздушных линий с самонесущими изолированными проводами

Количество жил	Диапазон площади сечения токоведущих жил, мм ²	Диапазон площади сечения нулевой жилы, мм ²	Диапазон площади сечения жилы наружного освещения, мм ²	a_0 , тыс. руб РБ/км	a_1 , тыс. руб РБ/км·мм	a_2 , тыс. руб РБ/км·мм ²
1	16–70			68,25	22,12	–0,044
3+1	10–120	16–95		247,17	100,63	–0,22
5	25–120	16–25	35–95	1 075,58	83,27	–0,073
5	35–120	35	50–95	1 134,66	102,16	–0,23

Процесс принятия решений при технико-экономической оценке вариантов в ходе проектирования линий с самонесущими изолированными проводами затрудняется тем, что стоимость СИП, выпускаемых разными заводами-изготовителями, заметно отличается, стоимость СИП одного и того же типа изменятся во времени в зависимости от конъюнктуры рынка и ряда случайных факторов. Автором были изучены и проанализированы стоимостные показатели некоторых видов СИП, на основании чего были построены зависимости для определения их стоимостных показателей:

$$K_{уд} = a_0 + a_1 F + a_2 F^2,$$

где a_0 , a_1 , a_2 – расчетные коэффициенты;

F – площадь сечения кабеля, мм².

Коэффициенты рассчитаны на начало 2007 года в белорусских рублях. Для пересчета в российские рубли стоимость кабельных линий следует разделить на 80.

Литература

1. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами. – М.: ЗАО «Энергосервис», 1999.
2. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6–20 кВ с защищенными проводами. – М.: ЗАО «Энергосервис», 1999.
3. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. – М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006.
4. ПО «Энергокомплект». Каталог продукции. – Минск, 2007.

УДК 621.311

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЧАСТКА ГОРОДСКОЙ СЕТИ 10 КВ НА ПЭВМ

Карнович А.В.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор ФУРСАНОВ М.И.

Выполнен анализ режимов работы реального участка городской сети 10 кВ на примере выбора точек разреза с использованием комплекса компьютерных программ «DELTA» [1].

Современные распределительные электрические сети охватывают обслуживаемую территорию линиями электропередачи, питающимися от различных подстанций – центров питания [2]. Схемы сетей выбирают исходя из условий электроснабжения потребителей, токов КЗ, релейной защиты, качества электроэнергии и ее расхода на электропередачу. Распределительные сети работают обычно в режиме одностороннего питания – в определенных точках распределительной сети коммутационные аппараты отключены.

В месте нормального разреза часто используют выключатель мощности, оснащенный устройством автоматического ввода резерва (АВР). Подобные выключатели обеспечивают резервирование питания от одного или двух независимых источников при условии, что устойчивое повреждение на начальном участке ЛЭП отключается другим секционным аппаратом, отключающим КЗ после включения выключателя, или отключающим поврежденный участок в бестоковую паузу [3].

Выбор места нормальных разрезов производится на основе учета максимальной надежности электроснабжения, минимального расхода электроэнергии на передачу и минимальных средневзвешенных отклонений напряжения у электроприемников.

В качестве целевой функции используется выражение:

$$Ц = \Delta P_p + \Delta P_3 + U + F_{ш}, \quad (1)$$

где ΔP_p – потери мощности в распределительной сети 10 кВ в режиме наибольших нагрузок;

ΔP_3 – потери мощности в замкнутой сети 110 кВ в режиме наибольших нагрузок;

U – ущерб от недоотпуска электроэнергии (оценивается по упрощенной методике с точностью, достаточной для выполнения оптимизации по критерию потерь);

$F_{ш}$ – функция штрафа по перегрузке ветвей схемы.

При решении задачи оптимизации целевая функция (1) вычисляется на каждом очередном шаге для каждого нового состояния сети 10 кВ.

Анализ нагрузок в замкнутой сети и сети 10 кВ показал, что в некоторых случаях суммарная расчетная нагрузка на секциях шин питающих подстанций 110/10(6) кВ более чем на 30 % отличается от заданной в сети 110 кВ. Основные причины такого несоответствия заключаются в следующем:

- некоторые фидеры и их нагрузки на шинах 10 кВ питающих подстанций не внесены в используемую базу данных;
- низкая точность определения нагрузок в сети 10 кВ.

Для решения задачи оптимизации точек разрезов используется алгоритм дискретного спуска: выполняется последовательное перемещение разрезов, перемещения, приводящие к улучшению целевой функции, сохраняются, а приводящие к её ухудшению – отменяются.

При выборе последовательности перемещений разрезов используется определенная стратегия поиска (начиная с наиболее эффективных перемещений, в случайной последовательности или др.).

При оптимизации схемы сети использован следующий алгоритм:

1. Случайным образом выбирается некоторый разрез.
2. Разрез перемещается на один из смежных участков сети, также выбираемый случайным образом.
3. Вычисляется новое значение целевой функции для нового состояния сети.
4. Если целевая функция улучшилась – новое состояние принимается; если ухудшилась – разрез возвращается в исходное положение.

Пункты 1–4 повторяются некоторое количество раз; затем проводится проверка на минимум: каждый разрез последовательно сдвигается на смежные участки; если найдено хотя бы одно перемещение, приводящее к улучшению целевой функции – считается, что минимум не достигнут, и процесс случайного дискретного спуска продолжается.

На основании изложенной методики произведен расчет по отысканию оптимальных мест размыкания электрической сети 10 кВ г. Лиды (таблица 1).

Таблица 1. Результаты оптимизации точек разрезов

Начальное положение разреза		Оптимальное положение разреза	
Начало	Конец	Начало	Конец
1	2	3	4
ТП-16С2	РП-10С2	ТП-16С1	ТП-16С2
ТП-101	ТП-110С2	ТП-110С1	ТП-110С2
ТП-49С1	ТП-17	ТП-61	ТП-93
РП-11С1	ТП-121С2	Ф-145	РП-11С1
ТП-17	ТП-65С2	ТП-49С1	ТП-17
ТП-22	ТП-85С2	ТП-71	ТП-22
ТП-173С2	ТП-97	ТП-97А	ТП-40
ТП-135С1	ТП-40	ТП-173С1	ТП-97А
ТП-140С2	ТП-133С1	ТП-42	ТП-132
ТП-5А	ТП-52С2	ТП-124С2	ТП-52С2
ТП-5А	ТП-38С2	ТП-38С1	ТП-38С2
ТП-128С1	ТП-128С2	ТП-8	ТП-128С1
ТП-43	ТП-222	ТП-8	ТП-43
ТП-39	ТП-21	ТП-94	ТП-39
ТП-57С1	ТП-101	ТП-74	ТП-57С1
ТП-70С2	ТП-93	ТП-70С1	ТП-221С2
ТП-221С2	ТП-221С1	ТП-116С1	ТП-70С1

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ТП-116С2	ТП-52С1	ТП-25С1	ТП-116С1
ТП-41С2	ТП-41С1	ТП-16С1	ТП-213С1
ТП-198С2	ТП-213С2	ТП-146С1	ТП-198С2
ТП-45С1	ТП КП	ТП-231С2	ТП-45С1
ТП-138С2	ТП-153С2	ТП-138С1	ТП-153С1
ТП-149С1	ТП-120С2	ТП-143С2	ТП-120С1
ТП-76	ТП-47	ТП-163	ТП-47
ТП-6	ТП-28С1	ТП-111	ТП-28С1
ТП-56	ТП-38С2	ТП-6	ТП-56
ТП-186С1	ТП-186С2	ТП-185С2	ТП-186С2
ТП-185С1	ТП-185С2	ТП-184С1	ТП-186С1
РП-6С1	ТП-62	Ф-841	РП-6С1
ТП-88С1	ТП-30	ТП-115	ТП-89
ТП-24	ТП-30	ТП-125	ТП-30
ТП-4	ТП-14	ТП-23	ТП-4
РП-6С2	РП-6С1	РП-6С1	ТП-62
ТП-62	ТП-127С2	ТП-112А	ТП-127С1
ТП-103А	ТП-54С2	ТП-103А	ТП-54С1
ТП-178С2	ТП-178С1	ТП-178С2	ТП-178С1
ТП-190С2	ТП-190С1	ТП-178С1	ТП-190С1
ТП-147С1	ТП-198С1	ТП-146С2	ТП-147С1
ТП-147С2	РП-7С2	ТП-147С1	ТП-147С2
ТП-67	ТП-44	ТП-146С1	ТП-44
ТП-209С2	РП-10С1	ТП-209С1	ТП-209С2
ТП-29	ТП-161С2	РП-3С2	ТП-161С1
ТП-33	ТП-37	ТП-27	ТП-37
ТП-102	ТП-66	ТП-83	ТП-102
РП-2С2	ТП-66	ТП-133С2	РП-2С2
ТП-19	ТП-22	ТП-22	ТП-85С2
ТП-86С1	ТП-87С2	ТП-87С1	ТП-87С2
ТП-111	ТП-74	ТП-57С2	ТП-111
ТП-46С1	ТП-82С2	ТП-103	ТП-82С1
КР-250	ТП-128С2	ТП-214С1	ТП-214С2
ТП-167С2	РП-10С2	ТП-167С1	ТП-167С2

Анализ полученных результатов:

– количество разрезов в схеме – 115;

– количество переносимых разрезов – 51.

Нагрузочные потери активной мощности в линиях 10 кВ:

– до оптимизации – 99,800 кВт;

– после оптимизации – 63,115 кВт.

Снижение нагрузочных потерь в сети 10 кВ составило – 36,686 кВт или 36,76 %.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Изд. 13-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 188 с.
3. Сыч, Н.М., Федин, В.Г. Проектирование электрических сетей электроэнергетических систем: Учебное пособие к комплексному курсовому проектированию и курсовому проекту по курсу «Электрические системы и сети». – Минск: БГПА, 1994. – 39 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН

Довнар О.В.

Научный руководитель – ФИЛИПЧИК Ю.Д.

Исследуем эффективность различных систем возбуждения на примере схемы, представленной на рисунке 1.

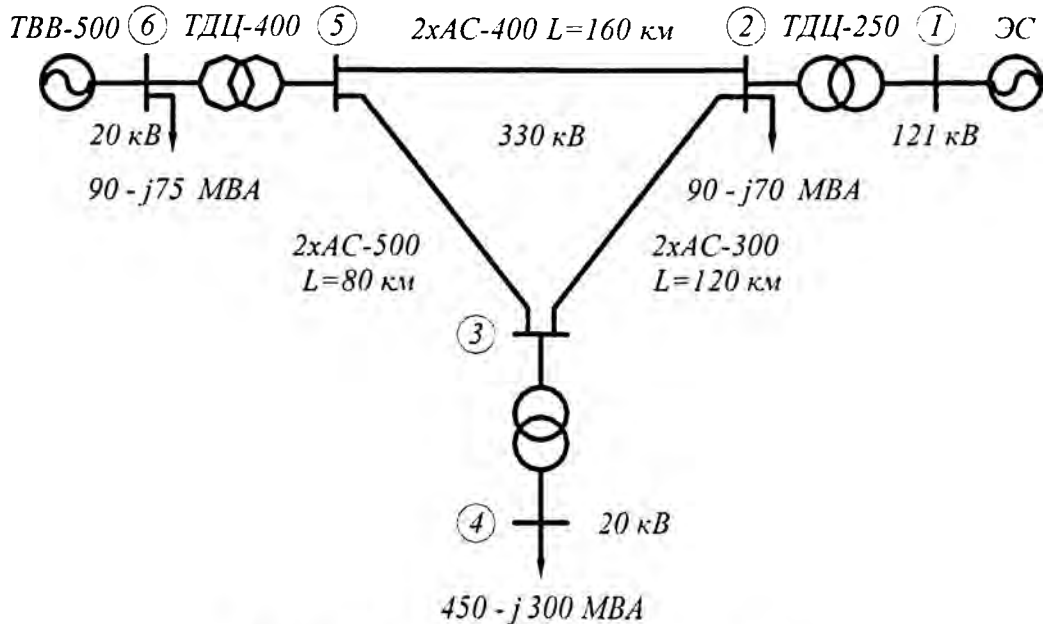


Рисунок 1. Принципиальная схема энергосистемы

Известно, что система возбуждения при расчетах динамической устойчивости моделируется всегда, кроме случаев, когда синхронная машина представляется постоянной ЭДС E' . Основным требованием к модели системы возбуждения, включая АРВ, является правильность воспроизведения влияния АРВ на переходные процессы в энергосистеме. Системы возбуждения и АРВ при расчетах динамической устойчивости энергосистемы обычно описываются двумя дифференциальными уравнениями для учета запаздывания в АРВ и в возбудителе. Уравнения составляются таким образом, чтобы в них были представлены основные каналы регулирования, характерные для различных существующих систем возбуждения. Тогда задавая действительные коэффициенты усиления и постоянные времени, можно получить нужную модель системы возбуждения с АРВ применяемого типа. Например, в программе «MUSTANG» для расчета динамической устойчивости данные уравнения таковы:

$$\frac{dU_{PB}}{dt} = \frac{1}{T_{PB}}(U_P - U_{PB}); \quad (1)$$

$$\frac{dE_{qe}}{dt} = \frac{1}{T_B}(E_{qe0} - E_{qe} + U_{PB} + U_{\Phi}); \quad (2)$$

$$U_P = k_{0U}(U_{\Gamma 0} - U_{\Gamma}) - k_{1U} \frac{dU_{\Gamma}}{dt} + k_{0iF}(E_q - E_{qe0}) - k_{1iF} \frac{dE_q}{dt} + k_{0i}(I_{\Gamma} - I_{\Gamma 0}) + k_{1i} \frac{dI_{\Gamma}}{dt} + k_{0F}(f_0 - f) + k_{1F} \frac{df}{dt} + U_{\text{ДОП}}, \quad (3)$$

где U_{PB} – напряжение на выходе АРВ;

U_P – напряжение на входе АРВ;

T_{PB} – постоянная времени регулятора возбуждения;

T_B – постоянная времени системы возбуждения;

U_Φ – сигнал, моделирующий форсировку или расфорсировку возбуждения;

$U_{доп}$ – любой дополнительный сигнал в виде функции времени;

$k_{0U}, k_{1U}, k_{0i}, k_{1i}, k_{0iF}, k_{1iF}, k_{0F}, k_{1F}$ – коэффициенты регулирования (усиления) по напряжению, току статора и ротора, отключению частоты и их производным.

Кроме этих уравнений, учитываются ограничения на U_{PB} и E_{qe} .

Каждая из систем возбуждения имеет свои значения приведенных параметров. Эти значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Параметры систем возбуждения и регуляторов возбуждения

Наименование	Обозначение	Тип системы возбуждения	
		независимая тиристорная система возбуждения	тиристорная система самовозбуждения
Коэффициент регулирования по напряжению	k_U	50	50
Коэффициент регулирования по производной напряжения	k'_U	5	5
Коэффициент регулирования по производной тока ротора	k'_{I_F}	5	5
Коэффициент регулирования по отклонению частоты	k_F	2	2
Коэффициент регулирования по производной частоты	k'_F	5	5
Коэффициент регулирования по току ротора	kI_F	–	–
Коэффициент регулирования по току статора	kI	–	–
Постоянная врем АРВ	T_{PB}	0,04	0,04
Постоянная времени в канале f (PB)	T_f	0,9	0,9
Ограничения в регулировании возбуждения	$U_{PB}(\max)$	6	6
	$U_{PB}(\min)$	–6	–6
Постоянная время СВ	T_B	0,04	0,04
Параметр ГОС	$k_{ТВ}$	–	–
Ограничения по U_F	$E_{qe}(\max)$	2	2,5
	$E_{qe}(\min)$	–1,6	–2
Ограничения по I_F	$E_q(\max)$	2	2
	$E_q(\min)$	0,6	0,6
Коэффициент $\frac{dU_F}{df}$	α	–	–

Оценка динамической устойчивости современных энергосистем выполняется, как правило, по специальным программам на ЭВМ, в нашем случае по программе «MUSTANG». Для этого в начале рассчитывается исходный установившийся режим. При выполнении такого расчета один из генераторных узлов представляется как балан-

сирующий. Весь небаланс между заданной генерацией и потреблением покрывается мощностью балансирующего узла, которая вычисляется в процессе расчета режима. В качестве балансирующего узла задается свернутая в один узел часть энергосистемы, располагающая мощностью значительно большей, чем мощности источников в исследуемой части энергосистемы или шины наиболее мощной электростанции энергосистемы, которая электрически и территориально значительно удалена от места возмущения. Такие расчеты выполняются при неизменной частоте $\omega = \text{const}$.

После установившегося режима рассчитывается динамический режим. При расчете переходного процесса задачей является определение предельного времени отключения короткого замыкания при различных системах возбуждения генератора. Рассмотрим каждую систему возбуждения в отдельности при трехфазном коротком замыкании на линии 2–5. Результаты расчета представлены на рисунках 2 и 3.

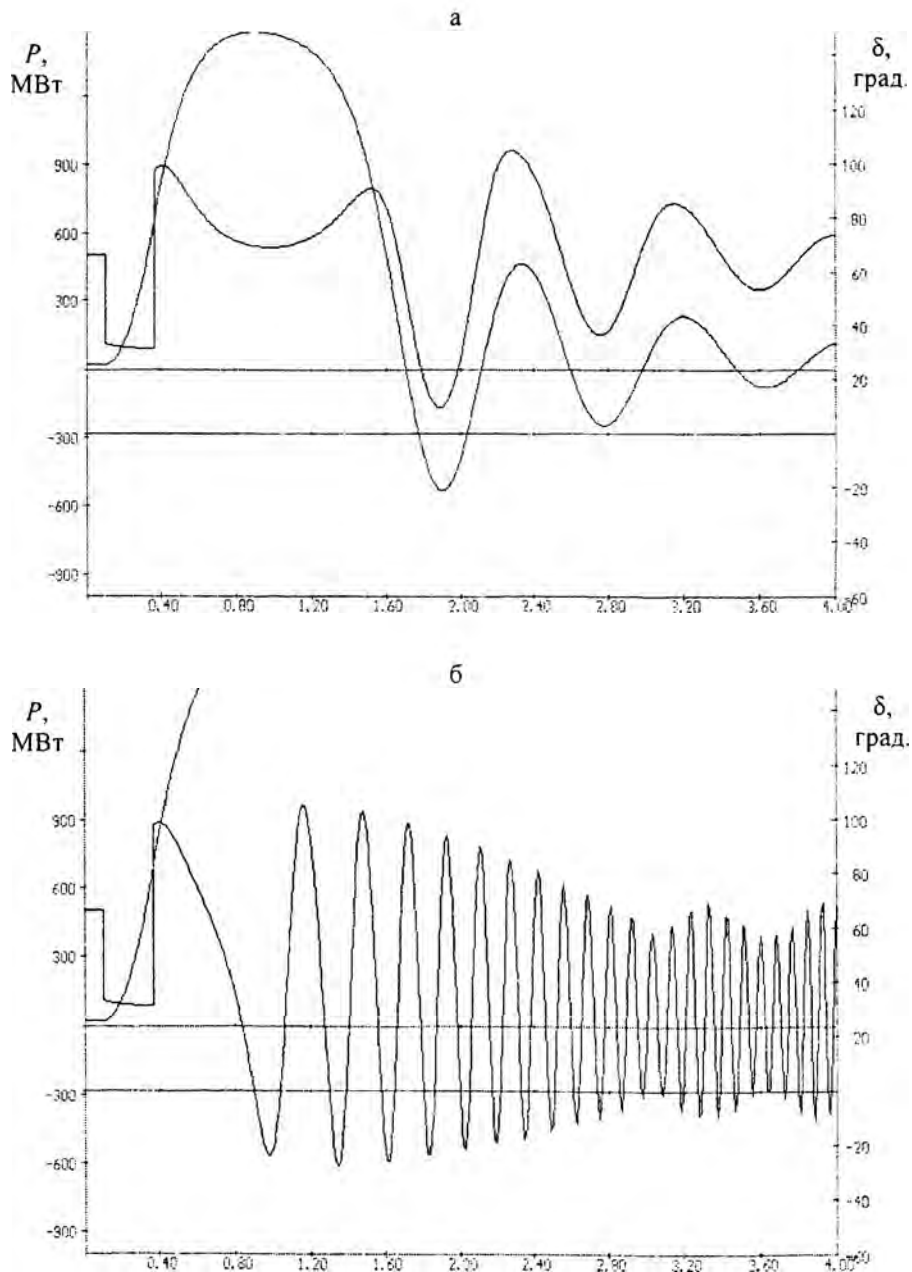


Рисунок 2. Независимая тиристорная система возбуждения: а – динамически устойчивый режим ($t_{откл}^{пред} = 0,26$ с); б – динамически неустойчивый режим ($t_{откл} = 0,27$ с)

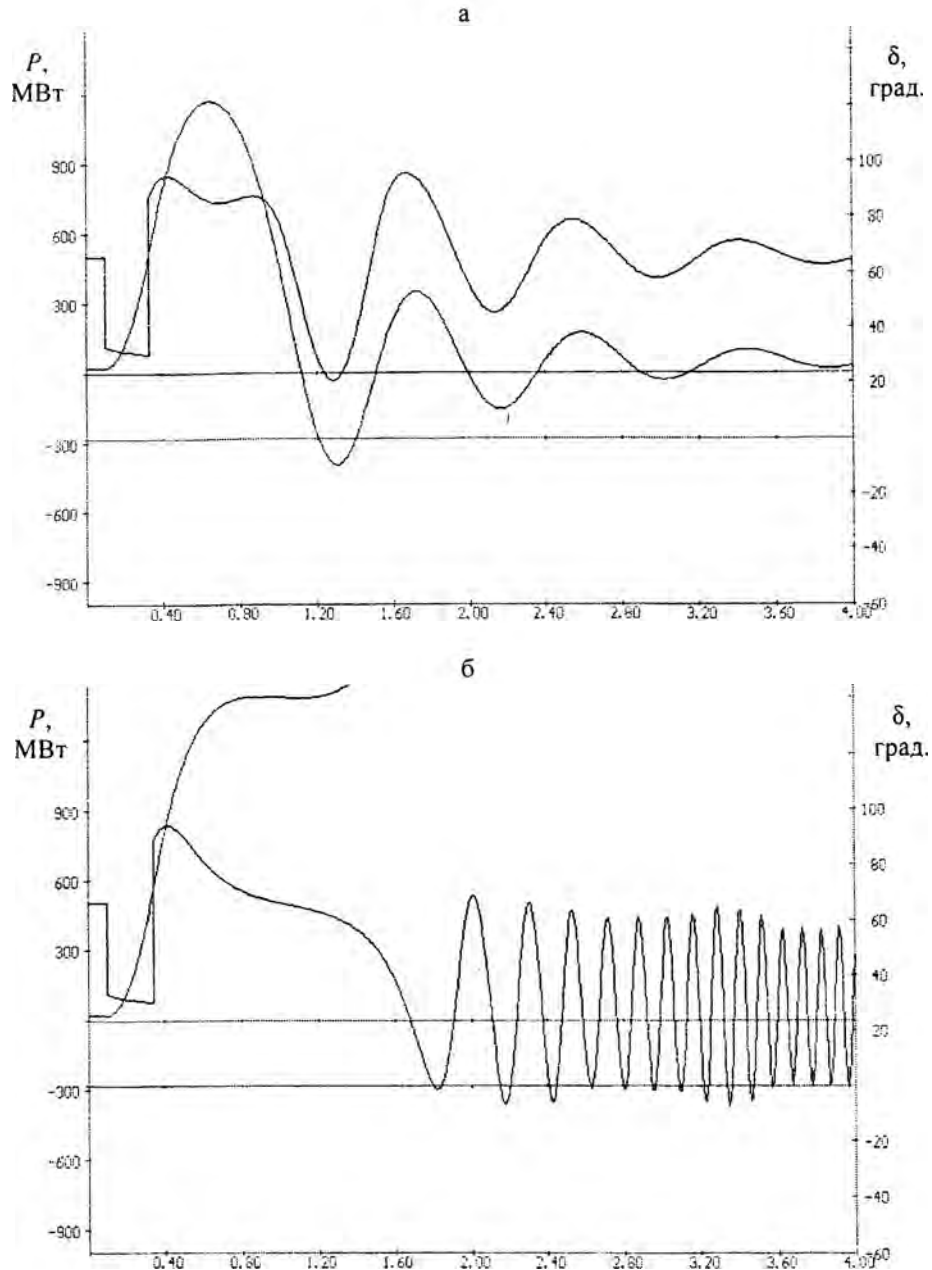


Рисунок 3. Тиристорная система самовозбуждения: а – динамически устойчивый режим ($t_{откл}^{прел} = 0,23$ с); б – динамически неустойчивый режим ($t_{откл} = 0,24$ с)

Таким образом, по условиям динамической устойчивости применение независимой тиристорной системы возбуждения для данного генератора будет более целесообразной, чем тиристорной системы самовозбуждения, так как время отключения короткого замыкания с применением этой систем будет наибольшим.

Литература

1. Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
2. Калентиюнок, Е.В. Повышение устойчивости и управляемости систем электропотребления: Ученое пособие. – Минск: БПИ, 1989. – С. 74.
3. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 10 КВ РЭС «К»

Зубель А.В.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор ФУРСАНОВ М.И.

Выполнено проектирование развития разомкнутой электрической сети 10 кВ района «К». Общая характеристика сети: 6 понижающих питающих подстанций с 41 отходящими распределительными линиями (РЛ) суммарной протяжённостью 626,25 км и установленной трансформаторной мощностью 59 180 кВА.

Расчёты проводились с использованием программного обеспечения, разработанного на кафедре «Электрические системы» БНТУ [1].

Апробация основных этапов проектирования производилась на примере схемы отдельной распределительной линии, приведенной на рисунке 1.

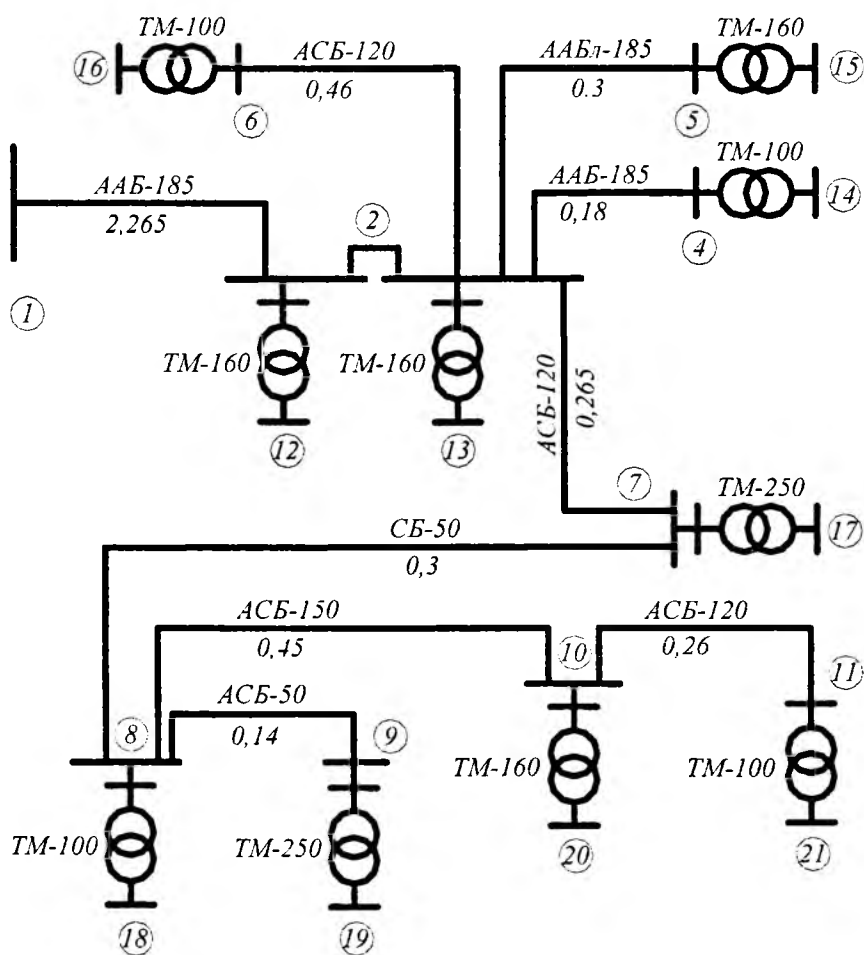


Рисунок 1. Схема распределительной линии 10 кВ

В процессе реконструкции и проектирования развития разомкнутых электрических сетей приходится определять число и месторасположение центров питания, радиусы действия и сечения проводов воздушных линий, мощности трансформаторов понижающих подстанций и другие характеристики сети. Данные задачи носят технико-экономический характер, т. е. в качестве целевой функции следует принимать минимум

стоимости передачи электроэнергии при соблюдении условий по техническим ограничениям. Эти задачи усложняются тем, что распределительную сеть 6–20 кВ необходимо рассматривать только в динамике, как постоянно развивающуюся вследствие естественного прироста электропотребления. Это обуславливает необходимость разработки плана предстоящих работ по реконструкции и развитию сети на текущее пятилетие. Прежде всего, в него должны быть включены пространственно-временные координаты замены проводов и мощностей трансформаторов на более оптимальные значения с оценкой экономической эффективности данных мероприятий.

Основным фактором, ограничивающим пропускную способность распределительных сетей, служат допустимые потери напряжения. Стоимость серийно выпускаемого для этих сетей оборудования относительно не велика. Поэтому экономические интервалы сечений проводов и мощностей трансформаторов находятся около или за пределами технических ограничений. Например, при радиусе действия сети 10 кВ порядка 15 км и наличии на ответвлениях участков со стальными проводами режиму с допустимыми потерями напряжения соответствует плотность тока 0,3–0,5 А/мм², что значительно ниже экономической. Экономическая нагрузка трансформаторов в большинстве случаев находится за пределами номинальной, тогда как по условиям их допустимой нагрузочной способности она составляет 1,6–1,7 от номинальной.

В рассмотренных условиях реализация задач выбора оптимального сечения провода или мощности трансформатора при известном законе ежегодного прироста нагрузок не является простой. Оптимальное решение будет в том случае, если в процессе предстоящей реконструкции сети предполагать замену выбираемого параметра на другой, более оптимальный, т. е. исследовать спектр параметров с учётом дополнительных затрат на развитие сети в процессе её эксплуатации. Эффективных алгоритмов решения таких задач пока нет. В то же время, по предварительным оценкам, их осуществление позволяет получить дополнительный экономический эффект порядка 25 у.д.е. в год на один километр линии и 100 у.д.е. в год на каждый трансформатор по сравнению с известными методами выбора сечений проводов воздушных линий и мощностей трансформаторов.

В процессе эксплуатации распределительных электрических сетей возникает необходимость замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6–20/0,38 кВ. Она выполняется в следующих случаях:

- при перегрузке трансформаторов;
- по экономическим условиям, при низком коэффициенте использования установленной трансформаторной мощности (исследования показывают, что уже при нагрузке трансформатора в максимум нагрузки менее 40 % целесообразна его замена на трансформатор меньшей мощности);
- при повреждении установленных трансформаторов (обрыв цепи, пробой изоляции и другие неисправности).

На основании полученных данных были определены теоретические оптимальные уровни потерь электроэнергии для режима с минимальной стоимостью передачи электроэнергии. По этим данным построена зависимость стоимости передачи электроэнергии в функции ее загрузки (рисунок 2).

Анализ результатов показал, что для распределительной линии 10 кВ резерв по снижению технических потерь электроэнергии определяется по формулам

$$\delta(\Delta W_{ХТ}^0)\% = \Delta W_{ХТ}\% - \Delta W_{ХТ}^0\%;$$

$$\delta(\Delta W_{НТ}^0)\% = \Delta W_{НТ}\% - \Delta W_{НТ}^0\%;$$

$$\delta(\Delta W_{НЛ}^0)\% = \Delta W_{НЛ}\% - \Delta W_{НЛ}^0\%;$$

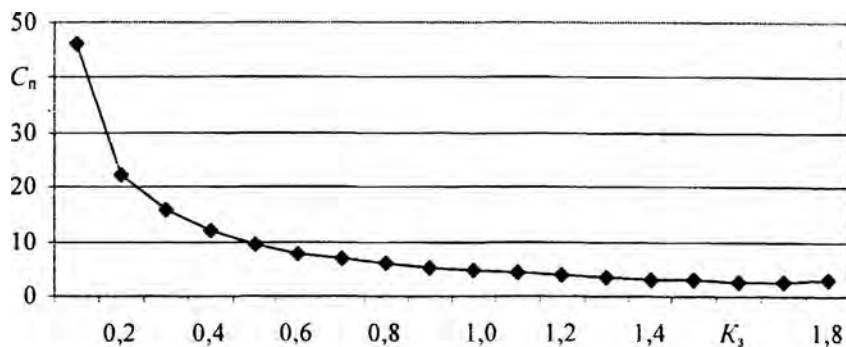


Рисунок 2. Зависимость стоимости передачи электроэнергии в функции ее загрузки

$$\delta(\Delta W)\% = \Delta W\% - \Delta W^0\% ;$$

$$\delta(\Delta W) = \frac{\delta(\Delta W)\%W_p}{100} ;$$

$$\delta(B) = \delta(\Delta W)b ,$$

где $\Delta W_{ХТ}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в стали трансформаторов;

$\Delta W_{ХТ}^0$ – то же, в оптимальном режиме;

$\Delta W_{ХТ}\%$ – то же в процентах;

$\Delta W_{НТ}$ – переменные (нагрузочные) потери в трансформаторах;

$\Delta W_{НЛ}$ – нагрузочные потери в линиях;

ΔW – суммарные потери в схеме РЛ;

$\delta(B)$ – экономия топлива;

b – удельный расход топлива, кг/кВт·ч.

Резерв по снижению технических потерь электроэнергии составляет:

$$\delta(\Delta W_{ХТ}^0)\% = 5,24 - 1,30 = 3,94 \%;$$

$$\delta(\Delta W_{НТ}^0)\% = 0,43 - 1,34 = -0,91 \%;$$

$$\delta(\Delta W_{НЛ}^0)\% = 0,17 - 0,53 = -0,36 \%;$$

$$\delta(\Delta W)\% = 5,84 - 3,17 = 2,67 \%;$$

$$\delta(\Delta W) = \frac{2,67 \cdot 398,41}{100} \cdot 10^3 = 10\,518,024 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\delta(B) = 10\,518,024 \cdot 317 = 3,334 \text{ т у.т.},$$

где $b = 317$ г у.т. /кВт·ч взят для Лукомльской ГРЭС.

Это обстоятельство позволяет судить о возможности и необходимости снижения потерь электроэнергии для конкретной сети, что является важным аспектом при рассмотрении вопросов эксплуатации сетей.

С целью достижения уровня потерь в распределительной линии было произведено внедрение некоторых мероприятий по снижению потерь. Анализ показал, что при загрузке трансформаторов на понижающих подстанциях 10/0,38 кВ менее 30 % экономически целесообразна их замена на трансформаторы меньшей мощности.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.

УДК 621.311

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУТП ЛИДСКОЙ ТЭЦ

Жамойтин И.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ФАДЕЕВА Г.А.

Программное обеспечение (ПО) АСУТП подразделяется на ПО верхнего и нижнего уровня. ПО верхнего уровня АСУТП обеспечивает предоставление данных и возможность управление процессом в реальном времени, а также архивирование информации и графическое представление объектов. На Лидской ТЭЦ в качестве ПО верхнего уровня используется SCADA система ТРЕЙС МОУД. Для подготовки технологических программ пользователя в контроллерах предусмотрены два языка программирования: ФАБл – язык функциональных блоков и ПроТекст – язык процедурного текста. ТРЕЙС МОУД – это программный комплекс, предназначенный для разработки, настройки и запуска в реальном времени систем управления технологическими процессами. Все программы, входящие в ТРЕЙС МОУД, делятся на две группы: исполнительные модули (runtime) и инструментальную систему разработки АСУ.

Исполнительные модули – это программы, под управлением которых запускается АСУТП, созданная в инструментальной системе. В группу исполнительных модулей, используемых при построении верхнего уровня АСУТП, входят программы:

– монитор реального времени (МРВ), предназначенный для запуска на АРМ операторов, осуществляющих с его помощью супервизорный контроль и управление технологическими процессами. Под управлением МРВ выполняются задачи: запрос данных о состоянии технологического процесса с контроллеров нижнего уровня по любому из встроенных протоколов или через драйвер; передача на нижний уровень команд управления; обмен данными с платами устройств сопряжения с оборудованием (УСО);

– сохранение данных в архивах; обмен по сети с удаленными МРВ: передача данных по сети на следующий уровень АСУ; обмен с базами данных; представление оператору графической информации о состоянии технологического процесса; автоматическое и супервизорное управление технологическим процессом; обмен данными с другими приложениями WINDOWS и другие функции.

Мониторы реального времени ТРЕЙС МОУД работают как интерпретаторы базы каналов. Интерпретация базы каналов осуществляется один раз за цикл системы. Контроль временных параметров работы монитора можно осуществлять в диалоге сервера математической обработки или с помощью ряда каналов. Монитор реального времени состоит из двух компонентов: сервера математической обработки и графической консоли.

– SUPERVISOR – это монитор, предназначенный для создания АРМ администратора, а также для просмотра архивов ТРЕЙС МОУД с заданной скоростью в режиме playback (режим воспроизведения). Он является специализированной графической консолью, которая может подключаться к серверу математической обработки МРВ или ГР. Кроме того, SUPERVISOR можно переключить в режим реального времени. В этом случае он работает как графическая консоль реального времени и может использоваться для управления технологическим процессом.

– Глобальный регистратор (ГР) – это специальный монитор ТРЕЙС МОУД, предназначенный для ведения глобального архива по всему проекту. Он архивирует данные, посылаемые ему по сети мониторами реального времени. После сохранения данных в архиве Глобальный регистратор может передавать их для просмотра мониторам SUPERVISOR.

Инструментальная система включает в себя три редактора: редактор базы каналов; редактор представления данных; редактор шаблонов. В них разрабатываются: база

данных реального времени, программы обработки данных и управления, графические экраны для визуализации состояния технологического процесса и управления им, а также шаблоны для генерации отчетов о работе производства. Все эти элементы объединены между собой в рамках готового проекта АСУ и являются его основой.

Для каждого узла проекта создается база данных реального времени. В ТРЕЙС МОУД она называется базой каналов и имеет иерархическую структуру. Основным элементом базы является канал.

Канал – это базовое понятие системы. Данные с внешних устройств записываются в каналы. Данные из каналов посылаются на внешние устройства и отображаются на экране монитора. Значения из каналов записываются в архивы и отчеты. В каналах осуществляется преобразование данных. С помощью системных каналов можно управлять выводимой на экран информацией, звуковыми эффектами, архивами и т. д., то есть всей системой. Назначение канала определяется его типом, подтипом и дополнениями к подтипу. Адресация к данным в рамках его назначения осуществляется с помощью настроек.

Канал может работать с аналоговыми параметрами (значения температур, расходов, напряжений и т. д.) и с дискретными (сигналы от концевых выключателей, магнитных пускателей, пороговых датчиков и т. д.). Тип данных, с которыми работает канал, определяется его видом представления: число с плавающей точкой одинарной точности; 16-битовое целое число. Первый из них предназначен для аналоговых переменных, второй – для дискретных (т. е. канал может обрабатывать либо один аналоговый сигнал, либо до 16 дискретных).

В зависимости от направления движения информации, т. е. от внешних источников (данные с контроллеров, УСО или системные переменные) в канал или наоборот, каналы подразделяются на входные (тип INPUT) и выходные (тип OUTPUT).

Каналы типа INPUT (рисунок 1). Входной канал запрашивает данные у внешнего источника (контроллер, другой МРВ и пр.) или значение системных переменных (счетчик ошибок, длина архива и пр.). Полученное значение поступает на вход канала и далее пересчитывается в аппаратное и реальное значения.

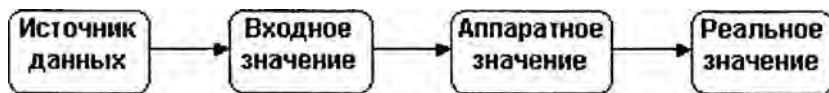


Рисунок 1. Очередность пересчёта значения канала типа INPUT

Каналы типа OUTPUT (рисунок 2). Выходной канал передает данные приемнику. Приемник может быть внешним (значение переменной в контроллере, в другом МРВ и пр.) или внутренним – одна из системных переменных (номер проигрываемого звукового файла, номер экрана, выводимого на монитор, и пр.).

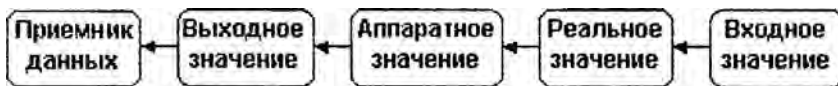


Рисунок 2. Очередность пересчёта значения канала типа OUTPUT

Совокупность всех каналов (база каналов) составляет математическую основу программного обеспечения каждого узла проекта.

Каналы одной базы могут группироваться по заданным признакам или произвольно. Оформленные группы каналов могут быть подчинены друг другу и создавать таким образом иерархические структуры. Такие группы называются объектами базы

каналов. Объект базы каналов имеет следующий набор параметров: имя, графический идентификатор, подчиненность, загружаемость и состояние его каналов при старте. Графический идентификатор присваивается объекту для упрощения работы с базой каналов.

Разработка графического интерфейса заключается в размещении на экранах графической базы статических элементов рисования и динамических форм отображения. Графические элементы выбираются с помощью соответствующих инструментальных панелей редактора шаблонов. Все графические элементы делятся на

- статические элементы;
- динамические элементы;
- графические объекты.

Статические элементы не связаны с базой каналов. Они не зависят от значений контролируемых параметров и не управляют выводимой на экран информацией. Такие элементы используются для разработки статической составляющей графических экранов. Динамические элементы (называются также формами отображения). Эти элементы связываются с атрибутами каналов для вывода их значений на экран. Это могут быть текстовые формы, сигнализаторы, гистограммы и пр. Кроме того, часть форм отображения используется для управления значением атрибутов каналов или выводимой на экран информацией. Некоторые формы могут также совмещать в себе обе функции. Графическим объектом называется совокупность форм отображения и элементов рисования, которая оформлена как единый графический элемент. Графические объекты могут включать в себя неограниченное количество элементов рисования и форм отображения. Они разрабатываются в виде отдельного экрана и вставляются в графическую базу как один элемент.

На рисунке 3 показано преобразование информации контроллером. Входные и выходные сигналы могут поступать от двух основных источников: устройств сопряжения с оборудованием (УСО), и контроллерной сети. Выходные сигналы формируются из входных с помощью программы пользователя, которая состоит из программы на языке функциональных алгоблоков (ФАБЛ-программа) и технологической программы на языке ПРОТЕКСТ (ПроТекст-программы).

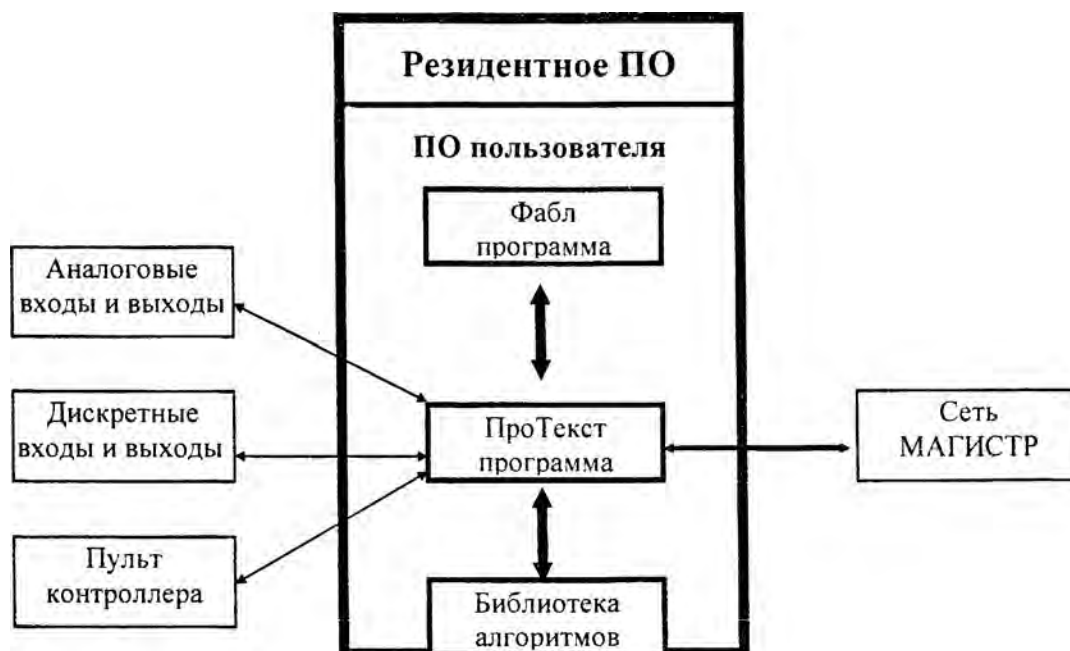


Рисунок 3. Принцип преобразование информации контроллером

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ И СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ С АЛЮМИНИЕВЫМИ ЖИЛАМИ С ПВХ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Савастенко А.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ФАДЕЕВА Г.А.

Провода и кабели с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией и ПВХ оболочкой широко применяются в сетях, питающих промышленные предприятия, жилые и общественные здания, для выполнения внутренней электропроводки и подключения разнообразных электроприемников.

Кабель марки АПвБбШв содержит алюминиевые однопроволочные или многопроволочные токопроводящие жилы круглой или секторной формы. Изоляция выполнена из сшитого полиэтилена. Изолированные жилы многожильных кабелей имеют отличительную расцветку. Изоляция нулевых жил выполняется голубого цвета. Кабели выполняются одно-, двух-, трех-, четырех- и пятижильными. Многожильные кабели имеют все жилы одинакового сечения, жилы кабелей скручены. Поясная изоляция выпрессована из ПВХ пластиката. Защитный покров типа БбШв (броня из двух стальных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней ленты, защитный шланг выпрессован из ПВХ пластиката).

Кабели марки АПвБбШв применяются для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках напряжением до 1 000 В, а также для прокладки в земляных траншеях независимо от степени коррозионной активности грунтов и грунтовых вод и для прокладки одиночных кабельных линий в кабельных сооружениях. Допускается групповая прокладка кабелей в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите.

Кабели марки АВБбШв предназначены для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках напряжением до 1 000 В при прокладке в земле, помещениях, туннелях, каналах, шахтах (кроме прокладки в блоках), а также на открытом воздухе, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям в процессе эксплуатации. Кабели марки АВБбШв не распространяют горение при одиночной прокладке. Кабели марки АВБбШвнг также применяются для прокладки в кабельных сооружениях, помещениях и в сооружениях метрополитенов, в том числе, пожароопасных и взрывоопасных зонах при отсутствии растягивающих усилий в процессе эксплуатации, исключая взрывоопасные зоны класса В-1 и В-1а.

Кабель марки АВБбШв содержит алюминиевые однопроволочные или многопроволочные жилы круглой, сегментной или секторной формы. Изоляция выполнена из поливинилхлоридного пластиката. Изолированные жилы многожильных кабелей имеют отличительную расцветку, изоляция нулевых жил выполняется голубого цвета, изоляция жил заземления выполняется двухцветной (зелено-желтой) расцветки. Изолированные жилы двух-, трех-, четырех- и пятижильных кабелей скручены; двухжильные кабели имеют все жилы одинакового сечения; трех-, четырех-, пятижильные имеют все жилы одинакового сечения или одну жилу меньшего сечения (жилу заземления или нулевую). Поясная изоляция выпрессована из ПВХ пластиката или материала изоляции, или другого равноценного материала. Защитный покров типа БбШв (броня из двух стальных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней ленты; защитный шланг выпрессован из ПВХ пластиката).

Кабели марки АВВГ предназначены для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках напряжением до 1 000 В при прокладке в сухих и влажных производственных помещениях, на специальных кабельных эстакадах, в блоках, а также в земле и на открытом воздухе. Кабели марки АВВГ и АВВГнг не распространяют горение при одиночной прокладке.

Токопроводящие жилы кабеля алюминиевые, однопроволочные или многопроволочные, круглой или секторной формы. Изоляция выполнена из поливинилхлоридного пластика. Изолированные жилы многожильных кабелей имеют отличительную расцветку. Изоляция нулевых жил выполняется голубого цвета, изоляция жил заземления выполняется зелено-желтой расцветки. Изолированные жилы двух-, трех-, четырех-, пяти- и шестижильных кабелей скручены; двухжильные кабели имеют все жилы одинакового сечения; трех-, четырех-, пяти- и шестижильные имеют все жилы одинакового сечения или одну жилу меньшего сечения (жилу заземления или нулевую). Оболочка выполнена из ПВХ пластика, в кабелях марки АВВГнг – из ПВХ пластика пониженной горючести.

При выполнении работы были собраны данные, необходимые для выполнения расчетов кабельных линий напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с ПВХ изоляцией. В таблице 1 показаны данные для одного из рассмотренных кабелей – АВВГ с тремя токоведущими жилами и нулевой жилой.

Таблица 1. Расчетные данные кабелей АВВГ напряжением до 1 кВ

Количество и номинальное сечение жил, мм ²	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А при прокладке		Допустимый ток односекундного КЗ $I_{доп}$, кА
		на воздухе	в земле	
3x4+1x2,5	7,41	29	37	0,29
3x6+1x2,5	5,11	37	44	0,42
3x6+1x4	5,11	37	44	0,42
3x10+1x4	3,08	50	59	0,7
3x10+1x6	3,08	50	59	0,7
3x16+1x6	1,91	67	77	1,13
3x16+1x10	1,91	67	77	1,13
3x25+1x10	1,2	88	100	1,81
3x25+1x16	1,2	88	100	1,81
3x35+1x16	0,868	109	121	2,5
3x50+1x16	0,641	136	147	3,38
3x50+1x25	0,641	136	147	3,38
3x70+1x25	0,443	167	178	4,95
3x70+1x35	0,443	167	178	4,95
3x95+1x35	0,32	204	212	6,86
3x95+1x50	0,32	204	212	6,86
3x120+1x35	0,253	236	241	8,66
3x120+1x70	0,253	236	241	8,66
3x150+1x50	0,206	273	274	10,64
3x150+1x70	0,206	273	274	10,64
3x185+1x95	0,164	313	308	13,37
3x240+1x120	0,125	369	355	17,54

Определяющую роль при выборе проводника играют его стоимостные показатели. В современном рынке кабельной продукции участвует большое количество торгующих фирм и производителей как из стран СНГ, так и зарубежных, затраты которых

на приобретение или изготовление кабелей различны. Соответственно, стоимость кабеля одного и того же типа разных производителей отличается, и не всегда это отличие связано непосредственно с техническими характеристиками кабелей. Кроме того, стоимостные показатели кабелей одного и того же производителя имеют тенденцию изменяться во времени в зависимости от конъюнктуры рынка и других случайных факторов, что, безусловно, затрудняет процесс принятия решений при технико-экономической оценке вариантов в процессе проектирования. Были изучены и проанализированы стоимостные показатели кабелей нескольких производителей, в том числе, известных на белорусском рынке ОАО «Энергокомплект» (Республика Беларусь) и «ПО Камкабель» (Россия). Стоимостные показатели кабельных линий были подвергнуты статистической обработке с целью получения зависимостей стоимости 1 км кабельной линии от сечения кабеля:

$$K_{уд} = a_0 + a_1 F + a_2 F^2,$$

где a_0, a_1, a_2 – расчетные коэффициенты;

F – площадь сечения кабеля, мм².

Полученные коэффициенты (таблица 2) позволяют с точностью, достаточной для учебного проектирования, определить стоимостные показатели кабельных линий с ПВХ изоляцией. Коэффициенты рассчитаны на начало 2007 года в белорусских рублях. Для пересчета в российские рубли стоимость кабельных линий следует разделить на 80.

Таблица 2. Коэффициенты для расчета стоимости 1 км кабельной линии напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с ПВХ изоляцией

Марка кабеля	Количество жил	Диапазон площади сечения, мм ²	a_0 , тыс. руб/км	a_1 , тыс. руб/км·мм	a_2 , тыс. руб/км·мм ²
АПвБбШв	1	25-240	1271,52	79,6	-0,069
	2	4-150	2613,61	128,38	-0,113
	3	4-240	2512,6	181,12	-0,754
	4	4-240	2535,95	238,51	-0,128
	5	4-240	2786,74	393,78	-0,14
АВБбШв	1	25-240	1462,4	76,28	-0,056
	2	4-150	2846,33	128,08	-0,073
	3	4-240	2853,59	188,27	-0,116
	4	4-240	3019,44	223,53	-0,115
	5	4-240	3441,45	296,34	-0,172
АВВГ	1	2,5-240	219,5	56,53	-0,027
	2	2,5-185	471,27	106,31	-0,068
	3	2,5-240	613,18	150,79	-0,066
	3+1	4-240	633,4	187,55	-0,106
	4	2,5-240	639,71	199,28	-0,089
	5	2,5-240	896,52	259,22	-0,116

Литература

- ГОСТ 7399-97 22483-77, 839-80Е, 16442-80, 18409-73Е, 18410-73Е. Провода, шнуры, жилы, кабели.
- ПО «Энергокомплект». Каталог продукции. – Минск, 2007.
- ОАО «Камкабель». Каталог продукции. – Пермь, 2007.
- Холдинг «Севкабель». Каталог продукции. – СПб., 2007.
- ЗАО «Кавказкабель». Каталог продукции. – Кабардино-Балкарская республика, 2007.
- Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. – М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006.

УДК 621.316.1.017

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ФОРМЫ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ВДОЛЬ ДЛИНЫ ЛИНИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6–10 КВ

Болточко В.В.

Научный руководитель – ЖЕРКО О.А.

Нагрузочные потери электроэнергии ΔW зависят от изменения тока нагрузки во времени и могут с достаточной точностью быть рассчитаны по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (1)$$

где $I(t)$ – функция изменения тока в элементе электрической сети за время t ;

R – активное сопротивление элемента сети;

T – расчетный период.

Из формулы (1) видно, что для определения нагрузочных потерь электроэнергии необходимо знание графика нагрузки за расчетный период. Чем больше период, тем сложнее получить график нагрузки, поэтому на практике применяют способы позволяющие вычислять величину $\int_0^T I^2(t) dt$ за более короткие промежутки времени, а полу-

ченные результаты распространяют на весь расчетный период [1].

Применение приемлемых методов определения и оценки потерь электрической энергии в сетях 6–10 кВ представляет собой сложную задачу. Это объясняется отсутствием режимной информации по части сети.

В дипломном проекте «Сопоставительный анализ результатов расчета потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ, полученных путем графического интегрирования и методом эквивалентных сопротивлений» произведен расчет потерь электроэнергии методом графического интегрирования и методом эквивалентных сопротивлений за сутки по воздушной линии. В качестве топологической схемы выбрана сеть (рисунок 1).

Потери активной электроэнергии методом эквивалентных сопротивлений определялись по соотношению вида:

$$\sum_{t=1}^{24} \Delta P = \frac{\left(\sum_{t=1}^{24} P(t) \right)^2 + \left(\sum_{t=1}^{24} Q(t) \right)^2}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\phi}^2 R_{\Sigma}, \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети;

R_{Σ} – эквивалентное сопротивление участка сети;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{\frac{\int_0^T [P(t)]^2 dt}{T}}}{\frac{\int_0^T P(t) dt}{T}} = \frac{P_{\text{ср.кв}}}{P_{\text{ср}}},$$

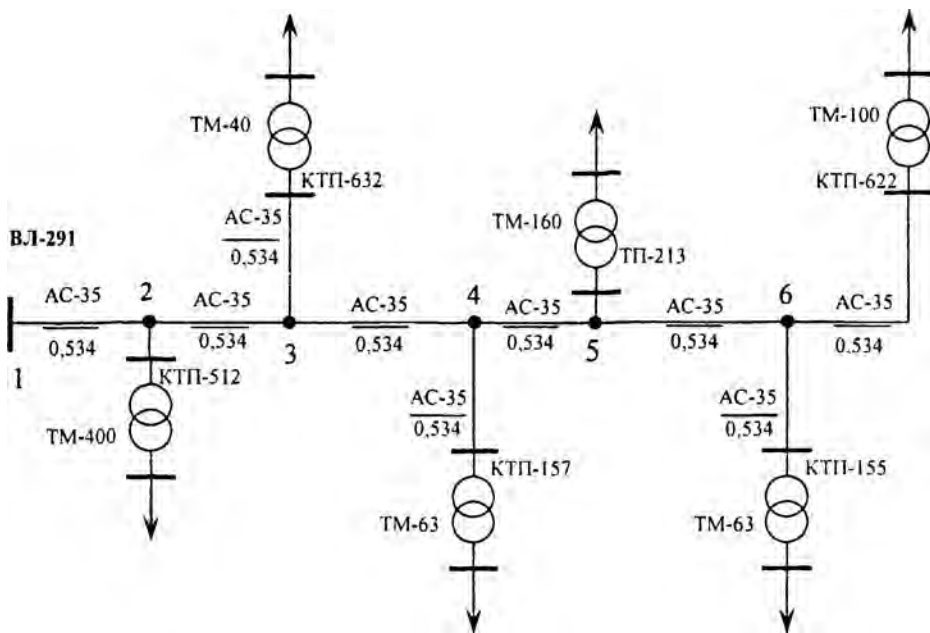


Рисунок 1. Схема электрической сети ВЛ-291

где $P(t)$ – изменение активной мощности во времени;

$P_{\text{ср.кв}}$ – среднеквадратичная активная нагрузка;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная нагрузка.

В таблице 1 представлены полученные результаты.

Таблица 1. Результаты расчетов потерь энергии методами графического интегрирования и эквивалентного сопротивления

Метод	Потери в ветвях (кВт·ч)		
	линейные	трансформаторные	суммарные
Графического интегрирования	4,035	93,269	97,304
Эквивалентных сопротивлений	3,97	108,069	112,039
Процентное отношение (%)	1,6	15,8	15,1

Графическое изменение потерь активной электроэнергии во времени двумя методами по всей ВЛ показано на рисунке 2.

При минимальных нагрузках потери, полученные методом эквивалентных сопротивлений в четыре раза меньше потерь полученных графическим интегрированием, а при максимальных нагрузках в два раза больше. По результатам расчета видно, что основная погрешность ложится на трансформаторные участки. Это объясняется тем, что коэффициент загрузки распределительных трансформаторов изменяется во времени в широких пределах. На основании этого в работе предполагается, что при реальных расчетах потерь энергии $k_{\text{ф}}$ должен изменяться вдоль длины линии. Проанализируем изменение $k_{\text{ф}}$ вдоль длины линии (для ВЛ-291), по полученным результатам составим таблицу 2.

На основе полученных результатов можно предположить, что с удалением от головного участка коэффициент $k_{\text{ф}}$ уменьшается, что связано с учетом холостого хода и учетом графиков нагрузки каждого потребителя. В нашем случае разница между значениями $k_{\text{ф}}$ головного и наиболее удаленного участков составила 3,4 %. Следовательно,

для уточнения величины ΔW в формуле (2), необходим ввод корректирующего коэффициента, учитывающего изменение k_ϕ вдоль линии. Предлагается введение коэффициента равного отношению количества линейных участков, которые питают два и более трансформатора, к числу трансформаторных участков.

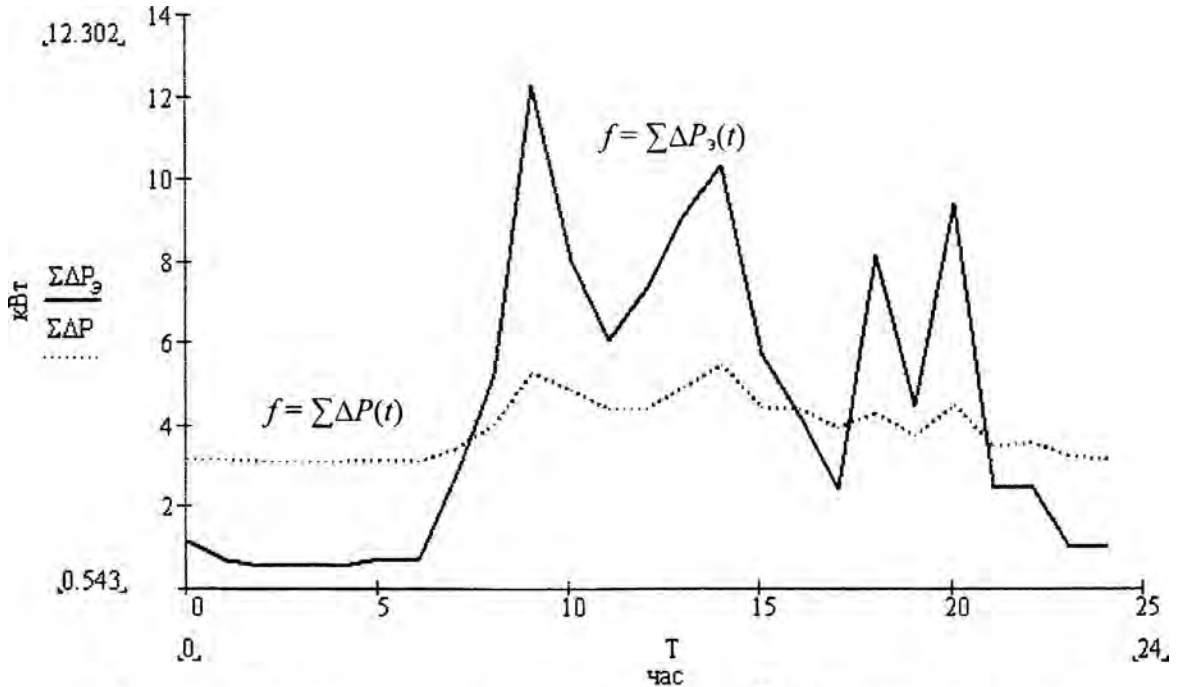


Рисунок 2. Изменение потерь электроэнергии за сутки: $\Sigma \Delta P$ – суммарные потери активной мощности методом графического интегрирования; $\Sigma \Delta P_3$ – суммарные потери активной мощности методом эквивалентных сопротивлений

Таблица 2. Изменения k_ϕ вдоль линии ВЛ-291

Участок	$P_{\text{ср кв}}$, кВт	$P_{\text{ср}}$, кВт	k_ϕ
1-2	144,627	129,821	1,114
2-3	86,315	78,254	1,103
3-4	74,215	67,407	1,101
4-5	62,153	56,227	1,105
5-6	36,585	33,992	1,076

Проверено предположение по ВЛ-291: отношение количества линейных участков к числу трансформаторных $\frac{5}{6} = 0,833$. Тогда уточненные потери электроэнергии по исследуемой ВЛ, полученные методом эквивалентных сопротивлений составят $112,039 \cdot 0,833 = 93,366$ кВт·ч. Процентная разница к эталонному (метод графического интегрирования) составила 4%. Результат получился более точный, на одиннадцать процентов от предыдущего расчета.

Исходными данными для проведенных исследований служит следующая исходная информация:

- топологическая и режимная информация по Ивацевичском РЭС;
- суточные графики по объектам Ивацевичского РЭС;
- каталоги проводов и трансформаторов.

Расчеты потерь электроэнергии производились с помощью системного комплекса «MathCAD».

Относительно проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- потери, полученные методом эквивалентных сопротивлений больше потерь полученных методом графического интегрирования на 15 %;
- коэффициент формы графика k_{ϕ} на головном участке ВЛ больше чем на остальных ветвях, максимальное отличие 3,4 %;
- предлагается введение корректирующего коэффициента в формулу (2) для уточнения k_{ϕ} и получения более точных результатов расчета методом эквивалентных сопротивлений.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
2. Жерко, О.А. Методическое пособие к курсовой работе по дисциплине «Автоматизация электрических сетей». – Минск: БНТУ, 2006. – 95 с.

УДК 621.3

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗВЕСТНЫХ СПОСОБОВ И УСТРОЙСТВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Высоцкая Т.В.

Научный руководитель – **МЫШКОВЕЦ Е.В.**

Современная энергосистема имеет сложно-замкнутые электрические сети с номинальными напряжениями 110–750 кВ. Такие сети, содержащие несколько номинальных напряжений, характеризуются высокой степенью неоднородности. В них естественное распределение мощностей значительно отличается от экономичного, соответствующего минимуму потерь мощности.

Для оптимизации режима в замкнутых неоднородных сетях могут быть применены следующие способы: управление генерацией на электростанциях, размыкание сетей в оптимальных местах, применение различных компенсирующих и регулирующих устройств.

В качестве критерия оптимального распределения активных мощностей между тепловыми электростанциями принимается минимальное значение суммарного расхода топлива в энергосистеме при соблюдении баланса мощности. Основным достоинством данного метода является то, что он не требует дополнительных капиталовложений. Однако такой способ управления потоками мощности позволяет оптимизировать потоко-распределение только для сети в целом, при этом в отдельных замкнутых контурах оно может не соответствовать минимуму потерь мощности. За счет генераторов электрических станций могут быть осуществлены также покрытие реактивных нагрузок потребителей и компенсация потоков реактивной мощности в элементах электрической сети. Однако выдача или потребление реактивной мощности генераторами в значительной степени ограничена режимом активной мощности.

К наиболее простым способам управления потоками мощности относится частичное размыкание сети. Для нахождения наиболее выгодных точек деления исследуемую схему сети принимают за однородную. Поскольку при экономичном распределении мощности пропорциональны активным сопротивлениям, расчетную схему составляют только с активными нагрузками подстанций и активными сопротивлениями. Потоко-

распределение в такой сети приближается к экономичному. По найденному потокораспределению определяют наименее нагруженную линию, примыкающую к точкам токораздела, и размыкают ее. Сравнивая потери мощности в полученном и исходном режимах для заданной неоднородной сети, устанавливают целесообразность такого деления. Если потери мощности в результате деления оказались меньше, чем в замкнутой сети, то аналогичным путем находят точку размыкания следующего контура и так далее.

Способ деления сети для повышения экономичности имеет ряд недостатков. Места деления зависят от величины нагрузок потребителей и нагрузок электростанций, поэтому при изменении режима энергосистемы места размыкания должны перемещаться, это требует организации автоматики включения резерва в каждой точке размыкания. Отключение части линий приводит к снижению надежности электроснабжения отдельных узлов нагрузки и снижению устойчивой работы отдельных частей системы.

Согласно [1] по способу воздействия на систему регулирующие устройства можно разделить на четыре группы.

К первой группе относятся сосредоточенные устройства, воздействующие на систему путем изменения собственной реактивной мощности. Такими устройствами являются синхронные компенсаторы, управляемые батареи статических конденсаторов, управляемые реакторы.

Влияние второй группы, к которой можно отнести фазосдвигающие устройства, проявляется в изменении эквивалентных параметров собственно линий электропередачи с фазовым сдвигом, за счет чего регулируется баланс реактивной мощности и соответствующее воздействие на систему. Сюда же можно отнести изменение реактивного сопротивления линий электропередачи традиционной конструкции с помощью устройств продольной компенсации (УПК) и реакторов продольного включения.

Третья группа регулирующих устройств характерна тем, что в соответствующих частях системы создается дополнительная ЭДС, влияющая на перераспределение реактивных и активных мощностей. Такими устройствами служат трансформаторы и автотрансформаторы с РПН, трансформаторы поперечного и продольно-поперечного регулирования. Сюда же можно отнести и преобразовательные мосты электропередач и вставок постоянного тока, с помощью которых можно управлять потоками активной мощности, а через ее величину воздействовать также на баланс реактивной мощности.

И, наконец, к четвертой группе относятся устройства, способные достаточно длительно накапливать активную энергию, которая затем может быть использована для повышения качества переходных процессов, надежности электроснабжения и выравнивания графиков активной нагрузки системы. Такими устройствами являются сверхпроводящие линии электропередачи, представляющие собой распределенные (линейные) накопители энергии.

Использование управляемых электропередач с переменным фазовым сдвигом, гибких электропередач, вставок постоянного тока и сверхпроводящих линий для оптимизации покораспределения требует значительных капитальных вложений. В большинстве случаев полноценной заменой данным устройствам является установка в расщелку линии различных трансформаторных устройств управления потоками мощности. Известно большое количество схем таких устройств. Условно их можно классифицировать по следующим признакам:

- по способу установки (подключенные к силовому трансформатору (автотрансформатору) и самостоятельные устройства);
- по напряжению на контактах переключателя ответвлений (устройства с фазным потенциалом на контактах переключателя ответвлений и устройства с пониженным потенциалом на контактах переключателя ответвлений);

– по способу регулирования напряжения (устройства со ступенчатым регулированием (трансформаторные устройства с ПБВ, РПН или тиристорным управлением), нерегулируемые (или регулируемые с помощью выключателей), с плавным регулированием напряжения);

– по расчетной мощности устройств (магнитопродовод может рассчитываться на полную проходную мощность устройства или на ее часть).

Из всех схем данных устройств более предпочтительными являются устройства с пониженным потенциалом на контактах переключателя ответвлений и с расчетной мощностью магнитопровода меньшей, чем проходная мощность устройства, так как при этом снижается их стоимость. Остальные параметры зависят от требуемого места установки устройства и режима регулирования напряжения.

Кроме того, относительно дешевым способом оптимизации потокораспределения может оказаться применение УПК и реакторов продольного включения. Однако при их использовании нужно учитывать, что сильное снижение сопротивлений линий приводит к росту токов короткого замыкания. При увеличении сопротивления снижается устойчивость а также чувствительность защит к токам коротких замыканий.

Проанализировав возможность применения изложенных выше способов и устройств управления потоками мощности для оптимизации потокораспределения в сетях Белорусской энергосистемы можно отметить следующее:

1. Оптимизация потокораспределения реактивных мощностей с помощью генераторов электрических станций, синхронных компенсаторов, различных устройств поперечной компенсации и регулирования продольных коэффициентов трансформации на силовых трансформаторах в Белорусской энергосистеме широко используется в настоящее время, поэтому в данном исследовании дополнительная проверка по данным устройствам не проводилась.

2. Из всех возможных способов оптимизации потокораспределения активных мощностей в настоящее время используются управление генерацией на электростанциях и коэффициентами трансформации на силовых трансформаторах, а также размыкание сети (последний используется в сетях с номинальным напряжением до 110 кВ включительно).

3. Результаты численных экспериментов проведенных с режимами зимнего максимума и минимума, а также летнего максимума и минимума Белорусской энергосистемы показали:

– для оптимизации потокораспределения в системообразующей сети возможно применение устройств с углами сдвига фаз напряжения порядка $5-10^\circ$ при этом имеет место снижение потерь до 1 МВт (для одиночных устройств в режиме максимальных нагрузок);

– в большинстве случаев требуется наличие устройства РПН, так как в разных режимах оптимальные значения углов (и соответственно коэффициентов трансформации) отличаются;

– на части ветвей применение реакторов продольного включения позволяет добиться того же снижения потерь, что и применение трансформаторных устройств, при этом в большинстве случаев регулирование сопротивления не требуется;

– применение УПК оказалось неэффективным, снижение потерь почти во всех случаях оказывается в пределах погрешности использованной программы расчета режимов;

– применение трансформаторных устройств и продольных реакторов вместо замыкания контуров позволяет добиться практически того же снижения потерь.

На рисунке 1 приведена схема одного из трансформаторных устройств, которые можно применить для управления потокораспределением в замкнутой сети [2].

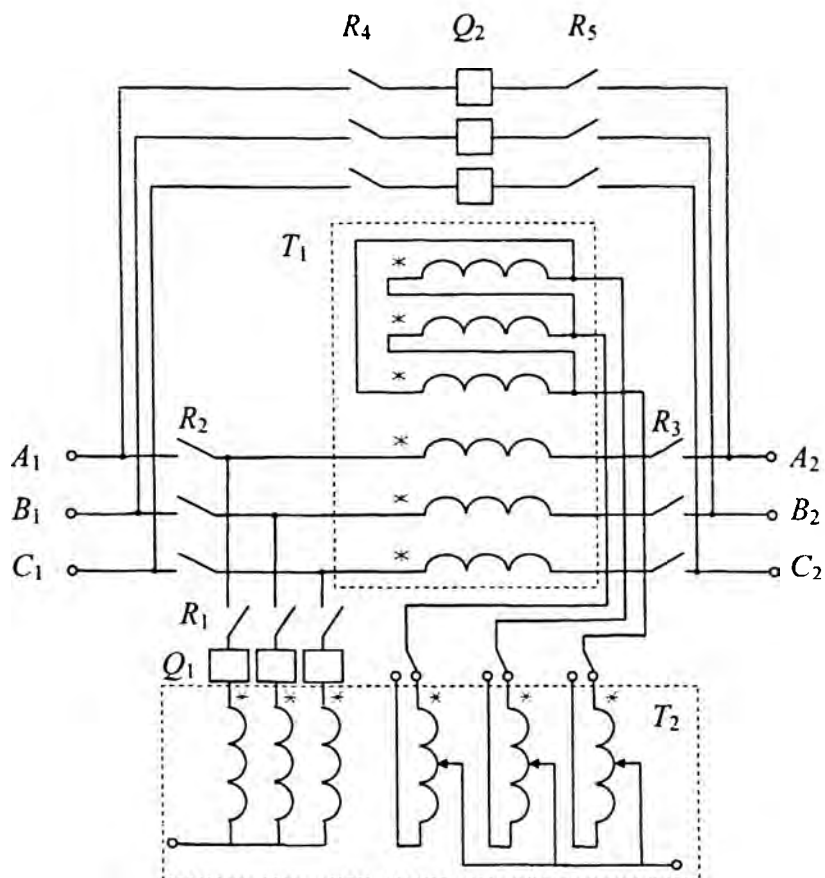


Рисунок 1. Схема двухтрансформаторного устройства поперечного регулирования напряжения

Литература

1. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т. Передача энергии и электропередачи: Учеб. пособие для студентов энергет. специальностей вузов. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003. – 544 с.
2. Пекелис, В.Г., Мышковец, Е.В. Управление потоками активной мощности в замкнутых электрических сетях белорусской энергосистемы // Наука – энергетике 1999–2000: сборник научных трудов. – Минск: Институт тепло- и массообмена им. В.А. Лыкова НАНБ, 2001. – С. 29–35.

Секция 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

УДК 621.316.925

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Ботян О.И., Сырокваш А.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ТИШЕЧКИН А.А.

Для защиты линий от междуфазного коротких замыканий (КЗ) может использоваться комплектное устройство защиты и автоматики линий 6–10 кВ SPAC 801-01.

Устройство SPAC 801 обеспечивает:

- обмен информацией с верхним уровнем АСУ ТП;
- местное или дистанционное управление выключателем;
- необходимые защитные функции;
- регистрацию аварийных параметров;
- гибкую программируемую логику;
- блокирование от многократных включений выключателя;
- двукратное автоматическое повторное включение выключателя (АПВ);
- формирование сигнала УРОВ при отказе выключателя;
- ускорение действия второй ступени МТЗ;
- предупредительную и аварийную сигнализацию действия защит и автоматики;
- контроль исправности цепей управления выключателя;
- постоянный самоконтроль аппаратной и программной части устройства;
- прием входных сигналов от внешних устройств количеством не более 16;
- управление выходными реле с количеством не более 16;
- формирование сигнала запрета АПВ от защит и внешних сигналов;
- подсчет количества попыток АПВ.

Устройство SPAC 801 представляет собой набор блоков (рисунок 1), конструктивно объединенных в кассете и выполняющих все необходимые функции защиты, управления и автоматики присоединения.

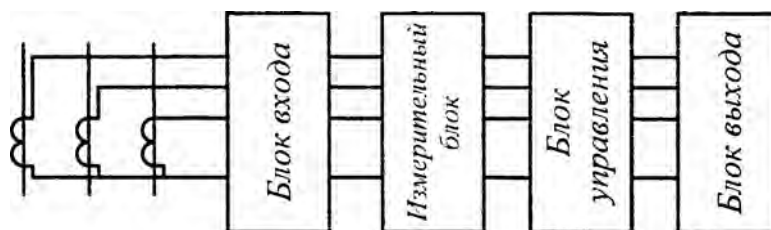


Рисунок 1. Структурная схема SPAC 801

В состав устройства входят следующие блоки:

- блок входных трансформаторов;
- блок питания;
- блок измерительный;
- блок управления;
- блоки входных сигналов (входов);
- блоки выходных реле (выходов).

Блок входов: Устройство SPAC 801 содержит два блока входных сигналов по восемь в каждом. Каждый из блоков входов типа P1450 конструктивно состоит из общей платы, на которую устанавливается восемь дополнительных плат меньшего размера. Блок разделен на три изолированные группы, одна из которых состоит из пяти приемных сигналов, другая – из двух и последняя – из одного сигнала. Это позволяет подключать устройство к разным целям оперативного питания. В пределах группы сигналы имеют гальваническую связь по питанию. При необходимости питание групп можно объединять. Входные цепи отделены от внутренних цепей устройства оптоэлектронными преобразователями, обеспечивающими необходимый уровень изоляции.

Измерительный блок выполняется в виде самостоятельного устройства на микропроцессорной элементной базе. Он имеет независимую систему самоконтроля, которая обеспечивает высокую надежность блока благодаря постоянному контролю аппаратной и программной части.

Блок обеспечивает преобразование сигналов от промежуточных трансформаторов в последовательность двоичных кодов и сравнение их с уровнем уставок. В случае превышения уставки в регистры памяти записываются параметры аварийного режима, и формируется логический сигнал, который поступает на вход блока управления.

Блок управления: Блок выполнен на микропроцессорной элементной базе с использованием отечественных и ряда импортных комплектующих. Аппаратно он выполнен в виде отдельного съемного блока логики типа L2210, устанавливаемого по направляющим в кассету. Блок содержит микро-ЭВМ, постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), энергонезависимое ОЗУ (РПЗУ), узел индикации (светодиоды и четырехразрядный дисплей), элементы управления (кнопки «программ» и «сброс/шаг»), системы самоконтроля и ряд других элементов для функционирования блока.

Блок выходов: Устройство SPAC 801 содержит два блока выходных реле по восемь реле в каждом. Блок выходов типа P1430 имеет три мощных реле, максимальный ток отключения которых не более 1 А при постоянном напряжении 220 В, позволяющих воздействовать на электромагниты выключателя. В состав этого блока входят еще четыре менее мощных реле для действия на цепи сигнализации и автоматики, а также двухпозиционное реле фиксации команд. Реле имеют различные типы контактов. Назначение выходов строго фиксировано.

Одной из функций устройства является ступенчатая защита от междуфазных КЗ.

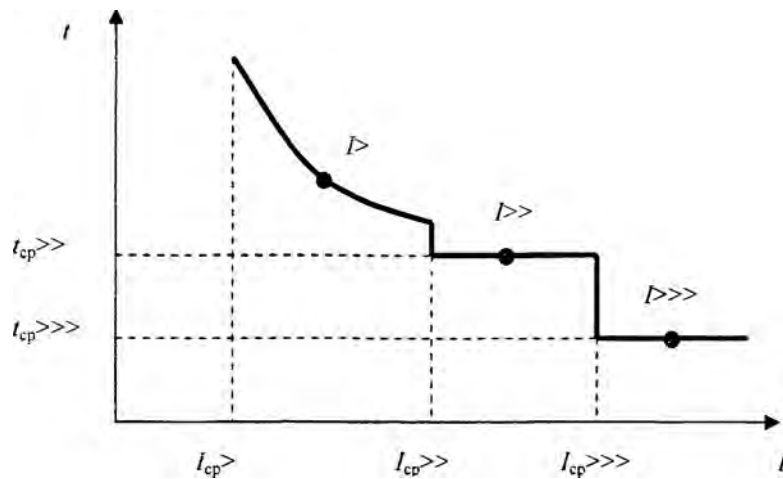
Защита от междуфазных замыканий может работать в одно-, двух- и трехфазных исполнениях. Защита состоит из трех ступеней: первой ($I >>>$), второй ($I >>$) и третьей ($I >$).

Ступени запускаются, когда ток одной или нескольких фаз превысит величину уставки соответствующей ступени. При запуске ступеней начинается отсчет выдержки времени и появляется соответствующий код на дисплее. По истечении времени, определяемого уставкой по времени срабатывания, происходит срабатывание защиты. Благодаря уставке программных переключателей сигналы могут выдаваться на требуемые выходные реле.

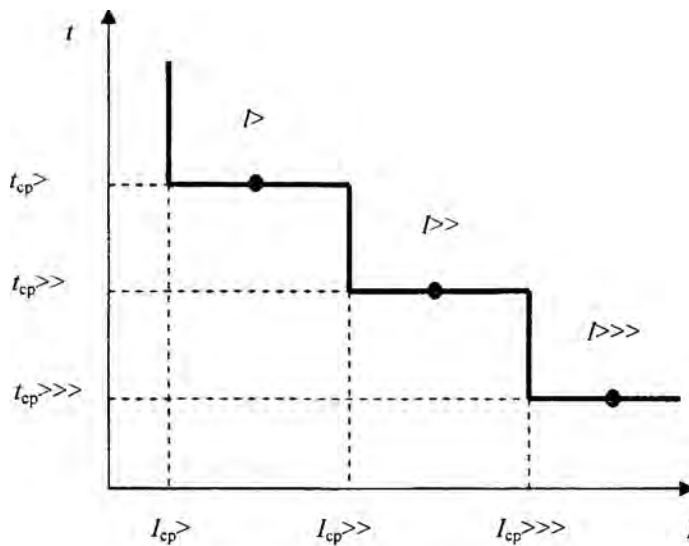
Действие второй и третьей ступеней может быть заблокировано.

Третья ступень имеет независимую и обратнoзависимые характеристики срабатывания: четыре типа обратнoзависимых характеристик, соответствующих стандарту МЭК, две характеристики специального типа. Вид характеристики срабатывания устанавливается переключателями. Вид характеристик приведен на рисунке 2.

Действие третьей ступени при обратнoзависимых характеристиках срабатывания блокируется при запуске второй и первой ступеней, в этом случае время срабатывания определяется уставками этих ступеней.



Обратнозависимая характеристика третьей ступени $I>$



Независимая характеристика третьей ступени $I>$

Рисунок 2. Вид характеристик трехступенчатых токовых защит от междуфазных замыканий

Уставки по току и времени срабатывания могут изменяться следующими способами:

- с помощью кнопок на лицевой панели устройства;
- с помощью персонального компьютера;
- с диспетчерских пунктов по последовательной линии связи.

УДК 621.31

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ МИНИ-ТЭЦ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Дервоед В.А.

В настоящее время 90 % потребности топлива в энергетике Беларуси покрываются за счет поставок Российского природного газа, цена на который существенно воз-

росла. В этой связи для Республики Беларусь особенно актуально проектирование и строительство максимально возможными темпами когенерационных энерготехнологических установок и комплексов, обеспечивающих по сравнению с традиционной энергетикой существенную экономию топлива, низкую себестоимость электроэнергии, значительно меньшие сроки окупаемости при более коротких сроках строительства и меньших капиталовложениях на единицу вводимой мощности.

Белорусская экономика характеризуется, с одной стороны, низкой энергоэффективностью (т. е. потреблением электроэнергии на единицу ВВП), а с другой – наличием достаточно высокого неиспользованного потенциала для сокращения издержек за счет снижения энергопотребления.

В соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах энергоемкость ВВП предполагается снизить на 25 %. В Государственной программе выделены такие приоритетные направления повышения эффективности использования энергоресурсов, как снижение энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве (в т. ч. в системе централизованного отопления), уменьшение потерь и расходов энергоресурсов при их транспортировке, а также ряд других мероприятий стимулирующих энергосбережение.

Беларусь обладает значительным потенциалом для когенерации. Одной из наиболее энергоемких отраслей промышленности является промышленность строительных материалов и, прежде всего, производство цемента. Суммарные затраты энергии на производство одной тонны цемента на предприятиях республики составляют 229–258 кг у.т./т. Поэтому помимо традиционного направления (снижение влажности исходного сырья), перспективным можно считать направление, при котором совместно производится тепловая и электрическая энергия на самом промышленном предприятии. Так первая из построенных в нашей республике на Белорусском цементном заводе когенерационная энерготехнологическая установка мощностью 16 МВт экономит 23 тысячи т у.т. в год.

Однако несмотря на очевидность технико-экономической целесообразности использования когенерационных установок в настоящее время в нашей стране отсутствует нормативно-техническая база когенерации. Проблемы нормативно-технической базы когенерации начинаются с терминологии. Термин «мини-ТЭЦ» используется практически всеми владельцами объектов малой энергетики и широко применяется в технической литературе и периодической печати, но он отсутствует в нормативной документации. Очевидно также, что организация работы установок небольшой мощности может быть более простой в сравнении с установками значительной мощности. Существуют некоторые проблемы и с загрузкой электрогенерирующего оборудования. Техно-экономические показатели когенерационной установки тем лучше, чем выше загрузка оборудования в течение года. Графики потребления электроэнергии и теплоты предприятием, которое имеет или собирается построить мини-ТЭЦ, обычно переменные в связи с сезонностью и сменностью работы энергопотребляющего оборудования. Улучшение показателей установки было бы возможно при реализации избытков производимой электроэнергии и теплоты через сети сторонним потребителям. Существующее законодательство напрямую не запрещает продавать возникающие излишки теплоты или электроэнергии, однако до сих пор не отработан механизм продажи, и, главное, возникает проблема согласования подключения (получения технических условий) к электрическим сетям с основным поставщиком электроэнергии.

К наиболее перспективным объектам для внедрения когенерации на сегодняшний день можно отнести производственные и районные котельные, имеющие значительные

тепловые нагрузки. Установка когенерационных установок при таких котельных увеличивает объем потребляемого топлива на 5–10 %, при этом в значительной степени производится покрытие собственных нужд по электроэнергии котельной, а иногда и предприятия, на территории которого находится котельная, или других объектов того же ведомства. Удельная стоимость установленной электрической мощности приблизительно в два раза меньше в сравнении с вариантом создания мини-ТЭЦ на новом месте, что связано с наличием необходимого пара и сетевой инфраструктуры котельной. Внедрение когенерации на действующих котельных может способствовать решению проблем повышения энергоэффективности в республике.

Так в ноябре 2006 года на Белорусском газоперерабатывающем заводе (БГПЗ) Республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть» официально введена в эксплуатацию когенерационная мини-ТЭЦ на попутном газе электрической мощностью 21 МВт и тепловой мощностью 22 МВт.

В настоящее время в нашей стране выполняется ряд проектов по переводу котельных в мини-ТЭЦ с использованием когенерационных газопоршневых установок электрической мощностью 200–500 кВт.

Литература

1. Наш вклад в обеспечение энергетической безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bsuir.by> – Загл. с экрана.
2. Повышение энергоэффективности экономики РБ: план экономических мероприятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.reenergy.by>. – Загл. с экрана.
3. Когенерация в цементном производстве республики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bsc.by>. – Загл. с экрана.
4. Мини-ТЭЦ – реальный путь энергообеспечения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.arendator.net.ua>. – Загл. с экрана.

УДК 621.316

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Дерюгина Е.А.

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроэнергетических систем, влияющие на надежность их работы и на безопасность обслуживающего персонала [1]. Само заземляющее устройство любого вида состоит из заземлителя, располагаемого в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Множество заземлителей условно делят на две группы. К первой группе относят простые заземлители, состоящие всего из одного электрода, выполненного, например, в виде полусферы, вертикального или горизонтального кругового цилиндра, круглой пластины, тора и т. д. Вторая группа включает сложные заземлители, состоящие из различных комбинаций горизонтальных и вертикальных электродов. Если все электроды (элементы) сложного заземлителя расположены горизонтально и образуют в плане замкнутый контур с внутренними перемычками, то его называют заземляющей сеткой, а при наличии также и вертикальных электродов – комбинированным заземлителем.

Основная рабочая функция заземляющих устройств заключается в обеспечении проводимости цепи замыкания, достаточной для срабатывания устройств релейной защиты, на заземленный корпус или землю. Поэтому важнейшей электрической характеристикой заземляющего устройства является проводимость заземляющего устройства

G_{3y} или обратная ей величина R_{3y} – сопротивление заземляющего устройства, равное [2]

$$R_{3y} = R_3 + R_{3П}, \quad (1)$$

где R_3 – сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю (сопротивление заземлителя);

$R_{3П}$ – сопротивление заземляющих проводников.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю формируется всей зоной растекания тока – объемом земли, начиная от поверхности заземлителя, электрический потенциал ϕ которого при прохождении тока I_3 в землю равен ϕ_3 , и до зоны, в которой ϕ практически равен нулю (зона нулевого потенциала), т. е. возникает заметный градиент потенциала при стекании тока с заземлителя. В соответствии с законом Ома сопротивление заземлителя равняется отношению потенциала $\phi_{3\max}$ в месте ввода тока в заземлитель к току I_3 , выходящему из заземлителя в землю, [2]

$$R_3 = \frac{\phi_{3\max}}{I_3}. \quad (2)$$

Потенциал $\phi_{3\max}$ численно равен напряжению на заземлителе U_3 , возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой входа тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала. Поэтому обычно формулу (2) записывают в виде

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}. \quad (3)$$

При протекании больших импульсных токов через заземлитель сопротивление импульсному току $R_{ИЗ}$ будет отличаться от его сопротивления стационарному току R_3 , которым обычно оперируют в расчетах. Связь между ними выражается уравнением [2]

$$R_{ИЗ} = \alpha_{И} R_3, \quad (4)$$

где $\alpha_{И}$ – коэффициент импульса.

Коэффициент импульса может быть меньше единицы при сосредоточенных заземлителях и больше единицы при заземлителях больших размеров. Кроме того, на значение коэффициентов импульса оказывает влияние удельное сопротивление грунта. Его снижение более существенно уменьшает сопротивление стационарному току и в меньшей степени импульсному.

Электрозащитная функция заземляющего устройства состоит в ограничении до допустимых пределов напряжения, под которое может попасть человек, прикоснувшийся к заземленному корпусу электроустановки (к металлическим конструктивным частям электроустановки, нормально не находящимся под напряжением), во время замыкания фазы на корпус или землю.

Напряжением прикосновения $U_{п}$ называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении к ним человека:

$$U_{п} = \alpha_{п} R_3 I_3, \quad (5)$$

где $\alpha_{п}$ – коэффициент прикосновения.

Напряжением шага $U_{ш}$ называется напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека:

$$U_{ш} = \alpha_{ш} R_3 I_3, \quad (6)$$

где $\alpha_{ш}$ – коэффициент шага.

Очевидно, что основными характеристиками, по которым можно установить рабочие и электротехнические качества заземляющих устройств, являются R_3 , $U_{п}$ и $U_{ш}$, найденные в расчетном сезоне при расчетном значении тока I_3 .

Значения $U_{п}$ и $U_{ш}$ зависят от характера поля тока, выходящего из заземлителя в землю, и от характера поля тока, выходящего с ног человека в землю, и сопротивления тела человека, являющегося функцией тока, проходящего по его телу. Следовательно, чтобы рассчитать сопротивление заземляющего устройства и напряжения прикосновения и шага, необходимо уметь рассчитывать электрические поля токов, выходящих из заземлителей в землю. Решение этой задачи составляет значительную часть, теории заземляющих устройств.

Требуемые значения электрических характеристик заземляющих устройств должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях [1], т. е. непрерывно во времени и при возможном наибольшем расчетном токе, стекающем с заземлителя в землю. Введение этого требования вызвано закономерными циклическими сезонными изменениями параметров электрической структуры земли, приводящими к закономерным изменениям электрических характеристик заземляющих устройств. Причем в процессе этих изменений наступает сезон, во время которого соответствующая характеристика заземляющего устройства принимает наибольшее значение.

Работоспособность заземляющих устройств может быть обеспечена только, если имеется возможность точного определения их характеристик и картины распределения токов замыканий по элементам устройства.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
2. Бургсдорф, В.В., Якобс, А.И. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 400 с.

УДК 621.316

СПОСОБЫ ОТСТРОЙКИ ОТ БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ЗАЩИТАХ

Сингаевская Е.М.

Научный руководитель – БУЛОЙЧИК Е.В.

Одним из основных требований к дифференциальной защите силового трансформатора является быстрое и правильное распознавание броска тока намагничивания (БТН). Многообразие форм и значений тока с учетом разновременности включения фаз и степени насыщения трансформаторов тока обуславливает сложность выявления данного режима.

БТН появляется при включении силового трансформатора под напряжение или восстановлении напряжения при отключении внешних КЗ. Он обусловлен появлением свободной аperiodической составляющей в магнитном потоке, приводящей к насыщению магнитопровода. Наибольший БТН возникает в ненагруженном трансформаторе при включении на холостой ход.

Форма БТН существенно не синусоидальна. В общем случае в БТН содержится большая аperiodическая составляющая, гармоники основной частоты и высшие гармоники. Соотношения между этими составляющими для различных фаз отличаются и зависят от: схем соединения силового трансформатора и трансформаторов тока, насыщения трансформаторов тока, неодновременности включения фаз, режима заземления нейтрали силового трансформатора и др. По форме БТН может быть как однополярным и содержать большую аperiodическую составляющую, так и разнополярным, когда аperiodическая составляющая очень мала.

БТН протекает только в одной обмотке трансформатора со стороны питания.

Рассмотрим способы отстройки от БТН, получившие наибольшее распространение. Они наиболее просты в реализации и основаны на контроле признаков дифференциального тока.

1. Гармоническое торможение осуществляется благодаря относительно большому (не менее 17 %) содержанию второй гармоники по отношению первой в дифференциальном токе. Этот способ широко используется ведущими зарубежными производителями цифровых защит и будет рассмотрен ниже более подробно. Недостатком является возможность задержки срабатывания защиты в режиме КЗ, сопровождающимся насыщением трансформаторов тока. Для исключения этого недостатка в схеме защиты может предусматриваться дополнительная ступень (дифференциальная токовая отсечка, отстройка от БТН для которой осуществляется по току срабатывания).

2. Признаки, основанные на анализе формы БТН, например, временные интервалы, включающие длительность бестоковых пауз, длительность импульсов на различных уровнях замера, соотношение указанных интервалов и т. д. При этом возможен отказ защиты при внутренних КЗ большой кратности, когда во вторичных токах могут появляться значительные бестоковые паузы, а в трансформированных БТН они могут исчезнуть. В связи с этим в некоторых защитах применяются корректирующие звенья.

3. Комбинированные способы используют сочетание признаков гармонического состава и временных интервалов.

Как указывалось ранее в большинстве цифровых защит для отстройки от БТН используется вторая гармоника, которая присутствует в БТН независимо от его величины и формы. Блокировка защиты основана на контроле отношения действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока. Срабатывание защиты блокируется, если контролируемое соотношение превышает уставку, до тех пор, пока соотношение не опустится ниже уставки. В некоторых терминалах предусмотрен специальный анализ дифференциального тока, особенности формы кривой и скорости нарастания мгновенного дифференциального тока, позволяющий снимать блокировку по второй гармонике, если ее появление вызвано не БТН, а насыщением трансформаторов тока аperiodической составляющей тока КЗ. («Сирус-Т»).

Аналитические методы расчета БТН достаточно сложны и трудоемки. Поэтому переходные процессы при включении трансформатора на холостой ход и различных видах КЗ были исследованы методом вычислительного эксперимента на базе комплексных математических моделей реализованной на ПЭВМ.

Характерная форма БТН представлена на рисунке 1.

При анализе поведения дифференциальной защиты следует учитывать влияние схем соединения в трехфазные группы трансформаторов тока на величину и форму БТН. При соединении трансформатора тока в звезду (рисунок 1а) значительно уменьшается нагрузка на трансформаторы тока и степень их насыщения, степень искажения формы вторичных токов, и, как следствие, улучшается работа измерительного органа основанная на анализе формы БТН.

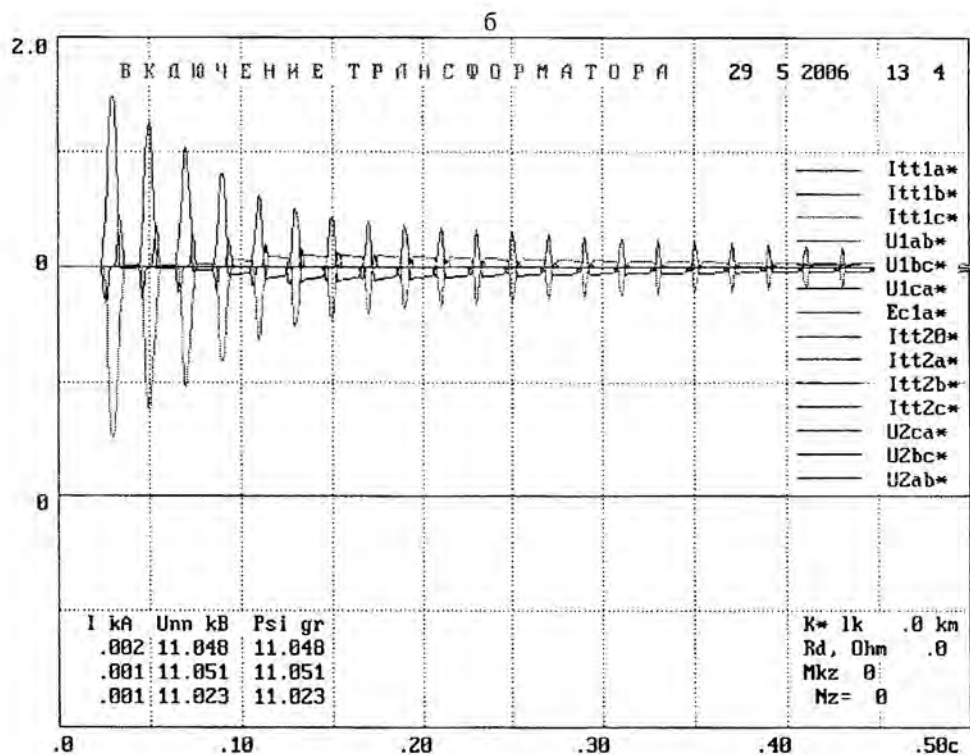
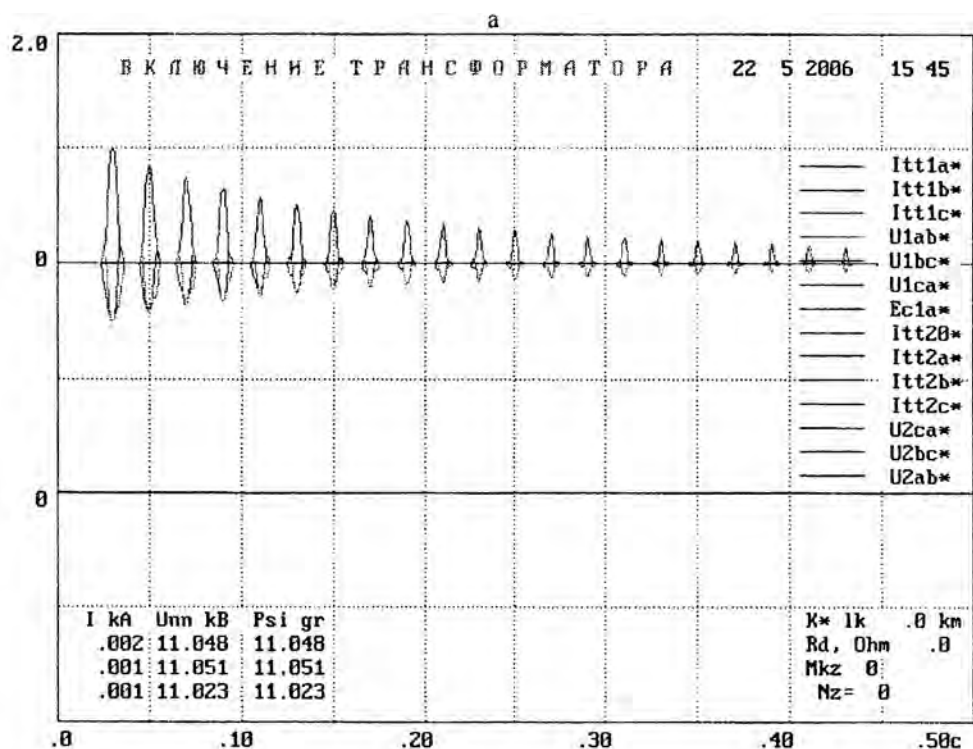


Рисунок 1. БТН: а – при соединении ТА в звезду;
б – при соединении ТА в треугольник

При соединении трансформаторов тока в треугольник апериодическая составляющая БТН сильно поглощается ветвью намагничивания, и во вторичных токах появляются обратные полуволны, что сильно усложняет работу измерительного органа. Поэтому трансформаторы тока надо соединять в звезду независимо от схемы соединения силового трансформатора, а компенсацию фазового сдвига производить программно.

На рисунке 2 показано отношение гармоник при БТН, трансформаторы тока соединены в звезду и треугольник соответственно. Видно что относительное содержание второй гармоники для трех фаз *A, B, C* в общем случае различны и меняются в течение переходного процесса, но они достаточны для надежного блокирования защиты.

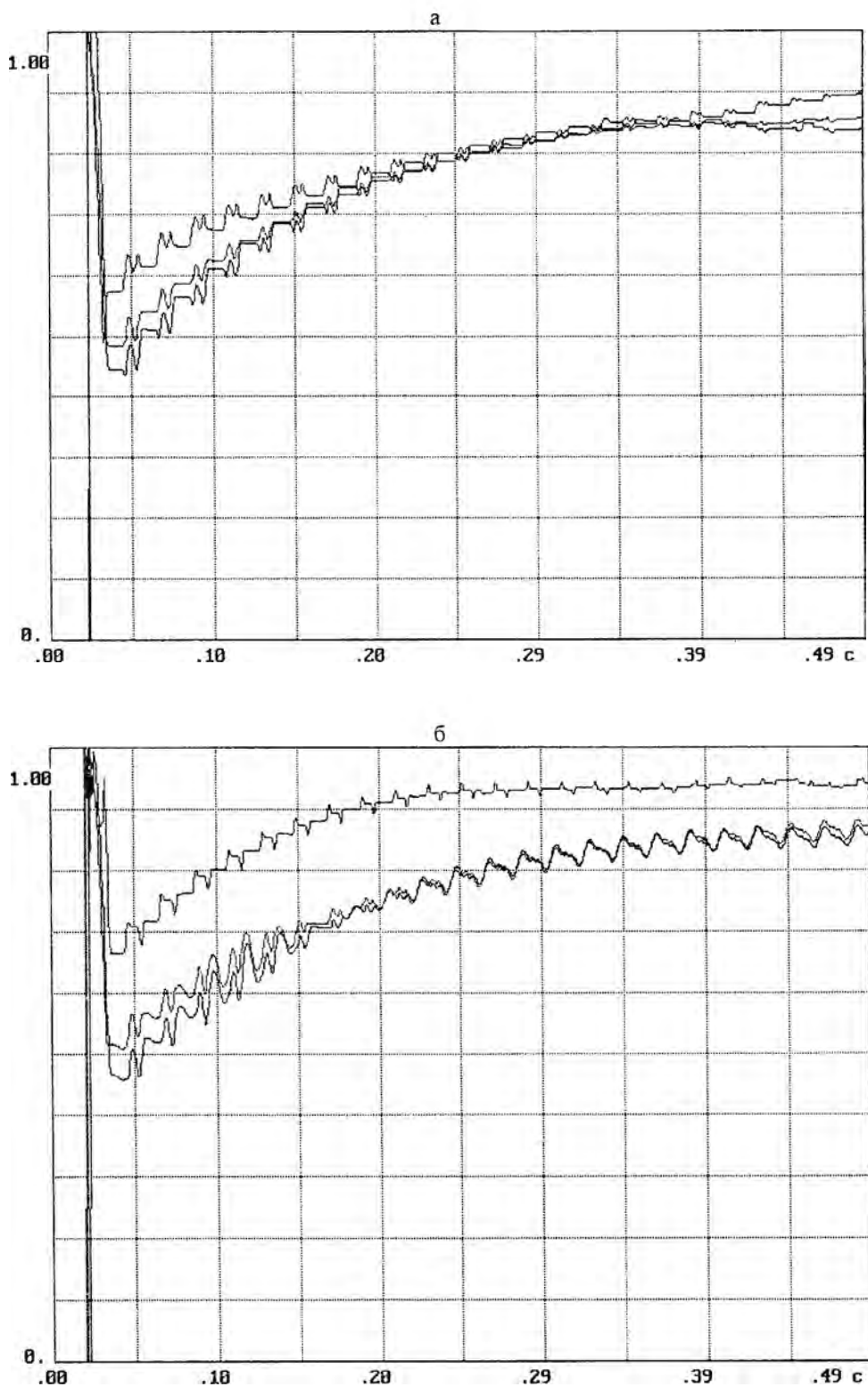


Рисунок 2. Относительное содержание второй гармоники при БТН:
а – при соединении ТА в звезду; б – при соединении ТА в треугольник

На рисунке 3 показано относительное содержание второй гармоники при трехфазном КЗ в зоне и вне зоны действия защиты соответственно.

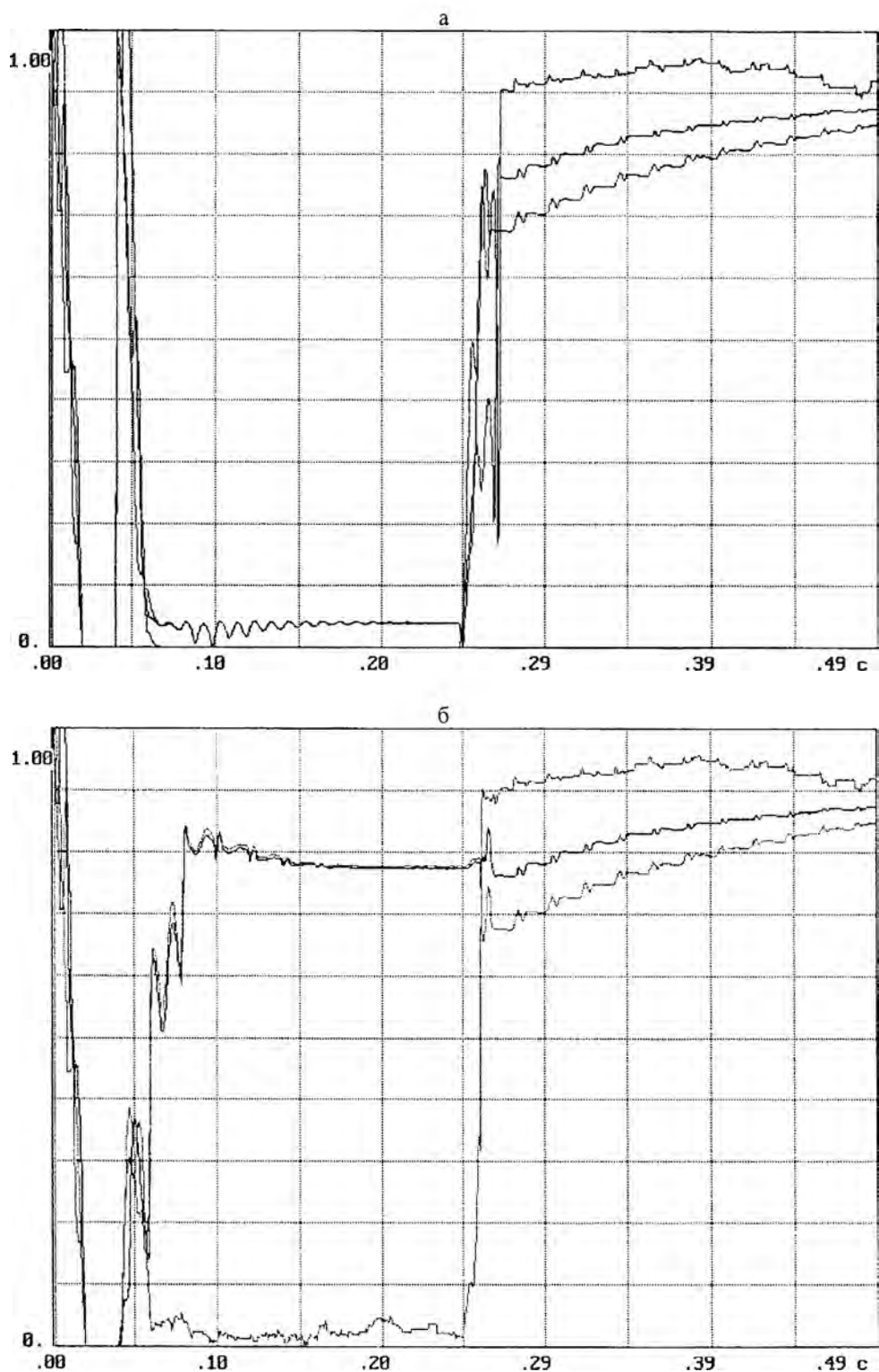


Рисунок 3. Относительное содержание второй гармоники во время КЗ и при его отключении: а – КЗ в зоне действия защиты; б – внешнее КЗ

Если короткое замыкание произошло в зоне действия защиты, то относительное содержание второй гармоники в токе КЗ мало и защита надежно срабатывает. Это от-

ношение резко возрастает после отключения повреждения. В режиме внешнего КЗ, при насыщении трансформаторов тока значение отношения гармоник может быть велико и приводить к срабатыванию блокировки, тем самым повышая надежность отстройки защиты от внешних КЗ.

Литература

1. Засыпкин, А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
2. Дьяков, А.Ф., Овчаренко, Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
3. Гловацкий, В.Г., Пономарев, И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. – 3 электронная версия. – Киев: Энергомашвин, 2003. – 535 с.
4. Дифференциальное реле защиты трансформатора ТЗ5, версии 4.4. Руководство по использованию серии УР, GE. – 2005. – 130 с.
5. Дифференциальная защита 7UT612, версия 4.0. Руководство по эксплуатации. – Siemens, 2003. – 498 с.
6. Терминал защиты трансформатора RET 521*RU. Руководство по эксплуатации. – АВВ, 2004.
7. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2005. – 68 с.

УДК 621.316.5

УРОВНИ ТОКОВ И МОЩНОСТИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭНЕРГОУСТАНОВКАХ И СПОСОБЫ ИХ ОГРАНИЧЕНИЯ

Гоголинский О.Н., Агеенко Ю.Н.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СИЛЮК С.М.

В процессе эксплуатации ЭЭС одной из основных причин нарушения нормального режима работы отдельных электроустановок и системы в целом являются возникающие КЗ, которые представляют собой всякое случайное или преднамеренное не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек, не принадлежащих одной фазе, электроустановки между собой или землей.

Расчеты токов КЗ необходимы для следующих конечных целей:

- сопоставления оценки и выбора схем электрических соединений ЭЭС;
- выбора электрических аппаратов электроустановок по условиям термической и электродинамической стойкости;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики ЭЭС;
- определения влияния токов КЗ на линии связи;
- оценки устойчивости работы ЭЭС;
- разработки мероприятий по координации и оптимизации значений токов КЗ;
- проектирования заземляющих устройств;
- выбора разрядников;
- анализа аварий в электроустановках;
- проведения различных испытаний в ЭЭС.

К методам ограничения уровней токов КЗ относится:

- выбор структуры и схемы электрических соединений элементов ЭЭС;
- стационарное и автоматическое деление электрической сети;
- выбор режима ее эксплуатации;
- выбор схем коммутации;
- применение оборудования с повышенным электрическим сопротивлением;
- использование быстродействующих коммутационных аппаратов;

– изменение режима нейтрали элементов сети.

Снижение уровня мощности КЗ на выводах понижающих трансформаторов определяется выражениями:

– для двухобмоточных трансформаторов:

$$\frac{S''_{k2}}{S''_{k1}} = \frac{1}{1 + \frac{U_k S''_{k1}}{100 S_{\text{тр ном}}}}$$

– для трехобмоточных трансформаторов:

$$\frac{S''_{k2}}{S''_{k1}} = \frac{1}{1 + \frac{2U_{k \text{ в-н}} S''_{k1}}{100 S_{\text{тр ном}}}}$$

$$\frac{S''_{k3}}{S''_{k1}} = \frac{1}{1 + \frac{U_{k \text{ в-с}} S''_{k1}}{100 S_{\text{тр ном}}}}$$

Уровни токов КЗ в узлах нагрузки зависят от структуры ЭЭС, параметров ее сетей и состава электроприемников. При проектировании установление оптимального уровня токов КЗ в каждом узле ЭЭС предусматривает анализ более широкого ряда показателей, к которым относятся технические и стоимостные показатели выпускаемого промышленностью электрооборудования, проводников и токоограничивающих устройств, категория бесперебойности электроснабжения и его надежность, устойчивость двигательной нагрузки, работоспособность релейной защиты, качество напряжения у потребителей, пуск и самозапуск мощных электродвигателей, потеря мощности и энергии в сетях, ущерб от перерывов в электроснабжении.

Таким образом, при проектировании ЭЭС может ставиться технико-экономическая задача снижения уровней токов КЗ в конкретных узлах до оптимальных. Ее целевой функцией являются приведенные затраты

$$Z(S_k) = \sum (K_i P_i + K_{\Delta i} P_{\Delta i}) + C_{\Sigma} + Y_{\Sigma},$$

где K_i – основные капитальные вложения в электрооборудование ЭЭС (трансформаторы, РУ, электрические аппараты, ЛЭП);

$K_{\Delta i}$ – дополнительные вложения в специальное оборудование (надбавки за специальное использование трансформаторов и токоограничивающих коммутационных аппаратов; стоимость токоограничивающих и дугогасящих реакторов, различного вида токоограничивающих устройств, а также устройств, обеспечивающих нормированные значения показателей качества электрической энергии, пусковых устройств и средств АРВ мощных электродвигателей);

$P_i, P_{\Delta i}$ – суммарные коэффициенты отчислений от основных и дополнительных капитальных вложений в электрооборудование и его строительную часть;

C_{Σ} – суммарные эксплуатационные расходы по освоенному и специальному электрооборудованию и стоимость потерь электрической энергии;

Y_{Σ} – суммарный ущерб при снижении уровней мощностей КЗ от перерывов в электроснабжении, нарушений устойчивости двигательной нагрузки, снижения надежности электроснабжения и от ухудшения качества электрической энергии у потребителей.

Критерием оптимальных уровней мощности КЗ является минимум приведенных затрат. Для минимизации целевой функции приведенных затрат целесообразно использовать метод дискретной оптимизации. Последний позволяет перейти от оптимизации

функции многих дискретно изменяющихся переменных к исследованию на экстремум функции $Z = f(S_k)$ при учете множества ограничений по различным параметрам дискретной шкалы мощностей электрооборудования, шкале номинальных напряжений, нормируемым показателям качества электрической энергии, допустимым потерям мощности и энергии, уровню перенапряжений, максимальной мощности КЗ и т. д.

Оптимальное значение расчетного тока КЗ в сетях промышленных предприятий должно определяться в основном с учетом двух факторов:

1) обеспечения возможности применения электрических аппаратов с более легкими параметрами и проводников возможно меньших сечений;

2) сохранения значений показателей качества электрической энергии в нормируемых пределах.

Координация токов КЗ достигается:

- стационарным или автоматическим делением сети;
- установкой токоограничивающих одноцепных и сдвоенных реакторов;
- применением различных токоограничивающих устройств;
- установкой коммутационных аппаратов повышенной стойкости к воздействию токов КЗ;
- разукрупнением трансформаторных подстанций по мощности трансформаторов и секций путем установки трансформаторов с расщепленными обмотками или сдвоенных реакторов;
- изменением режима нейтрали сети путем разземления части нейтралей трансформаторов, заземления нейтралей через резисторы, реакторы и токоограничивающие устройства;
- электрическим делением сети путем установки разделительных трансформаторов.

Литература

1. Неклипаев, Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978.
2. Винославский, В.Н., Пивняк, Г.Г., Рыбалко, А.Я. Переходные процессы в системах энергоснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
3. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970.
4. Силюк, С.М., Свита, Л.Н. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для вузов. – Минск: УП «Технопринт», 2000.
5. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб. пособие. – Новосибирск: НГТУ; М.: Мир, ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.

УДК 621.316.5

СОВРЕМЕННАЯ ВАКУУМНАЯ КОММУТАЦИОННАЯ ТЕХНИКА

Лапытько Д.В., Сурус И.А.

Научный руководитель – **КЛИМКОВИЧ П.И.**

Для передачи и распределения электрической энергии требуется оборудование особо высокого уровня надежности, способное выдерживать нагрузки в сотни тысяч вольт, в тысячи ампер. Прежде всего, это касается коммутационного оборудования – выключателей. Вплоть до конца 80-х годов использовались традиционные воздушные, масляные, электромагнитные выключатели, требующие дорогостоящего обслуживания, энергоемкие и пожаро- и взрывоопасные.

Очевидные преимущества вакуумных выключателей, такие, как высокая надежность, взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, минимальные эксплуатационные расходы, были всем известны, но внедрять вакуумную коммутационную аппаратуру не спешили.

В последние годы в области создания коммутационных аппаратов для электрических сетей напряжением 6–35 кВ стали доминирующими вакуумные выключатели.

Вакуум, как дугогасительная и изолирующая среда, благодаря своим замечательным свойствам позволяет создавать коммутационные аппараты в простейшем с конструктивной точки зрения виде. Резюмируя целый ряд преимуществ вакуумных выключателей перед традиционно применяемыми в средних классах напряжения масляными и электромагнитными выключателями, можно выделить основные:

- высокая надежность;
- низкие затраты на обслуживание.

Применение вакуумной техники особенно оправданно для работы с частыми коммутациями рабочих токов, например для коммутации реакторов, конденсаторных устройств компенсации реактивной мощности промышленных дуговых печей, где присутствуют не только частые коммутации, но и довольно большой коммутируемый ток. Для пусков и переключений электродвигателей мощностью от десятков до тысяч киловатт.

Многие повреждения, особенно в воздушных сетях, являются по природе временными. В таких обстоятельствах целесообразным видится быстрое отключение аварийного участка для прекращения дугового разряда с последующим восстановлением питания аварийного участка, на котором причина возникновения замыкания к этому моменту, как правило, исчезает. Вся операция занимает доли секунды.

Аппараты, предназначенные для таких целей, называют реклоузерами. Реклоузер представляет собой совокупность вакуумного коммутационного модуля со встроенной системой измерения токов и напряжения и шкафа управления с микропроцессорной системой релейной защиты и автоматики.

Реклоузер выполняет:

- оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация);
- автоматическое отключение поврежденного участка;
- автоматическое повторное включение линии;
- автоматическое выделение поврежденного участка;
- автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети;
- автоматический сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов.

Большинство современных промышленных реклоузеров являются вакуумными, поскольку они лучше всего соответствуют предъявленным требованиям к массогабаритным показателям, быстродействию и минимизации энергопотребления при выполнении операций.

Предельные параметры вакуумных выключателей, достигнутые в серийном производстве, составляют по номинальному току 4 000 А, по току отключения – 100 кА при 7,2 кВ и 31,5 кА при 35 кВ.

Таким образом, в последние годы усилия разработчиков направлены не на повышение основных параметров аппаратов, а на создание более экономичных конструкций и повышение их надежности. По первому направлению работа идет, в основном, по пути совершенствования конструкции и технологии изготовления вакуумных дугогасительных камер, стоимость которых является определяющим фактором стоимости вакуумного выключателя в целом. В области создания приводов традиционного типа (пру-

жинно-моторные, пружинно-рычажные) возможности с точки зрения снижения производственных затрат практически исчерпаны. Второе направление – повышение надежности вакуумных выключателей – в основном связано с повышением надежности их приводов, так как надежность камер при современной технологии производства практически безупречна. Однако при сохранении традиционного подхода к проектированию выключателя маловероятно ожидать существенного повышения надежности аппарата и снижения производственных издержек.

Принципиально отличным изделием на рынке вакуумных выключателей явился аппарат у которого в отличие от «классического» вакуумного выключателя с приводом, использующим механизм свободного расцепления, в основе построения привода выключателя ВВ/TEL-10 заложен принцип соосности электромагнитов каждой из фаз и соответствующей вакуумной камеры. В качестве механизма, удерживающего контакты выключателя в замкнутом состоянии, использован и впервые реализован применительно к высоковольтному коммутационному аппарату известный принцип «магнитной защелки». Оптимизация привода по критерию минимума потребляемой мощности в сочетании с конденсаторным принципом управления и малогабаритной вакуумной камерой позволило в конечном итоге создать аппарат, рекордный по своим массогабаритным показателям, коммутационному и механическому ресурсу и не требующий обслуживания в течение всего расчетного срока эксплуатации.

Литература

1. Евдокунин, Г.А., Тилер, Г. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики). – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000.
2. Электрическая часть станций и подстанций. Учебно-методическое пособие / Мазуркевич В.Н., Румянцев Ю.Г. и др. – Минск: БГПА, 1998.

УДК 621.31

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ НА МИНИ-ТЭЦ

Дервоед В.А.

Вычислительный эксперимент приобретает в последнее время все большую популярность для исследования и прогнозирования процессов и явлений самой различной физической природы во всех областях науки и техники. Этому способствует, с одной стороны, возрастающая сложность подлежащих изучению вопросов, трудность, а часто и невозможность их непосредственного экспериментального исследования; с другой – появление технических средств, в частности персональных ЭВМ (ПЭВМ), позволяющих реализовать достаточно полные математические модели, обеспечивающие получение достоверных результатов расчетным путем [1].

С развитием малой энергетики (когенерации) в Республике Беларуси и увеличением числа генераторов на таких объектах, как промышленные и сельскохозяйственные предприятия, больницы, массивы коттеджной застройки, поселки в сельской местности, котельные и другие предприятия ЖКХ становится актуальным вопрос об изучении работы генераторов относительно малой мощности параллельно с сетями энергосистемы, а также в автономном режиме.

Необходимость математического моделирования обусловлено тем, что, во-первых, время электромагнитных переходных процессов в маломощных генераторах (0,5–1 с) соизмеримо со временем срабатывания некоторых защит генератора и во-

вторых, к шинам генераторов в большинстве случаев подключены асинхронные электродвигатели, мощность которых соизмерима с мощностью генераторов и расчет переходных процессов при условии неизменной частоты вращения генератора может привести к значительной погрешности [2].

Рассмотрим на примере перевод котельной в мини-ТЭЦ с установкой на ней синхронного генератора БГ-200 электрической мощностью 200 кВт (линейное номинальное напряжение 0,4 кВ). Принимаем расчетную электрическую мощность потребителей котельной 160 кВт, с учетом, что на котельной установлен сетевой насос, вращаемый асинхронным электродвигателем 4AM280S4Y3, номинальной мощностью 110 кВт (коэффициент загрузки принимаем равным единице). Оставшаяся комплексная активно-индуктивная нагрузка котельной составляет 50 кВт и 37,5 квар (для $\cos\varphi = 0,8$ [3]) соответственно.

Для математического моделирования использована программа GEN, составленная доктором технических наук, профессором Новашем В.И.

Узел нагрузки программы GEN (рисунок 1) содержит синхронный генератор, эквивалентный короткозамкнутый асинхронный двигатель, стационарную активно-индуктивную нагрузку в виде симметричной трехфазной цепи. Узел нагрузки связан с энергосистемой конечной мощности, представленной симметричной системой ЭДС и сопротивлением связи прямой последовательности.

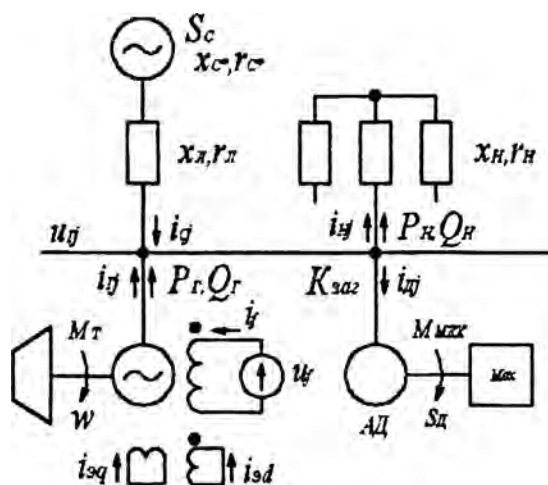


Рисунок 1. Узел нагрузки с синхронным генератором

Генератор описан полными уравнениями, отражающими наличие на роторе, кроме контура возбуждения, эквивалентных демпферных контуров в продольной и поперечной осях с учетом насыщения по пути основного магнитного потока. Эквивалентный двигатель описан аналогичными уравнениями, при этом учтена симметрия ротора, насыщение не учитывается.

Математическая модель узла нагрузки содержит дифференциальные уравнения ЭДС и падений напряжений в контурах ротора и статора генератора, ротора и статора двигателя, уравнения движения роторов генератора и двигателя, уравнения равновесия ЭДС и падений напряжения в контурах внешней системы.

Система алгебраических уравнений содержит уравнения, связывающие потокосцепления контуров с токами в них, а также уравнения баланса токов в узлах схемы.

Модель также учитывает управляющие воздействия со стороны АРВ и АРЧВ генератора. Момент сопротивления механизма эквивалентного электродвигателя определяется в предположении вентиляторной характеристики механизма.

Для исследования устойчивой работы генератора была смоделирована следующая ситуация: отключение линии 110 кВ питающей понижающую подстанцию 110/10 кВ, с последующим включением линии устройствами АПВ через 0,5 с. При отключении линии питающей подстанцию 110/10 кВ (которая в свою очередь питает трансформаторную подстанцию 10/0,4 кВ котельной) генератор отделяется от энергосистемы со всеми нагрузками, подключенными к фидерам подстанции 110/10 кВ. Суммарная мощность этих нагрузок (в данном случае принимаем 10 МВА) намного превышает мощность генератора. Возникает внезапный наброс мощности на генератор, ток статора возрастает, напряжение и частота тока будут снижаться.

На рисунке 2 представлен результат расчета в графической форме.

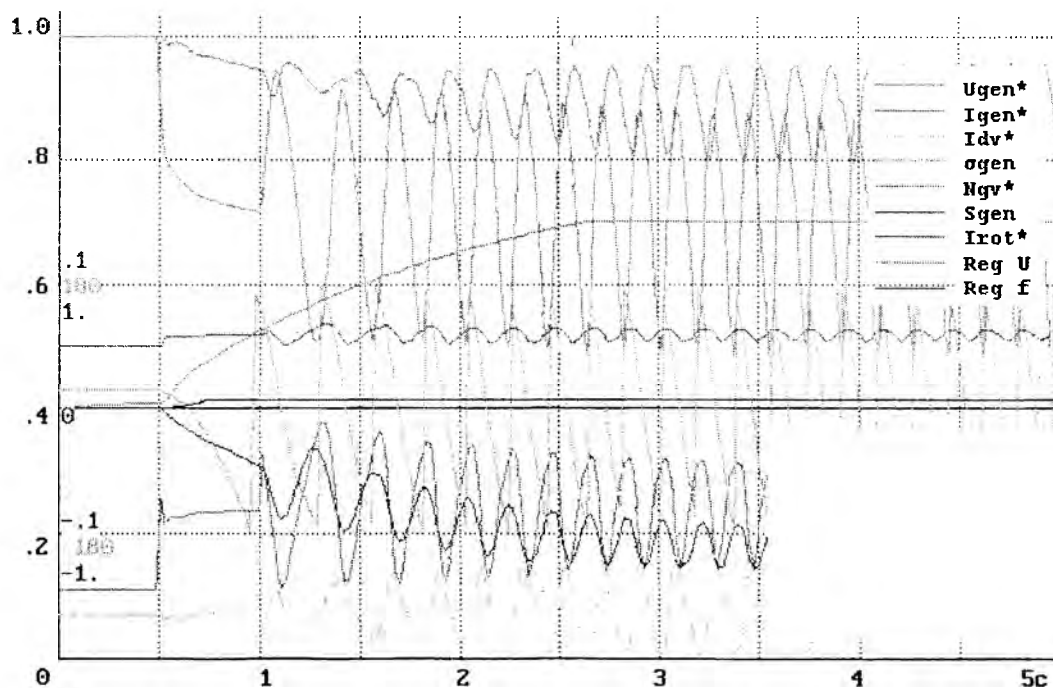


Рисунок 2

Как видно из рисунка 2, когда отключившаяся линия включится от действия АПВ, произойдет несинхронное подключение продолжающего работать генератора к энергосистеме с невозстанавливаемым нарушением синхронизма. Ток несинхронного включения достигает 1 000–1 400 А.

Данный результат может быть полезен при выборе защит и проверке их чувствительности, согласования защитных характеристик по картам селективности, уточнении параметров делительной защиты генератора и т. д.

Выводы

1. Математическое моделирование способствует практическому освоению методов анализа электромагнитных переходных процессов электроэнергетических систем от простейшей трехфазной цепи до комплексного моделирования сложных систем.

2. Результаты математического моделирования могут использоваться для исследования и прогнозирования процессов, происходящих в различных элементах электроэнергетических систем.

3. Математическое моделирование позволяет уточнять токи КЗ рассчитанные аналитическим методом (ГОСТ 28249-93) необходимые для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, для выбора коммутационных аппаратов, уставок релейной защиты и заземляющих устройств; для проверки чувствительности защит, со-

гласования защитных характеристик по картам селективности и т. д. при проектировании малых электростанций и систем электроснабжения.

Литература

1. Романюк, Ф.А., Новаш, В.И. Информационное обеспечение вычислительного эксперимента в релейной защите и автоматике энергосистем. – Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 1998. – 174 с.
2. Мелешкин, Г.А. Судовые синхронные генераторы с автоматическим регулированием напряжения. – Л.: Судпромиздат, 1962. – 276 с.
3. Радкевич, В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие. – Минск: НПО «ПИОН», 2001. – 292 с.
4. Новаш, В.И. Тексты лекций по курсу «Теоретические основы автоматизации электрической части станций и подстанций». Ч. 1. и ч. 2. – Минск: БГПА, 1992.
5. Толшин, В.И. Устойчивость параллельной работы дизель-генераторов. – Л.: Машиностроение, 1970. – 200 с.
6. Веретенников, Л.П. Моделирование, вычислительная техника и переходные процессы в судовых электроэнергетических системах. – Л.: Судостроение, 1964. – 384 с.
7. Таганов, С.И. Инженерные расчеты переходных процессов в судовых электростанциях. – Л.: Судостроение, 1970. – 136 с.

УДК 621.316.5

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПУТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В МАСЛЕ

Гринюк Д.С., Григореня А.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РЖЕВСКАЯ С.П.

Измерение угла диэлектрических потерь является наиболее распространённым методом обнаружения общего ухудшения состояния диэлектрика. Старение изоляции, сопровождающееся её химическим разложением, деструкцией или расслоением, увлажнение изоляции, появление в ней большого числа газовых включений всегда приводят к росту диэлектрических потерь и могут быть обнаружены измерением $\operatorname{tg} \delta$.

Для объектов, обладающих большой ёмкостью измерение $\operatorname{tg} \delta$ позволяет обнаружить такие дефекты в изоляции, которые захватывают значительную часть её объёма. Сосредоточенные дефекты, за исключением сильно развитых, на величину $\operatorname{tg} \delta$ практически не влияют. Если в небольшом объёме изоляция (допустим, 2–3 % общего объёма) $\operatorname{tg} \delta$ возрос в 3–5 раз, то измеряемое значение $\operatorname{tg} \delta$ возрастает только на 6–15 %, что не даёт основания для вывода об ухудшении состояния изоляции.

В объёмах небольшой ёмкости (трансформаторы тока, вводы) величина $\operatorname{tg} \delta$ заметно меняется и при развитии местных дефектов.

Наличие газовых включений в изоляции можно обнаружить по виду зависимости $\operatorname{tg} \delta$ от величины приложенного напряжения. При некотором напряжении в воздушных включениях возникает ионизация, что сопровождается ростом потерь и $\operatorname{tg} \delta$.

$\operatorname{tg} \delta$ зависит от ω . Эту зависимость, а также зависимости $\operatorname{tg} \delta$ от температуры тоже можно использовать для оценки состояния изоляции.

Измерение диэлектрических потерь при профилактических испытаниях осуществляется с помощью высоковольтных мостов или ваттметровых схем измерения. В условиях эксплуатации наиболее широко распространены малогабаритные высоковольтные мосты Р5026, Р-595 (рабочее напряжение 5–10 кВ). Измерения могут проводиться по нормальной или перевёрнутой схеме.

Нормальная схема применяется при определении $\operatorname{tg} \delta$ и ёмкости междуфазовой изоляции или при лабораторных измерениях. При нормальной схеме оба электрода испытуемого объекта должны быть изолированы от земли. Измерительная часть схемы находится под невысоким напряжением, тщательно экранирована от внешних наводок и с помощью разрядников защищена от высокого напряжения, которое может появиться на элементах моста при пробое C_x .

Наряду с измерение угла диэлектрических потерь для контроля состояния изоляции силовых трансформаторов используется также хромоатографический анализ растворимых в масле газов (АРГ). Состав растворимых в масле газов зависит от характера развивающегося в трансформаторе повреждения, по полученным данным АРГ можно ориентировано предположить виды развивающихся дефектов, которые можно разделить на три группы.

Группа 1. Перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Основные газы: C_2H_4 или C_2H_2 в случае перегрева масла, вызванного дуговым разрядом. Характерные газы: H_2 , CH_4 и C_2H_6 . Если дефектом затронута твердая изоляция, то заметно возрастают концентрации CO и CO_2 .

Группа 2. Дефекты твердой изоляции могут быть вызваны перегревом и электрическими разрядами. При перегреве твердой изоляции основными газами являются CO и CO_2 . При разрядах в твердой изоляции (ползущий разряд) основными газами являются C_2H_2 и H_2 .

Группа 3. Электрические разряды в масле определяются частичными разрядами, искровыми и дуговыми. При частичном разряде основным газом является H_2 ; характерными газами с малым содержанием – CH_4 и C_2H_2 . При искровом разряде и дуговом основными являются H_2 и C_2H_2 ; характерными газами с любым содержанием CH_4 и C_2H_2 .

Литература

1. Положение о службе релейной защиты, автоматики и измерений Оршанских электрических сетей. – Орша, 1999.
2. Белецкий, О.В., Лезнов, С.И., Филатов, А.А. Обслуживание электрических подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Аптов, И.С., Хомяков, М.В. Уход за изоляционным маслом. – М., 1966.
4. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

УДК 621.316.5

СОВРЕМЕННЫЕ ГЕНЕРАТОРНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И КОМПЛЕКСЫ

Ричко А.Н., Дюрбейко В.В., Мысливченко Н.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **МАЗУРКЕВИЧ В.Н.**

Специфика ГВ связана с тем, что условия их работы несколько отличаются от условий работы обычных выключателей переменного тока, в частности, от выключателей, устанавливаемых на электростанциях на стороне высокого напряжения (ВН) силовых трансформаторов. Находясь между силовым трансформатором и генератором, ГВ должны одинаково успешно отключать токи как со стороны системы, так и со стороны генератора. Это накладывает определенные требования на ГВ, отраженные в стандарте IEEE C37.013, который на сегодняшний день является, по сути, единственным стандартом на ГВ.

Элегаз – среда для электротехнического оборудования.

Элегаз представляет собой соединение, имеющее химическую формулу SF₆. При нормальных условиях это бесцветный, не имеющий запаха газ, плотность которого 6,52 кг/м³ при нормальном атмосферном давлении и температуре 0 °С. Он приблизительно в пять раз тяжелее воздуха. Строение молекулы и её энергетическое состояние определяют высокую стабильность элегаза. Чистый газообразный элегаз совершенно безвреден, химически не активен, обладает повышенной теплоотводящей способностью и является очень хорошей дугогасительной средой. В однородном поле электрическая прочность элегаза в 2,3–2,5 раза выше прочности воздуха. Элегаз не горит и не поддерживает горения, следовательно, элегазовые аппараты являются взрыво- и пожаробезопасными. Стоимость элегаза существенно зависит от объёма его производства. При большом его потреблении стоимость единицы объёма элегаза, имеющего такую плотность, при которой достигается равная с маслом электрическая прочность, незначительно будет отличаться от стоимости единицы объёма масла. Но при правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует поэтому такого тщательного ухода за собой, как масло.

Электрическая прочность элегазовой изоляции.

Первое элегазовое дугогасительное устройство автокомпрессионного типа, способное коммутировать токи до 80 кА, было разработано АВВ для выключателей КРУЭ в 1988 году. Это дугогасительное устройство могло применяться в выключателях с номинальным напряжением 170 кВ на разрыв. В 1992 году значение номинального напряжения на разрыв выключателя удалось довести до 245 кВ. Такое усовершенствованное дугогасительное устройство типа SP используется в выключателях на номинальное напряжение 145 и 245 кВ и номинальный ток отключения 80 кА, разработанных компанией АВВ Inc (США) совместно с компанией АВВ Schwitterland (Швейцария). При увеличении тока с 63 до 80 кА энергия, воздействующая на корпус дугогасительного устройства выключателя, увеличивается в 1,6 раза. Соответственно был увеличен объём корпуса дугогасительного устройства. Разработанные дугогасительные устройства могут не только применяться в новых выключателях, но и использоваться для модернизации установленных выключателей с увеличением номинального тока отключения с 63 кА до 80 кА.

Дугогасительная способность элегаза.

В качестве дугогасительной среды в выключателях используется элегаз, а принцип гашения основан на автокомпрессионном эффекте, то есть энергия самой дуги используется для нагрева элегаза в дугогасительной камере. Это в свою очередь создает необходимую разность давлений для возникновения потока газа, который охлаждает и прерывает дугу. В результате этого уменьшается необходимое управляющее усилие от привода во время коммутационных операций. Кроме того, такой принцип позволяет получить большую отключающую способность (до 190 кА) и обеспечивает разрыв небольших токов без скачков напряжения. Гашение мощной дуги в аппаратах высокого напряжения возможно лишь при интенсивном теплоотводе, который в высоковольтных выключателях обеспечивается интенсивным дутьем. Теплоотвод от дуги существенно возрастает при быстром её перемещении силами магнитного поля в неподвижном газе. Электромагнитное дутьё в воздухе широко используется в аппаратах низкого напряжения. При замене воздуха элегазом электромагнитный способ гашения дуги оказалась возможным распространить и на область высоких напряжений.

Элегазовые выключатели высокого напряжения.

Компания АВВ Power Technology Products АВ (Швеция) разрабатывает и выпускает элегазовые колонковые выключатели на напряжение 72,5–800 кВ. Основная серия выключателей НРL охватывает диапазон номинальных напряжений 123–800 кВ, имеет

номинальные токи до 5 кА и номинальные токи отключения до 63 кА. Выключатель HPL800 с наибольшим рабочим напряжением 800 кВ с 2001 года эксплуатируется в РАО ЕЭС на подстанции Белый Раст. В группе АBB разработкой и производством генераторных выключателей занимается компания АBB Switzerland. Первый элегазовый генераторный выключатель был разработан в 1985 году. Его номинальные параметры: напряжение 24 кВ; ток 12 000 А; ток отключения 100 кА. С этого времени постоянно проводилась работа по повышению технических характеристик выключателей. В мае 2000 года были завершены испытания генераторного выключателя с номинальным током отключения 160 кА. Анализ полученных результатов испытаний и новые исследования на моделях позволили улучшить характеристики выключателя, и осенью 2001 года новый цикл испытаний в лаборатории КЕМА дал возможность увеличить ток отключения до 190 кА при напряжении 27,5 кВ и до 200 кА при напряжении 25 кВ. Амплитудное значение сквозного тока КЗ и тока включения – 600 кА.

Элегазовые выключатели для генераторов и элегазовые генераторные комплексы.

Автоматические выключатели для электрогенераторов – это своего рода незаменимая «тяжелая артиллерия» в арсенале электрических разъединителей. Аварийный ток величиной 200 кА где-то на линии уже само по себе довольно опасное явление. Однако ток короткого замыкания такой величины в непосредственной близости от генератора может привести к событию, сравнимому по своим последствиям с землетрясением: он может оказаться настолько велик, что наведенное им магнитное поле попросту согнет и даже разрушит стальные валы. Противостоять этому могут автоматические элегазовые выключатели типа НЕС 7/8 компании АББ, специально предназначенные для решения непростой задачи «обуздания» токов короткого замыкания. Они способны выдержать любой ток, какой только могут сбросить на них даже самые крупные в мире электростанции. Помимо своих обычных функций – проведение и прерывание рабочего тока – рассматриваемый автоматический выключатель, представляющий собой камеру, наполненную сжатым элегазом, служит для мгновенного (за время 50 мс) размыкания цепей переменного тока в аварийных ситуациях (короткое замыкание с током, в 5–10 раз превосходящим номинальное значение). Автоматический выключатель типа НЕС 7/8 гасит электрическую дугу по принципу самопроизвольного взрыва, при котором необходимая для гашения дуги энергия берется из самого дугового разряда. Высвобождаемая при образовании дугового разряда энергия вызывает резкое нарастание локального давления и температуры. За счет конвективного и лучистого теплообмена с дуговым разрядом мгновенно повышается давление в «разогреваемом объеме» между дугогасительной контактной группой и поршнем. Именно отсюда начинается взрывообразно распространяться разогретый газ, который в очередной момент прохождения переменного тока через нуль гасит дугу.

Выводы

Современные разработки конструкций выключателей с элегазовыми дугогасителями в настоящее время ведутся в различных направлениях, и прежде всего в тех, которые дают наиболее эффективное технико-экономическое использование специфических свойств этой дугогасящей и изоляционной среды. В настоящее время опытные и промышленные образцы и серии элегазовых выключателей переменного тока высокого напряжения производятся различными фирмами во всём мире.

Преимущества элегазовых выключателей:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- быстрое действие и пригодность для работы в любом цикле АПВ;
- возможность осуществления синхронного размыкания контактов непосредственно перед переходом тока через нуль;

- высокая отключающая способность при особо тяжёлых условиях отключения (отключение неудалённых коротких замыканий и др.);
- надёжное отключение ёмкостных токов холостых линий;
- малый износ дугогасительных контактов;
- лёгкий доступ к дугогасителям и простота их ревизии;
- относительно малый вес (по сравнению с баковыми масляными);
- возможность создания серии с унификацией крупных узлов;
- пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки:

- необходимость в наличии устройств для наполнения, перекачивания и очистки шестифтористой серы;
- относительная сложность конструкции ряда деталей и узлов, а также необходимость применения высоконадёжных уплотнений;
- относительно высокая стоимость дугогасящей среды и выключателя в целом.

УДК 621.316

ОХРАНА ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ СИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

Ковалев В.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РЖЕВСКАЯ С.П.

В соответствии с темой доклада был рассмотрен следующий перечень вопросов:

1. Виды воздействия электрического поля на тело человека.

В начале 50-х годов при появлении первых подстанций 500 кВ оперативный и ремонтный персонал, которому подолгу приходится находиться вблизи таких электроустановок, стал жаловаться на усталость, ощущение беспокойства, головную боль. Было установлено, что причина этих явлений в электромагнитном поле и шуме. Исследования и наблюдения, проведенные в 60-х и в начале 70-х годов, выявили следующее. Человек может без вреда для здоровья работать под линией при напряженностях электрического поля порядка 1–5 кВ/м. Более высокие напряженности, например 20 кВ/м, приводят к появлению и накоплению в организме физиологических нарушений и расстройств.

– *биологическое* воздействие, проявляющееся при пребывании человека в электрическом поле вызванное протеканием тока смещения через тело человека;

– воздействие *тока стекания*, протекающего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами;

– воздействие *импульсных токов* (электрических разрядов), возникающих при прикосновении человека к электропроводящим объектам, имеющими потенциал, отличный от потенциала тела человека.

2. Заболевания, возникающие у людей при длительном пребывании в зонах действия сильных электрических полей. Перечень статистических данных по рассматриваемому вопросу.

3. Допустимое время пребывания под воздействием электрического поля.

При рассмотрении данного вопроса было описано время пребывания человека в рабочей зоне при различных значениях напряженности электрического поля в ней.

4. Общие требования к защите персонала, обслуживающего открытые распределительные устройства.

Применяемые биологические защиты:

- основные мероприятия, направленные на снижение напряженности электрического поля на рабочих местах, импульсных токов и токов стекания до допустимых значений;

- дополнительные мероприятия, направленные на сокращение продолжительности пребывания персонала в электрическом поле.

5. Выбор защитных мероприятий для вновь сооружаемых и расширяемых ОРУ:

- конструкций и компоновок, обеспечивающих общее снижение напряженности электрического поля в ОРУ и отдельных ячейках;

- стационарных, переносных и съемных экранов, способствующих снижению напряженности электрического поля на рабочих местах;

- индивидуальных экранирующих комплектов, обеспечивающих индивидуальную защиту персонала от воздействия электрического поля;

- заземления всех изолированных от земли длинномерных и крупногабаритных объектов.

По причине ограниченного объема доклада в нем не были рассмотрены методы и приемы ограничения напряженности электрического поля под высоковольтными ЛЭП:

- увеличение высоты подвеса провода, что сопровождается достаточно большим повышением стоимости линии;

- уменьшение междуфазных расстояний;

- применение заземлённых экранирующих тросов на линиях электропередач. Габарит линии до земли нормируется с учётом необходимого обеспечения безопасности перемещения под линиями механизмов высотой 4–4,5 м. Поэтому, если высота троса в месте его максимального провеса не будет превышать 4–4,5 м, высота подвески проводов не изменится;

- применение оптимальной конфигурации многоцепных линий. Многоцепные линии экономят материалы, сокращается зона отчуждения, упрощается грозозащита [2]. В Японии, Швеции, Германии строят линии из 4, 6, 8 и более цепей, в этих случаях появляется возможность комбинировать, выбирать оптимальные варианты;

- также напряженность можно снизить, если сдвинуть в противофазу одну из цепей при традиционном расположении цепей на опоре;

- ограничение напряженности может быть достигнуто без изменения конструкции линии при использовании растительного массива под линиями [1, 2]. Стволы и ветки деревьев, кустарников имеют достаточно высокую проводимость в течение всего года, но особенно в летнее время: погонное сопротивление составляет 1–3,5 МОм/м при положительных температурах и 100–500 Ом/м при отрицательных.

Современная цивилизация не может обойтись без использования электроэнергии, а значит и установок высокого напряжения. То есть электромагнитные поля в той или иной степени будут воздействовать на окружающий мир, будут осуществляться вырубки лесов, отводиться под энергообъекты территории, на которых инстинктивно избегают находиться животные и которые следует избегать человеку. Какова будет степень воздействия на окружающую среду решать нам, людям: отдать ли предпочтение безопасности нынешнего и будущих поколений или, сохранив существующий порядок, подвергать риску мир в котором мы живём.

Существуют различные технические решения, позволяющих снизить отрицательное воздействие электроустановок (часть из них рассмотрена в данной работе).

Что касается данной работы, то для исследованных конструкций ВЛ 330 и 750 кВ напряженность электрического поля на уровне человеческого роста не превысили норм для ненаселённой местности, в населённой же местности такие конструкции применять нельзя – уровень напряженности до двух крат превышает нормы. Защита от птиц воздушных линий экономически выгодна во всех случаях, где происходят отключения

линий по причине воздействия на них птиц, что подтверждено экономическим расчётом.

Исследование величины токов утечки через покрытие провода ВЛП показало, что при падении на провод дерева для людей опасности поражением электрическим током нет. Эти результаты могут быть использованы при разработке правил техники безопасности при эксплуатации ВЛП. Экономический расчёт показал, что применение одноцепных ВЛП выгодно при требованиях высокой надёжности, а также при прохождении трасс по лесам, населённым пунктам и в других случаях, когда требуется уменьшить габариты линий.

Литература

1. Степанчук, К.Ф. От 1 000 до 1 500 000 вольт. – Минск: Выш. шк., 1985. – 192 с.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. – Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
3. Определение наведённых потенциалов и разрядных токов на автотранспорте, различных видах ограждений и подвесок и способов их заземления / Отчет о НИР. – Минск, Белорусское отделение «Энергосетьпроект», 1974.
4. Гончарик, Е.П. Напряжения, индуцированные на автотранспорте в электрическом поле ВЛ // Электричество. – 1974. – № 5. – С. 54–58.

УДК 621.316.925(075,5)

СПОСОБЫ ОТСТРОЙКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ОТ РЕЖИМА ПЕРЕВОЗБУЖДЕНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ЗАЩИТАХ

Ковалёв С.Г., Коржовник И.В., Сингаевская Е.М.
Научный руководитель – БУЛОЙЧИК Е.В.

Одним из требований к высокочувствительной защите силового трансформатора является правильное и быстрое распознавание режима перевозбуждения, возникающего при повышении питающего напряжения или понижении частоты в энергосистеме.

Перевозбуждением трансформатора называют режим, при котором амплитудное значение индукции в магнитопроводе превышает номинальную индукцию холостого хода. При перевозбуждении (ПВ) возрастает намагничивающий ток трансформатора, но характеристики тока, важные для релейной защиты, при ПВ не зависят от момента возникновения аномального режима.

Количественно величина перевозбуждения характеризуется кратностью перевозбуждения:

$$B_m = \frac{U f_n}{U_n f},$$

где B_m – максимальная индукция в магнитопроводе;

U, f – напряжение обмотки и частота напряжения;

U_n – номинальное напряжение обмотки трансформатора;

f_n – номинальная частота энергосистемы.

Таким образом, ПВ может приводить к насыщению магнитопровода в целом или его отдельных участков. При индукциях в магнитопроводе $B_m > 1,9 - 2,0$ Тл начинается

быстрый рост намагничивающего тока и деформация магнитного поля вне магнитопровода. Токи намагничивания трансформатора при ПВ воздействуют на дифференциальную защиту как ток внутреннего повреждения, что может приводить к ложному срабатыванию без выдержки времени ступеней быстродействующей защиты повышенной чувствительности. В связи с этим необходимо предусматривать специальные измерительные органы (ИО), обеспечивающие блокировку или загроубление ступеней дифференциальной защиты повышенной чувствительности.

В режиме ПВ насыщение трансформатора происходит в оба полупериода, т. е. рабочий участок кривой намагничивания симметричен, и ток является периодическим, в котором отсутствуют постоянные составляющие и четные гармоники. Для выявления режима ПВ могут быть использованы различные способы:

– контроль одного линейного или фазных напряжений. При этом рассчитывается отношение напряжения к частоте $\frac{U}{f}$;

– контроль токов, когда факт перевозбуждения определяется по величине пятой гармонической составляющей, так как режим перевозбуждения характеризуется наличием нечетных гармоник. Поэтому третья и пятая гармоники подходят для определения этого явления. Но поскольку в силовом трансформаторе третья гармоника часто исключается (например, благодаря обмотке собранной по схеме треугольника), в основном используется пятая гармоника. Если соотношение пятой гармоники к первой в дифференциальном токе превышает заданную уставку, то производится блокирование дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ). Однако при опасных для изоляции трансформатора перенапряжениях блокировка выводится из действия, использованием датчиков поля на поверхности магнитопровода трансформатора и т. д.

В современных микропроцессорных устройствах защиты ПВ определяется или по величине пятой гармоники или по отношению $\frac{U}{f}$.

Аналитические методы расчёта режима ПВ достаточно сложны, поэтому методом вычислительного эксперимента на базе комплексных математических моделей, реализованных на ПЭВМ, были исследованы переходные процессы в силовом трансформаторе в режиме ПВ магнитных систем и режимах различных видов повреждений и их отключении.

Как говорилось ранее, для выявления режима ПВ можно использовать относительное содержание пятой гармоники в дифференциальном токе. Величина $\frac{I_5}{I_1}$ при ПВ зависит от конструктивных параметров трансформатора и увеличивается с ростом рабочей индукции в магнитопроводе трансформатора. Характер изменения мгновенного значения дифференциального тока, действующего значения первой I_1 и пятой I_5 гармоник и отношение $\frac{I_5}{I_1}$ для одной из фаз трансформатора при перевозбуждении магнитным потоком вследствие повышения питающего напряжения показан на рисунке 1.

На рисунках 2–4 показаны уровни отношений $\frac{I_5}{I_1}$ для трёх фаз силового трансформатора при значениях питающего напряжения 165, 145, 115 кВ соответственно.

Для сравнения на рисунке 5 приведён характер изменения отношения $\frac{I_5}{I_1}$ при внешнем трёхфазном коротком замыкании (КЗ) и при повреждении в зоне действия

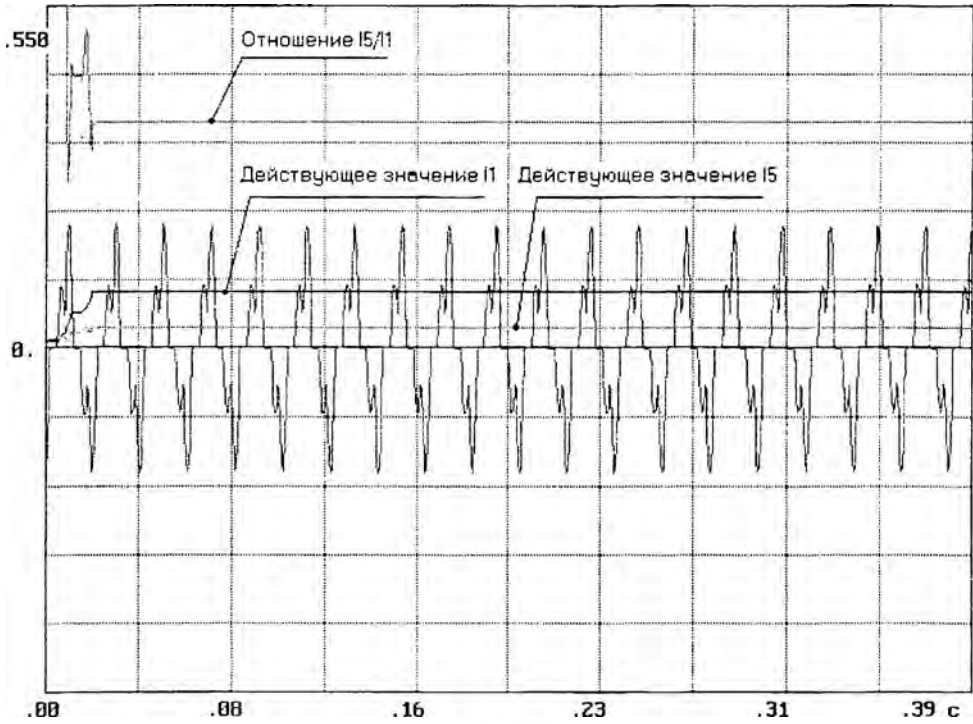


Рисунок 1

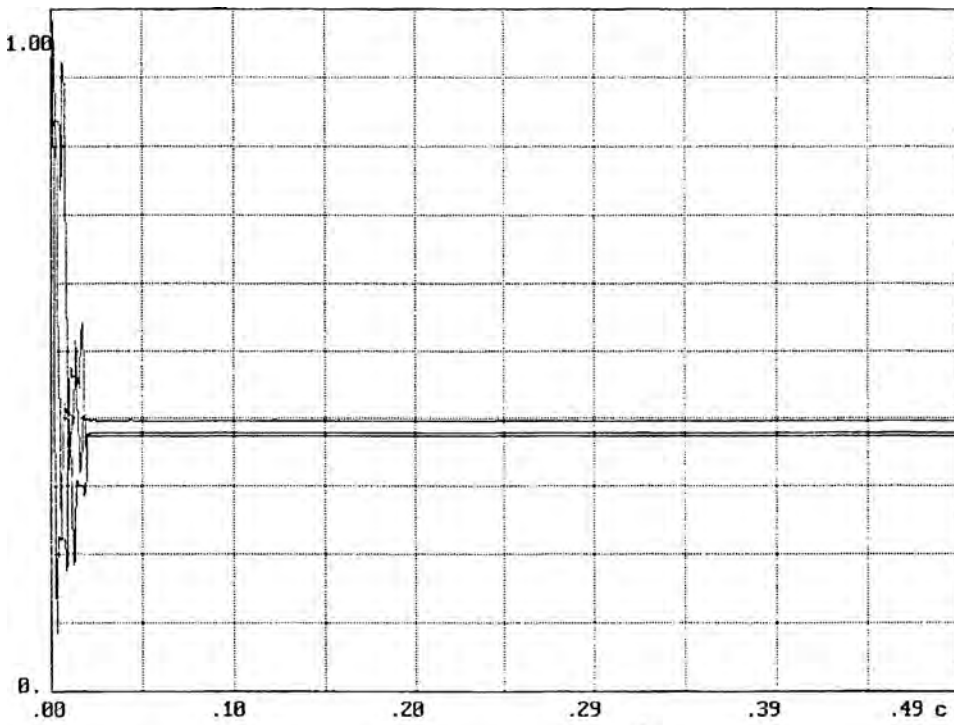


Рисунок 2. Характер изменения отношения $\frac{I_5}{I_1}$ при значениях питающего напряжения 165 кВ

защиты (трансформаторы тока со стороны питания соединены в треугольник). Как видно из рисунка 5б, при КЗ в зоне действия защиты, когда насыщение трансформаторов тока мало, относительное содержание пятой гармоники незначительно, что приводит к надёжному срабатыванию защиты. При насыщении трансформаторов тока, отношение

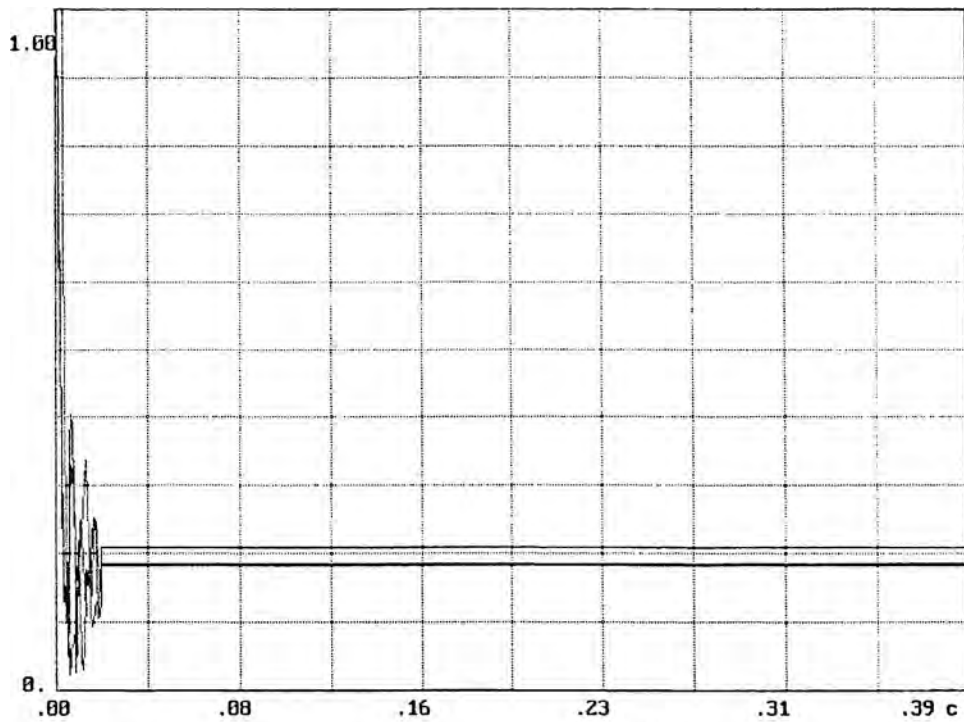


Рисунок 3. Характер изменения отношения $\frac{I_5}{I_1}$ при значениях
питающего напряжения 145 кВ

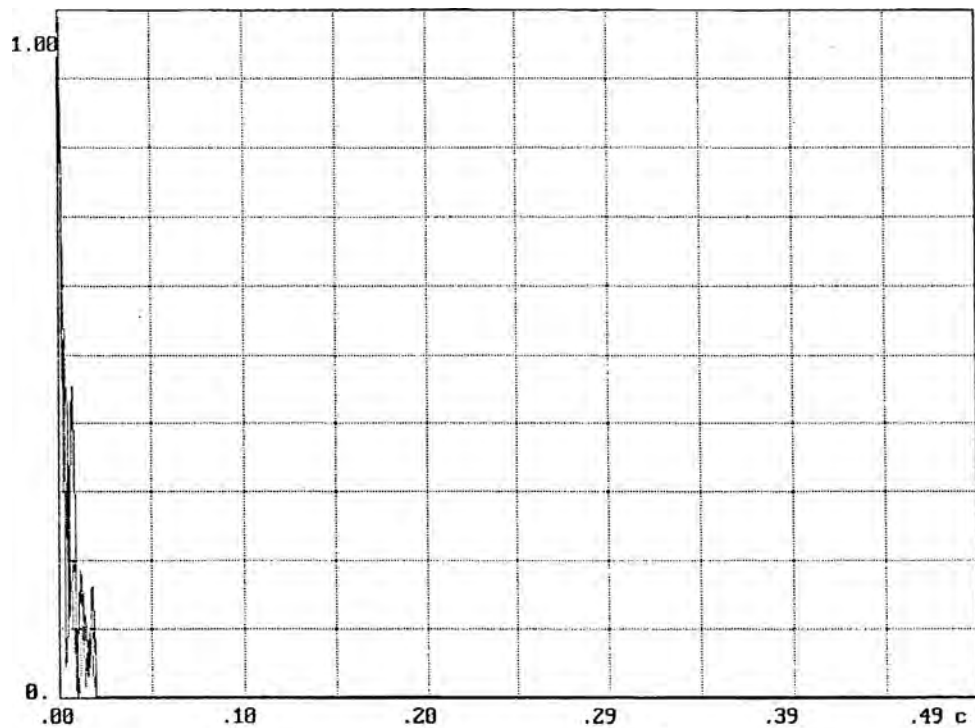


Рисунок 4. Характер изменения отношения $\frac{I_5}{I_1}$ при значениях
питающего напряжения 115 кВ

$\frac{I_5}{I_1}$ увеличивается, что может явиться причиной блокировки защиты в режиме внутреннего КЗ. В тяжёлых случаях трёхфазного КЗ в насыщении могут находиться 1, 2 или

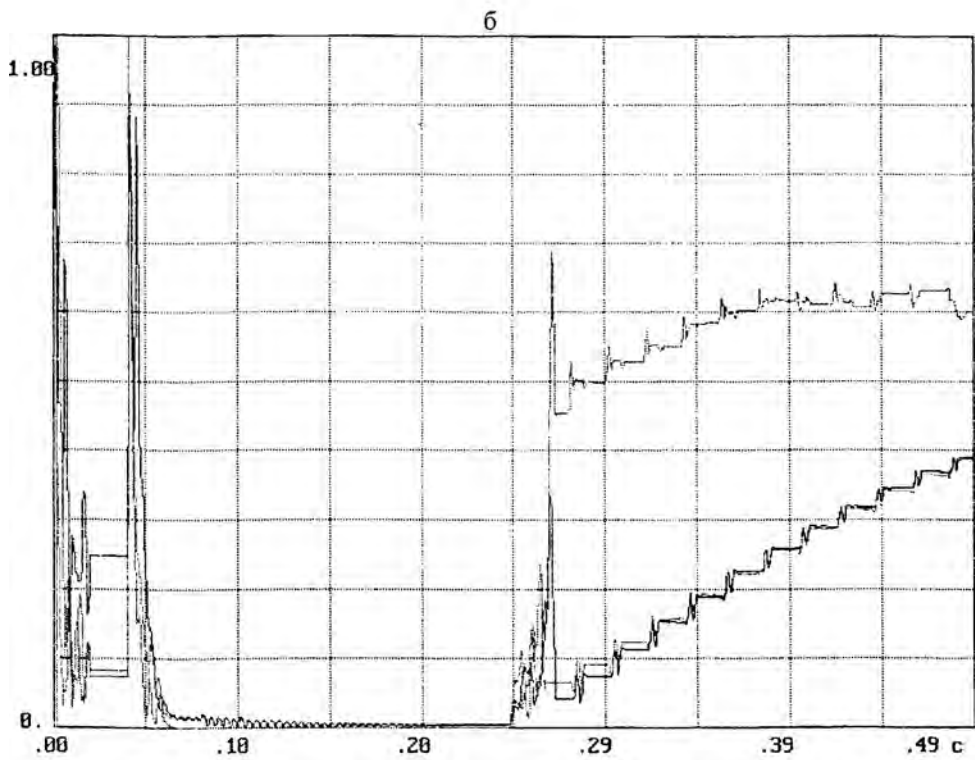
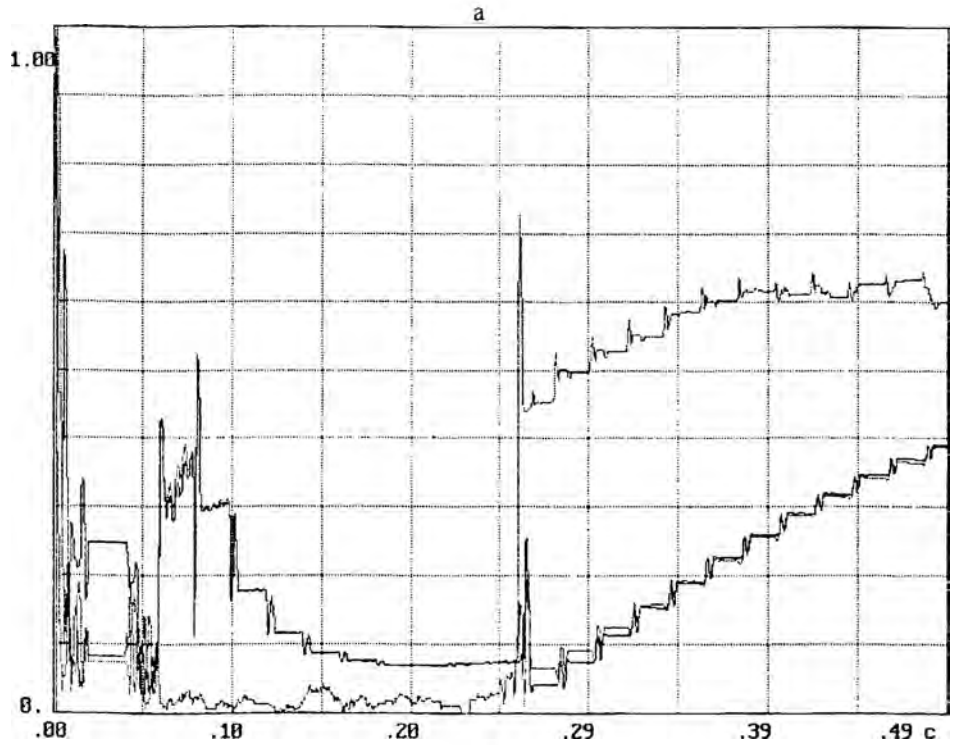


Рисунок 5. Характер изменения отношения $\frac{I_2}{I_1}$ при трехфазном КЗ:

а – внешнее КЗ; б – КЗ в зоне действий защиты

все 3 трансформатора тока, причём степень их насыщения различна. При соединении трансформаторов тока в треугольник, отношения $\frac{I_2}{I_1}$, как правило, велики для всех трёх фаз, следовательно обмотки трансформаторов тока нужно соединить в звезду, не-

зависимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора, а компенсацию фазового сдвига производить программным путём.

В режиме внешнего КЗ наличие дифференциального тока обусловлено неточным выравниванием токов намагничивания, изменением коэффициента трансформации силового трансформатора под нагрузкой, насыщением трансформаторов тока и т. д.

Таким образом, при насыщении трансформаторов тока в режиме внешнего КЗ отношение $\frac{I_5}{I_1}$ может быть велико (рисунок 5а) и это приводит к блокировке защиты, а, следовательно, к повышению надёжности отстройки защиты от внешних КЗ.

Таким образом, при контроле ПВ по пятой гармонике необходимо учитывать:

– схемы соединений трансформаторов тока (ТА) в трехфазные группы. При соединении ТА по схеме «звезда-звезда» вторичные токи в плечах дифференциальной защиты будут пропорциональны намагничивающим токам фаз трансформатора. При соединении вторичных обмоток ТА по схеме «треугольник» токи в плечах защиты будут пропорциональны разностям намагничивающих токов соответствующих фаз трансформатора, что приводит к изменению гармонического состава токов;

– режим заземления нейтрали трансформатора;

– возможность контроля одного или всех линейных напряжений со стороны низшего напряжения трансформатора.

Литература

1. Засыпкин, А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
2. Дьяков, А.Ф., Овчаренко, Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
3. Гловацкий, В.Г., Пономарев, И.В. Современные средства релейной защиты и автоматике электросетей. – 3 электронная версия. – Киев: Энергомашвин, 2003. – 535 с.
4. Дифференциальная защита 7UT613, версия 4.0. Руководство по эксплуатации. – Siemens, 2003. – 498 с.
5. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2005. – 68 с.
6. Арсентьев, А.П., Дмитренко, А.М., Проказов, С.Н. Системы дифференциальных защит в решениях «АББ Автоматизация». – ООО «АББ Автоматизация», 2003.
7. Терминал защиты трансформатора RET 521*RU. Руководство по эксплуатации. – ABB, 2004.

УДК 621.315

УПРОЩЕННЫЙ РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ ТЯЖЕНИЙ ПРОВОДОВ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

Сазонов И.Е., Ефремов П.В., Андрукевич А.П.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор СЕРГЕЙ И.И.

Гибкие шины распределительных устройств (РУ) обладают существенной гибкостью и могут принимать форму, обусловленную действием распределенных электродинамических усилий (ЭДУ), возникающих при КЗ. Поэтому динамика гибких шин в общем случае описывается с использованием расчетной модели гибкой нити с распределенной по длине массой. Движение гибкой нити под воздействием распределенных нагрузок описывается дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных. Получить решение таких уравнений можно лишь численными методами. Алгоритмы решения таких уравнений реализованы в ряде коммерческих программ.

При компьютерных расчетах большое количество времени тратится на сбор исходных данных, а также на анализ результатов расчета. В результате получается только одно частное решение уравнений. В проектной практике целесообразно применение упрощенных методов расчета параметров электродинамической стойкости гибких шин, реализованных в виде простых формул и таблиц. Практика применения упрощенных методик одобрена в международном и межгосударственном стандартах [1, 2].

К параметрам электродинамической стойкости относятся максимальные отклонения и тяжения проводов. Методика для определения этих параметров была предложена российскими учеными Б.Н. Неклепаевым, В.П. Кудрявцевым и А.П. Долиным. Их методика была использована при разработке нового российского ГОСТа. Но формула для расчета максимальных тяжений, предложенная ими, пригодна лишь для ориентировочных расчетов, так как дает значительное расхождение при сравнении с опытными данными.

В статье излагается упрощенный метод расчета максимальных тяжений в гибких шинах РУ, основанный на представлении провода физическим маятником и составленных для него формулах энергетического баланса во время и после КЗ. В осциллограмме тяжения провода при и после КЗ выделяются два характерных максимума. Один из них наступает в момент времени, когда провода при их отталкивании подвергаются максимальному растяжению под действием ЭДУ $T_{2\max}$. После отключения КЗ в момент сближения проводов появляется еще один максимум тяжения, так называемый третий максимум $T_{3\max}$, который имеет большую величину. В зарубежной практике он называется максимальным тяжением при падении проводов и имеет наибольшее значение $T_{3\max\text{ НБ}}$, когда вся накопленная токоведущими конструкциями потенциальная энергия при и после КЗ $E_{п\max}$ преобразуется в энергию упругих деформаций проводов и опор E_y (рисунок 1).

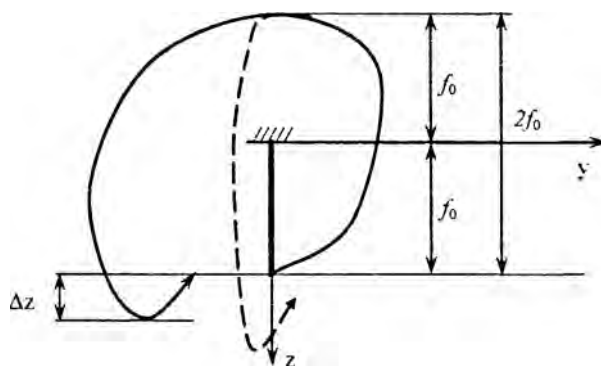


Рисунок 1. К определению тяжения

Существует еще один максимум тяжения $T_{1\max}$, когда под действием внутрифазных усилий происходит максимальное удлинение составляющих проводов расщепленной фазы. В данной статье динамика тяжений в расщепленной фазе не рассматривается.

Для учета той части кинетической энергии провода, которая расходуется на его упругие деформации, вводится поправочный коэффициент $k_{п}$, который определяется с помощью вычислительного эксперимента и опытных данных. В первом приближении $k_{в} = \frac{2}{3}$. Выражение для расчета максимального тяжения на стадии отталкивания проводов при КЗ

$$T_{2\max} = \sqrt{T_0^2 + 0,3K_{\text{оп}} \frac{EA}{IK_{\text{оп}} + EA} \frac{(k_n S^{(2)})^2}{\rho l}}.$$

При рассмотрении упрощенной модели пролета с абсолютно жесткими опорами ($K_{\text{оп}} \rightarrow \infty$) получаем формулу

$$T_{2\max} = \sqrt{T_0^2 + 0,3 \frac{EA}{\rho} \left(\frac{k_n S^{(2)}}{l} \right)^2}.$$

Величина наибольшей потенциальной энергии провода имеет место при максимальном угле отклонения его плоскости, равном 180° , когда $h + h_k = 2f_0$ [3], где h и h_k – соответственно высоты подъема средней точки провода после отключения и в момент отключения КЗ, м. Тогда

$$T_{3\max} = \sqrt{T_0^2 + \frac{3}{4} EA \rho g (h + h_k)} \cong \sqrt{T_0^2 + 13,1 EA \rho (h + h_k)}.$$

Важным параметром при определении максимальных тяжений является модуль упругости провода. Модуль упругости витого провода следует принимать меньшим модуля упругости материала проводника, так как он состоит из отдельных волокон материала и обладает повышенной растяжимостью при воздействии нагрузки. Комитетом СИГРЭ были проведены опытные исследования проводов марки ACSR различных сечений с целью определения реальных значений модуля упругости [1]. Анализируя графики СИГРЭ, можно принять

$$\frac{E_S}{E} = 0,6,$$

где E – модуль упругости материала провода;

E_S – то же витых гибких проводов ОРУ.

Поэтому в расчетах для получения более точных результатов следует принимать значения модуля E_S .

Для подтверждения справедливости полученных выражений для тяжения производятся расчеты характерных максимумов тяжений для опытного пролета длиной 36 м [4]. Результаты расчетов сравниваются с опытными данными. Также приводятся сопоставления результатов расчетов с теми же исходными данными по методике СИГРЭ и по компьютерной программе BusEF, разработанной на кафедре «Электрические станции», которая позволяет получить точные численные решения уравнений динамики проводов при КЗ.

Погрешность при расчетах второго максимума тяжений $T_{2\max}$ не превышает 30 %, что является допустимой погрешностью для упрощенных методов расчета динамики проводов при КЗ. Результаты расчета $T_{3\max}$ как по методике БНТУ, так и по методике СИГРЭ значительно отличаются от результатов точных численных решений. Чтобы повысить точность расчетов на данном этапе, вводится поправочный коэффициент

$$k_{T_3} = \frac{T_{3\max(\text{КП})}}{T_{3\max}},$$

где $T_{3\max(\text{КП})}$ и $T_{3\max}$ – соответственно третий относительный максимум тяжения, определяемый по компьютерной программе BusEF и по приближенному методу БНТУ.

Проведенные упрощенные расчеты максимальных тяжений с учетом поправочных коэффициентов показали, что точность их оценки значительно увеличилась.

Литература

1. The Mechanical Effects of Short-circuit Currents Open-air Substations (Rigid or Flexible Bus-bars). Brochure from CIGRE. SC 23. – Paris, 1996.
2. ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках: методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введ. 01.03.1999. – Минск, 1999. – 57 с.
3. Сергей, И.И., Пономаренко, Е.Г., Саммур, В.М. Упрощенный метод расчета сближения проводов с учетом конструктивных элементов распределительных устройств при двухфазном коротком замыкании // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2004. – № 2. – С. 5–11.
4. Landin, I., Lindquist, C.J., Bergstrom, L.R., Cullen, G.R. Mechanical Effects of High Short-circuit Currents in Substations // IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems. – 1975. – P. 1657–1665.

УДК 621.316

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Дерюгина Е.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук **ГЕРАСИМОВИЧ Д.А.**

Исследования электрического поля и характеристик заземлителей с самого начала развития теории заземляющих устройств относились к категории достаточно сложных задач электротехники. В основе всех разделов теории лежит модель системы «заземлитель – земля». Трудности усугубляются тем, что электрическая структура верхних слоев земли, в которой располагаются заземлители, имеет существенно неоднородное и изменяющееся во времени (по сезонам) удельное электрическое сопротивление. Степень его неоднородности зависит от многих факторов: вида почв, почвообразующих и геологических пород, колебаний уровней грунтовых вод, количества выпадающих осадков, температуры и влажности воздуха, характера растительности, хозяйственной деятельности людей и др.

Однако, как показали многочисленные геофизические изыскания, в пределах ограниченных площадок с линейными размерами в несколько сотен метров [1], т. е. в несколько раз превосходящих обычные линейные размеры большинства заземлителей в плане, электрическая структура земли в большинстве случаев имеет вид четко выраженных слоев с различной удельной проводимостью и практически горизонтальными границами. При этом в горизонтальном направлении электрическая проводимость γ обычно изменяется незначительно. С учетом указанных особенностей электрической структуры верхних слоев земли в теории заземляющих устройств: в основном используют расчетные модели земли в виде полупространства со слоистой электрической структурой. Принимают, что в пределах каждого слоя удельная проводимость однородна (одинакова), а границы между слоями – плоскости, параллельные границе полупространства. Число слоев расчетной модели зависит, с одной стороны, от особенностей электрической структуры конкретной площадки, на которой предполагают разместить заземлитель, а с другой – от имеющегося математического обеспечения.

Наименьшие математические трудности возникают при прочих равных условиях, когда все проводящее полупространство принимают однородным (однослойным). Использование подобной модели и хорошо известных методов теории поля позволило к концу 20-х годов глубоко проанализировать установившиеся (квазистационарные) электрические поля простых одиночных заземлителей и наметить методы исследования и расчета электрических полей сложных заземлителей, состоящих из нескольких электродов, в частности метод определения взаимного потенциального влияния их электродов. Обобщение всех основных работ в области теории и практического использования

заземляющих устройств было сделано в середине 20-х годов Ф. Оллендорфом в монографии «Токи в земле» [1]. Модель до сих пор имеет весьма важное не только методическое, но и практическое значение в инженерных методах расчета заземлителей.

При применении двухслойных [1, 2] и особенно многослойных моделей [3–5] электрической структуры земли в задачах математического моделирования электрического поля заземлителя математический аппарат значительно усложняется, а объем необходимой вычислительной работы возрастает на несколько порядков. Зато уменьшение ошибок при определении электрических характеристик и конструктивных параметров заземлителей окупает затраты труда, связанные с разработкой методов расчета и непосредственно с расчетом заземлителей.

Строгие математические методы решения задачи об электрическом поле и основных характеристиках простых заземлителей разработаны лишь для немногих частных случаев их геометрии, например для некоторых тел вращения с осью, перпендикулярной поверхности земли: полусфера, вытянутый и сплюснутый эллипсоид, тор. При этом принимают следующие основные допущения [1]:

- ток промышленной частоты, выходящий из заземлителя в землю при любых электрических процессах в системе электроснабжения, за исключением импульсных, вызванных грозовыми разрядами, считают установившимся;

- с учетом относительно высокого удельного сопротивления земли пренебрегают индуцированными в земле ЭДС по сравнению с активным падением напряжения и рассматривают электрическое поле тока в земле как стационарное (квазистационарное), т. е. как поле постоянного тока;

- заземлитель – идеальный сосредоточенный, следовательно, потенциал ϕ одинаков по всей его поверхности;

- земля – изотропное полупространство с неоднородной удельной проводимостью γ (с неоднородным удельным сопротивлением ρ).

Установившееся электрическое поле тока промышленной частоты, выходящего из сосредоточенного заземлителя в землю, описывают дифференциальным уравнением, выражающим принцип непрерывности электрического тока, граничным условием и условием сопряжения

$$\operatorname{div} \vec{J} = -\operatorname{div}(\gamma \operatorname{grad} \phi) = 0,$$

где \vec{J} – вектор плотности электрического тока.

Первым был применен метод, основанный на использовании естественной системы координат [6]. Введение естественных координат – математический метод, имеющий, однако, сравнительно узкую область применения. Использование естественных координат возможно лишь тогда, когда заранее известны геометрические параметры эквипотенциальных поверхностей во всей области существования электрического поля заземлителя, начиная от его поверхности. Это обстоятельство и ограничивает возможное применение метода естественных координат лишь простыми заземлителями, имеющими форму гладких тел вращения.

Второй метод основан на замене заземлителя множеством (совокупностью) точечных источников тока и таким подбором их тока, при котором одна из эквипотенциальных поверхностей результирующего электрического поля, рассчитываемого методом наложения, будет иметь точно такую же форму, как и поверхность заземлителя [1]. Тогда в соответствии с теоремой единственности электрические поля заземлителя и множества точечных источников оказываются совершенно одинаковыми. Область применения второго метода, так же как и первого, ограничена простыми заземлителями в виде гладких тел вращения, однако с меньшими ограничениями по расположению заземлителей относительно поверхности земли. В частности, с помощью второго метода

могут быть найдены электрические поля токов, стекающих со стержневых горизонтального и вертикального заземлителей, не выходящих на поверхность земли.

Строгие математические методы решения задачи об электрическом поле сложных заземлителей отсутствуют. Это связано прежде всего с формой заземлителей, обуславливающей трехмерность задачи: потенциал является функцией всех трех координат при весьма громоздком математическом описании поверхности сложных заземлителей.

Применительно к сложным заземлителям был разработан и получил полное теоретическое обоснование метод наведенного потенциала [1], включавший в качестве частных случаев известные методы среднего потенциала и потенциала в характерной точке. Суть этого метода в задании или приближенном расчете распределения плотности тока на поверхности заземлителя и последующем расчете потенциала в заданных точках земли. Метод применяют при расчете электрического поля и характеристик сложных и простых заземлителей, работающих в однородной, двухслойной и многослойной земле.

Используют также конечно-разностные методы (методов сеток) для расчета электрического поля заземлителей, расположенных в земле с многослойной электрической структурой [7]. Применение этих методов для расчета электрических характеристик заземлителей, работающих в земле с неоднородной электрической структурой, разрабатывала под руководством Меньшова Б.Г. группа специалистов применительно к зоне многолетнемерзлых грунтов [1].

Разрабатываются также методы расчета электрических характеристик неэквипотенциальных заземлителей. Эта задача впервые была решена в работах Яковса А.И. [1] на основе последовательного применения метода наведенного потенциала для определения удельной «поперечной» проводимости горизонтальных элементов и методов расчета разветвленных электрических цепей с распределенными электрическими параметрами. Аналогичные методы расчета предложены в работах Карякина Р.К. [8], Слышалова В.К., Слышалова А.В., Киселевой Ю.А. [9, 10] и Нестерова С.В. [11].

Параллельно с общей теорией заземляющих устройств развивались и приближенные инженерные методы их расчета – метод коэффициентов использования, метод обобщенных параметров и др. [1].

Аналитическое исследование переходных процессов при протекании по заземляющим устройствам импульсных токов, вызванных при ударах молнии и коммутациях, связано с большими математическими трудностями, обусловленными также необходимостью учитывать распределенные электрические параметры заземлителей, явление поверхностного эффекта, резкую нелинейность удельного сопротивления земли при искрообразовании и др. Имитационное моделирование также отличается значительной сложностью как самих экспериментальных установок, так и техникой выполнения эксперимента и обработкой его результатов.

В общем случае заземлитель при прохождении импульсных токов представляет собой совокупность элементов, содержащих активную и емкостную проводимость грунта, активное и индуктивное продольное сопротивление. Задача расчета оказывается при этом очень сложной, особенно если учитывать нелинейную зависимость активной проводимости от напряжения. Решение получают с помощью уравнений длинных линий с распределенными постоянными или путем приведения их к П-образным схемам замещения. При этом учитывается различие активной проводимости в начале (место входа тока) и в конце заземлителя. Подобные задачи возникают для заземлителей очень больших размеров. В большинстве практических случаев они могут рассматриваться как сосредоточенные, когда нет необходимости учитывать продольное активное и индуктивное сопротивление, и задача сводится к учету ионизации и пробоя грунта около электродов.

Много работ в теории заземляющих устройств при протекании импульсных токов разработано в научной школе в области техники высоких напряжений, сложившейся в 50–70-х годах в Московском энергетическом институте [12].

Численные методы исследования были разработаны применительно к сосредоточенным и горизонтальным протяженным заземлителям в работах Рябковой Е.Я., Анненкова В.З. [12, 13], Кузнецова М.Б., Матвеева М.В. [14].

Разработаны методы расчета импульсных сопротивлений, основу которых положена динамическая модель развития ионизации в грунте под действием импульсного тока [15].

Важные результаты в имитационном моделировании были получены Рябковой Е.Я. [12] и послужили основой для современных таблиц так называемых импульсных коэффициентов сопротивления заземлителей, позволяющих переходить от значения их сопротивления в установившемся режиме к значению в импульсном режиме. Так же результаты получены Раковым В.А., Уманом М.А. и др. [16], Борисовым Р.К., Смирновым М.Н., Коломиец Е.В., Янковским Б.Д. [17].

Литература

1. Бургсдорф, В.В., Якобс, А.И. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 400 с.
2. Tagg, G.F. Earth resistance. – London U.K.: George Newnes Ltd., 1964.
3. Takahashi, T. Analysis of apparent resistivity in a multi-layer earth structure / T. Takahashi, T. Kawase // IEEE Trans. Power Del. –1990. – Vol. 5, № 1. – P. 604–612.
4. Takahashi, T. Calculation of earth resistance for deep-driven rod in multi-layer earth structure / T. Takahashi, T. Kawase // IEEE Trans. Power Del. –1990. – Vol. 6, № 1. – P. 608–614.
5. Gonos, I.F. Estimation of multilayer soil parameters using genetic algorithms / I.F. Gonos, I.A. Stathopoulos // IEEE Trans. Power Del. –2005. – Vol. 20, № 1. – P. 100–106.
6. Смайт, В.С. Электростатика и электродинамика. – М.: Изд-во иностр. лит., 1954. – 604 с.
7. Güemes, J.A. Method for calculating the ground resistance of grounding grids using FEM / J.A. Güemes, F.E. Hernando // IEEE Trans. on Power Del. – 2004. – Vol. 19, № 2. – P. 595–600.
8. Карякин, Р.Н. Электромагнитные процессы в протяженных заземлителях в неоднородных структурах / Р.Н. Карякин // Электричество. – 1996. – № 7. – С. 43–51.
9. Слышалов, В.К. Полевая и цепная модели волновых процессов в протяженном заземлителе / В.К. Слышалов, П.В. Голов, Ю.А. Киселева, И.В. Тимофеева // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 2. – С. 50–58.
10. Слышалов, В.К. Электромагнитное поле протяженного заземлителя, проложенного параллельно границе раздела воздух-грунт / В.К. Слышалов, Ю.А. Киселева // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 1. – С. 62–69.
11. Нестеров, С.В. Применение интегральных уравнений для расчета заземлителя произвольной конфигурации в неоднородном грунте / С.В. Нестеров // Вторая Российская конференции по заземляющим устройствам: сборник докладов. – Новосибирск, 2005. – С. 51–58.
12. Рябкова, Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения. – М.: Энергия, 1978. – 224 с.
13. Анненков, В.З. Метод расчета импульсного сопротивления стержневого заземлителя в песчаном грунте / В.З. Анненков // Электричество. – 1995. – № 6. – С. 14–21.
14. Кузнецов, М.Б. Численное моделирование процесса растекания тока молнии по заземляющему устройству здания: сравнение результатов эксперимента и расчетов / М.Б. Кузнецов, М.В. Матвеев // Вторая Российская конференции по заземляющим устройствам: сборник докладов. – Новосибирск, 2005. – С. 99–106.
15. Wang, J. Extension of dynamic model of impulse behavior of concentrated grounds at high currents / J. Wang, A.C. Liew, M. Darveniza // IEEE Trans. Power Del. – 2005. – Vol. 20, № 3. – P. 2160–2165.
16. Rakow, V.A. New insights into lightning processes gained from triggered-lightning experiments in Florida and Alabama / V.A. Rakow, M.A. Uman, K.J. Rambo, M.I. Fernandez, R.J. Fisher, G.H. Schnetzer, R. Thottappillil, A. Eybert-Berard, J.P. Berlandis, P. Lalande, A. Bonamy, P. Laroche and A. Bondiou-Clergerie // J. Geophys. Res. – 1998. – Vol. 103, № D12. – P. 14.117–14.130.
17. Борисов, Р.К. Экспериментальные исследования импульсных характеристик заземляющих устройств / Р.К. Борисов, М.Н. Смирнов, Е.В. Коломиец, Б.Д. Янковский // Вторая Российская конференции по заземляющим устройствам: сборник докладов. – Новосибирск, 2005. – С. 107–113.

УДК 621.311.22.061(0754)

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОГРАММЫ-ТРЕНАЖЕРА ПО ОПЕРАТИВНЫМ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯМ В ГЛАВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ ТЭС

Кочкин М.Н.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент БУЛАТ В.А.

Появление и широкое применение персональных ЭВМ обеспечило качественно новые возможности для создания систем подготовки и поддержания квалификации оперативного персонала станции. Наряду с полномасштабными и малыми тренажерами в этих системах аналоговые тренажеры широко применяются как в нашей стране, так и за рубежом.

Общая характеристика программы

Программа-тренажер по производству оперативных переключений в главной электрической схеме ТЭС составлена на языке Borland Delphi Builder 7 и содержит:

- пять основных программных модулей;
- файлы заданий;
- файлы описания схем.

После запуска программы на выполнение перед пользователем появится головная форма (рисунок 1), на которой он может выбрать:

Вид переключений:

- самостоятельные переключения;
- переключения на выбор;

Режим работы программы:

- контролирующий режим;
- обучающий режим с комментариями;
- обучающий режим без комментариев.

Также пользователь вводит свои данные (ФИО);

О программе;

Выход.

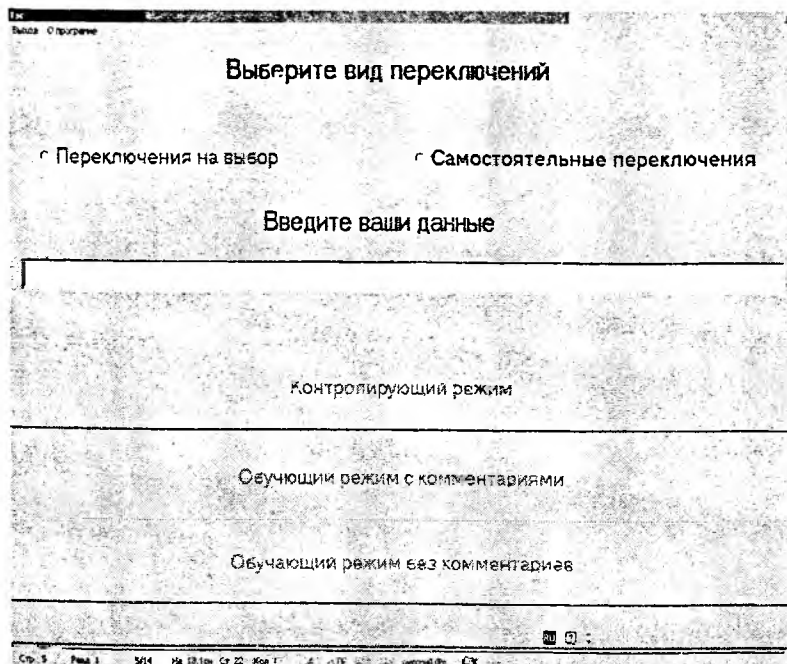


Рисунок 1

- В программе были использованы следующие электрические схемы:
- схема отключения трансформатора (рисунок 2);
 - полуторная схема (рисунок 3);

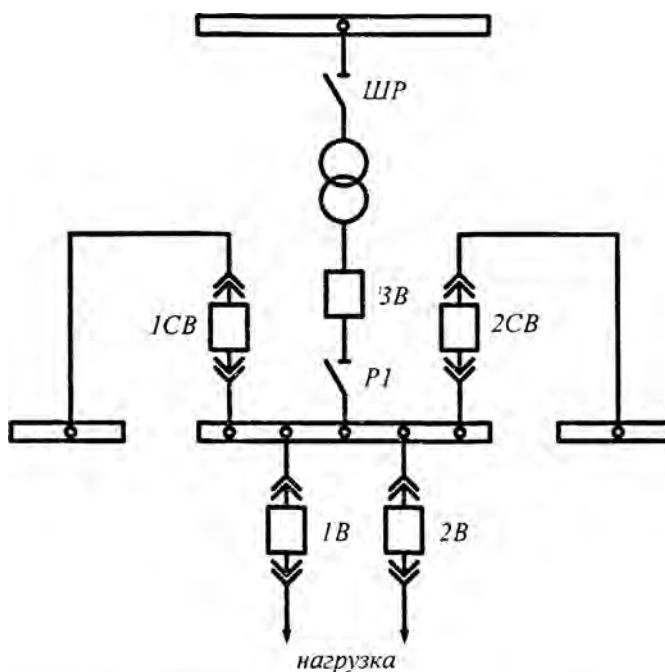


Рисунок 2. Схема отключения трансформатора

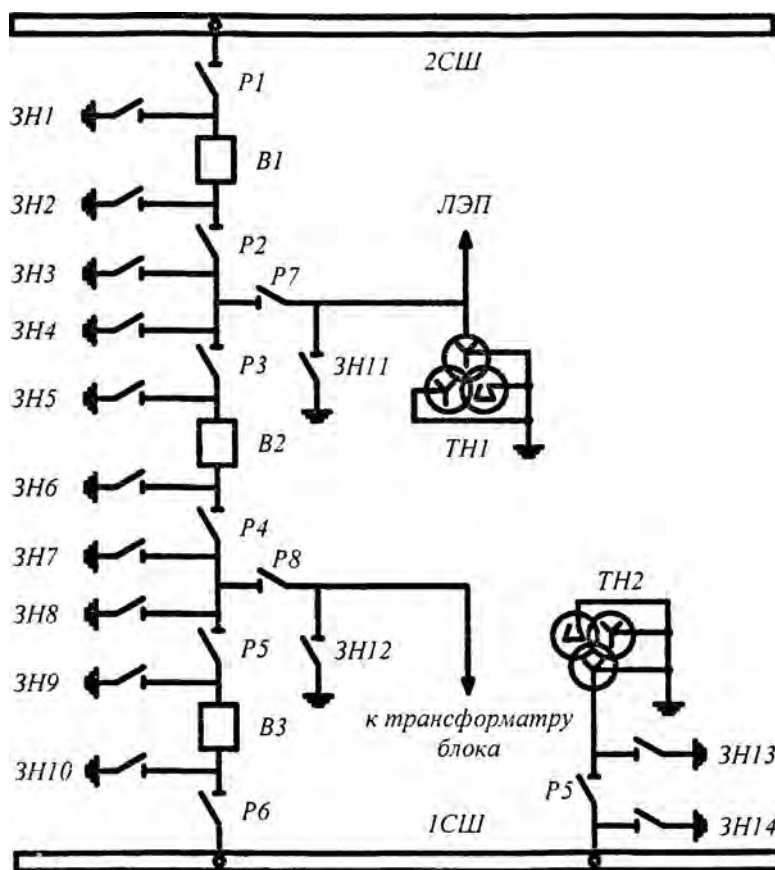


Рисунок 3. Полуторная схема

– двойная система шин с обходной (рисунок 4).

В ходе работы пользователь выбирает схему и задание, которое желает выполнить (рисунок 5).

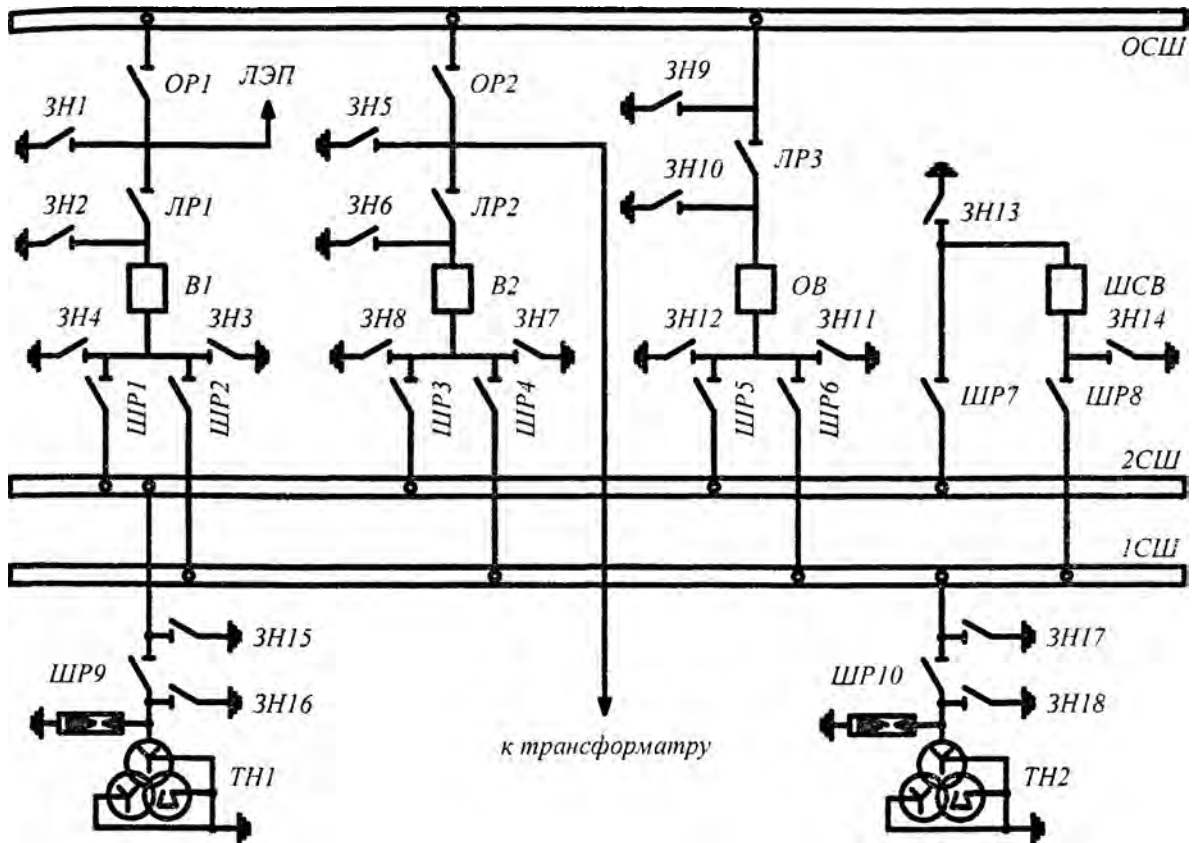


Рисунок 4. Двойная система шин с обходной

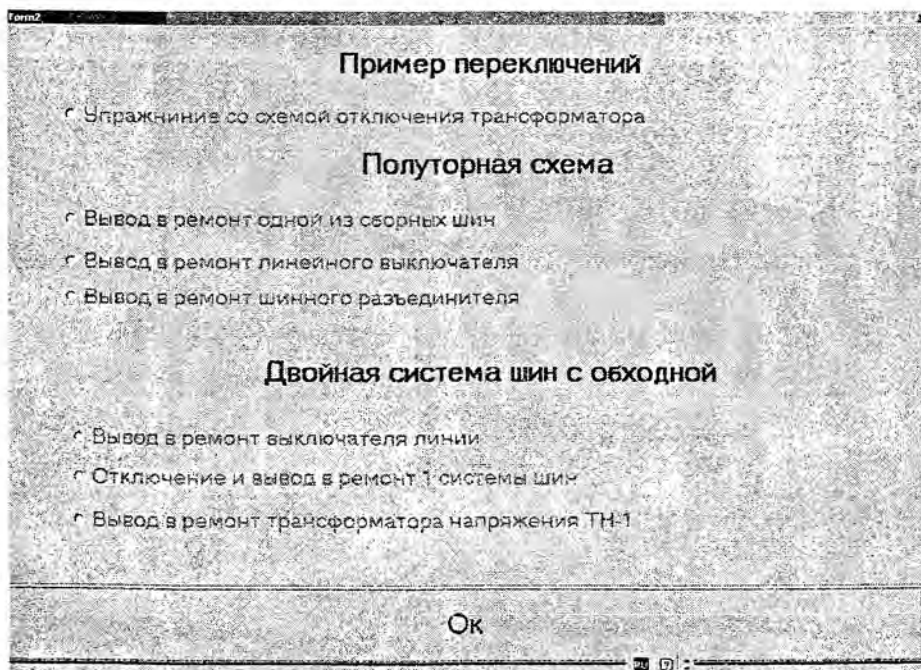


Рисунок 5

Краткая характеристика режимов переключения.

При работе в контролирующем режиме при правильном ответе пользователь оповещается об этом, при неправильном ответе на экран выводится оповещение, что этот ответ неправильный и автоматически совершается правильное переключение. В конце выполнения на экран выводится сообщение с процентной характеристикой качества выполнения работы.

При работе в обучающем режиме с комментариями при правильном ответе пользователь оповещается об этом, при неправильном ответе на экран выводится оповещение, что этот ответ неправильный. Данное действие происходит до тех пор, пока пользователь не совершит правильное переключение.

Обучающий режим без комментариев аналогичен контролирующему режиму за исключением того, что в конце на экран не выводится рейтинг выполнения работы.

Краткая характеристика видов переключений.

При выборе пользователем самостоятельных переключений на экране вместе со схемой появляется два блока:

- разъединители;
- заземляющие ножи;
- выключатели.

Пользователь выбирает элемент, который желает переключить с помощью мышки, и нажатием левой клавиши изменяет его положение.

При выборе пользователем переключений на выбор на экране вместе со схемой появляются три варианта ответов. После выбора пользователем одного из них происходит переключение, затем появляются три новых варианта ответа и переключения происходят до тех пор, пока не выполнено задание.

В ходе работы над программой в ее структуру был добавлен новый режим переключений, а также усовершенствованы предыдущие режимы. Поскольку данная программа написана на Borland Delphi Builder 7, она адаптирована под Windows и отличается от предыдущей программы улучшенным интерфейсом, что в свою очередь облегчает пользователю работу с ней.

Литература

1. Охотин, В.В., Беляев, Г.Б. и др. Диалоговый тренажер систем подпитки и компенсации давления энергоблока ВВЭР-440 // Электрические станции. – 1991. – № 9.
2. Гейдич, О.И., Черкас, Е.В., Чернышев, А.В. Программа-тренажер по оперативным переключениям в главных электрических схемах ТЭС // Актуальные проблемы энергетики: тезисы докладов 61-й научн.-техн. конф. студентов, магистрантов и аспирантов / БНТУ. – Минск: БНТУ, 2005. – С. 38–39.

УДК 621.316.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ТОКОПРОВОДОВ

Подмазова А.В., Усик В.С.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент БУЛАТ В.А.

Протекание рабочих токов в несколько десятков килоампер по шинам комплектных экранированных токопроводов вызывает значительный нагрев как токоведущих, так и других элементов их конструкции. Нагрузочная способность токопроводов определяется их рабочими температурами. Снижают рабочие температуры токопроводов двумя путями: применением принудительного охлаждения (вентиляцией) или ограни-

чением величины токов в экранах путём включения в их цепь насыщающихся токоограничивающихся реакторов.

При обосновании применении системы охлаждения или выборе степени ограничения токов в экранах на стадии проектирования необходимо производить расчёт величины рабочих температур элементов токопровода.

Аналогичная задача возникает и при переводе действующих токопроводов с секционированными экранами в режим работы с электрически непрерывными.

Существующие методики расчёта теплового режима экранированных токопроводов приближённо учитывают величину потерь мощности в экранах, которая в значительной степени обуславливает температурный режим токопровода.

Это не позволяет использовать их для расчёта рабочих температур токопроводов с электрически непрерывными экранами, выполненных с различной степенью ограничения токов. Необходимо также отметить, что все существующие методы весьма трудоёмки. В связи с этим возникает необходимость разработки такого метода, который наиболее полно отвечал бы физическим процессам, происходящим при нагреве элементов конструкции комплектных токопроводов, и алгоритм которого легко можно было бы реализовать на ЭВМ.

В соответствии с «Руководящими указаниями по расчёту токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания» шины больших сечений на термическую устойчивость не проверяются. Для комплектных генераторных токопроводов достаточным является проверка их теплового режима. При номинальном токе генератора. В соответствии с ГОСТ 19850-74 на токопроводы расчётные температуры для шин проводов и экранов не должны превышать максимально допустимых температур для шин 120 °С, для экранов 80 °С, при температуре окружающего воздуха 30 °С. Ниже приводится методика расчёта температур элементов конструкции комплексных токопроводов в стационарном режиме, основанная на численных методах исследования с использованием ЭВМ. Суть её состоит в том, что для комплектного токопровода определяются все основные электромагнитные параметры поля, по которым находятся потери мощности в экранах. На основании теории теплопередачи составляются уравнения теплового баланса, из решения которых находится температура конструктивных элементов токопровода. Предлагаемая методика пригодна для исследования теплового режима комплектных пофазно-экранированных токопроводов с различными схемами соединения экранов.

При протекании токов по шинам токопровода в элементах его конструкции выделяются потери энергии, переходящие в тепло.

Потери активной мощности в шинах определим на основании закона Джоуля-Ленца по формуле:

$$P_{ш} = I_{ш}^2 r_{ш} k_{п},$$

где $I_{ш}$ – действующее значение тока шинпровода;

$r_{ш}$ – сопротивление единицы длины шинпровода постоянному току;

$k_{п}$ – коэффициент поверхностного эффекта.

При определении потерь учтём зависимость сопротивления шины от её температуры по формуле:

$$r_{ш} = \frac{\rho_{ш}}{S_{ш}} (1 + \alpha_{ш} (t_{ш} - 20^\circ)),$$

где $\rho_{ш}$ – удельное сопротивление материала шины при 20 °С;

$S_{ш}$ – площадь сечения шины;

$\alpha_{ш}$ – коэффициент температурного изменения сопротивления материала шины;

$t_{ш}$ – установившаяся температура шины.

Количество тепла, выделяемое с единицы поверхности шины, будет определяться по формуле:

$$q_{ш} = \frac{P_{ш}}{2\pi R_{ш}},$$

где $R_{ш}$ – внешний радиус шины.

Потери мощности в экране, приходящиеся на единицу его длины, находим через поток вектора Пойнтинга, проникающего в экран с обеих поверхностей. Причём расчёт потерь производим с учётом зависимости электрической проводимости материала экрана от температуры

$$\chi_э = \frac{1}{\rho_э} (1 + \alpha_э (t_э - 20^\circ)),$$

где $\rho_э$ – удельное сопротивление материала экрана при 20 °С;

$\alpha_э$ – коэффициент температурного изменения проводимости материала экрана;

$t_э$ – установившаяся температура экрана.

Выделяемое тепло в экране на единицу поверхности рассчитываем по формуле:

$$q_{ш} = \frac{P_э}{2\pi R_э^H},$$

где $P_э$ – потери активной мощности в экране;

$R_э^H$ – наружный радиус экрана.

Поскольку значительные участки комплектных токопроводов находятся на открытом воздухе, то при расчёте температурного режима необходимо учитывать нагрев от теплового потока солнечной радиации, т. е. инсоляцию. Общее количество тепла получаемое за счёт инсоляции и поглощаемое поверхностью экрана единичной длины, определим по выражению:

$$Q = k_a FE,$$

где k_a – коэффициент абсорбции;

F – площадь проекции облучаемой поверхности на плоскость перпендикулярную падающим лучам, и равная внешнему диаметру экрана;

E – солнечная радиация (инсоляция).

Удельная максимальная мощность теплового потока солнечной энергии, поглощаемая экраном, может быть определена из выражения:

$$q_c = \frac{k_a}{\pi} E.$$

Суммарное тепло, выделявшееся в экране токопровода, будет равно:

$$q_{\Sigma} = q'_{ш} + q_э + q_c,$$

где $q'_{ш}$ – тепло, выделяемое шиной, приходящееся на единицу внутренней поверхности экрана,

$$q'_{ш} = \frac{P_э}{2\pi R_э^B},$$

где $R_э^B$ – внутренний радиус экрана.

Определяемое тепло в экране отдаётся в окружающую среду путём конвекции и лучеиспускания. Количество тепла, отдаваемое конвекцией, определим по формуле Ньютона

$$q_{\text{ЭК}} = \alpha_{\text{к}}(t_{\text{э}} - t_{\text{в}}),$$

где $\alpha_{\text{к}}$ – коэффициент теплоотдачи;

$t_{\text{в}}$ – температура окружающего воздуха.

Процесс теплоотдачи является сложным процессом, а коэффициент теплоотдачи является сложной функцией различных величин, характеризующих этот процесс. В связи с этим коэффициент теплоотдачи для экранов токопроводов определим на основании теории подобия

$$\alpha_{\text{к}} = \frac{N_{\text{н}} \lambda_{\text{в}}}{D_{\text{э}}},$$

где $N_{\text{н}}$ – критерий Нуссельта, характеризующий интенсивность теплообмена между экраном и воздухом;

$\lambda_{\text{в}}$ – коэффициент теплопроводности воздуха;

$D_{\text{э}}$ – наружный диаметр экрана.

Критерий Нуссельта для горизонтально расположенных экранов находят по выражению:

$$N_{\text{н}} = 0,135(G_r P_r)^{0,33},$$

где G_r – критерий Грасгофа, определяющий интенсивность свободного движения воздуха,

$$G_r = \frac{\beta q D_{\text{э}}^2}{\nu^2} (t_{\text{э}} - t_{\text{в}}),$$

где $\beta = \frac{1}{T}$ – коэффициент объёмного расширения воздуха;

T – абсолютная температура воздуха;

q – ускорение силы тяжести;

ν – кинематическая вязкость воздуха;

P_r – критерий Прандтля, определяющий физические свойства воздуха.

Величины $\lambda_{\text{в}}$, ν и P_r , входящие в формулы, являются функциями от температуры окружающего воздуха. При их определении за определяющую принимаем среднюю температуру, равную $t_{\text{э ср}} = 0,5(t_{\text{э}} + t_{\text{в}})$.

Приведенные выражения позволяют рассчитать количество тепла, отдаваемого конвекцией, для экранов всех трёх фаз. При отдаче тепла конвекцией экраном средней фазы, вследствие воздушной прослойки между экранами токопровода, влияние соседних фаз можно не учитывать.

Окончательное выражение для расчёта тепла, отдаваемого конвекцией с экрана

$$q_{\text{ЭК}} = N_1 (t_{\text{э}} - t_{\text{в}})^{1,33},$$

где

$$N_1 = 0,135 \lambda_{\text{в}} \left(\frac{1}{T} \frac{\rho_{\text{в}} q}{\nu^2} \right)^{0,33}.$$

Количество тепла, отдаваемое в окружающее пространство путём лучеиспускания, находится на основании закона Стефана-Больцмана

$$q_{\text{эл}} = C_0 \xi_{\text{э}} \left[\left(\frac{T_{\text{э}}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T}{100} \right)^4 \right] k_{\text{э}},$$

где C_0 – коэффициент излучения абсолютно чёрного тела;

ξ_3 – степень черноты экрана;

T_3 – абсолютная температура экрана;

k_3 – коэффициент, учитывающий экранирующее влияние соседних экранов.

Величина коэффициента k_3 определяется по формулам

$$k_3 = 1 - \frac{2\chi}{\pi} \text{ – для средней фазы;}$$

$$k_3 = 1 - \frac{\chi}{\pi} \text{ – для крайних фаз,}$$

где

$$\chi = \arcsin \frac{D_3}{2D}.$$

Графическая интерпретация коэффициента показана на рисунке 1.

Окончательно получим уравнение теплового баланса для экрана.

$$q_{\Sigma} = N_1(t_3 - t_B)^{1,33} + C_0 \xi_3 \left[\left(\frac{T_3}{100} \right)^4 - \left(\frac{T}{100} \right)^4 \right] k_3.$$

Полученное уравнение теплового баланса для экрана является трансцендентным относительно искомой температуры экрана. Такое уравнение решаются численным методом путём итераций. Для его решения на ЭВМ оно приводится к виду:

$$t_3 = t_B + N_2 \left[q_{\Sigma} - N_3 (T_3^4 - T^4) \right],$$

где

$$N_2 = \frac{1}{N_1(t_3 - t_B)^{0,33}};$$

$$N_3 = C_0 \xi_3 k_3 10^{-8}.$$

УДК 621.316.925

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ПЕРЕРЫВА ПИТАНИЯ НА УСПЕШНОСТЬ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Левкович Д.В., Никитюк А.В.

Научный руководитель – ГЛИНСКИЙ Е.В.

Основу всей нагрузки на электростанциях любого типа составляют электродвигатели 6 кВ собственных нужд.

Кратковременное снижение или полное исчезновение напряжения на шинах собственных нужд, вызванное коротким замыканием или переключением на резервное питание из-за автоматического или ошибочного ручного отключения рабочего питания, ведет к снижению частоты вращения двигателей вплоть до полной остановки части из них. Для сохранения в работе основных агрегатов электростанции двигатели ответственных механизмов при этом не отключаются от шин. После устранения причины кратковременного нарушения электроснабжения они восстанавливают нормальную частоту вращения без вмешательства персонала. Такой процесс называется самозапуском.

На примере Минской ТЭЦ-4 исследуется влияние времени перерыва питания на успешность самозапуска электродвигателей напряжением 6 кВ собственных нужд с помощью программы SAMOSAPU, разработанной на кафедре «Электрические станции» БНТУ.

При отключении питания напряжение на секции с неотключенными двигателями исчезает не сразу, а за счет электромагнитной и кинетической энергии, запасенной двигателями, затухает за время 1–1,5 с. Участвующие в групповом выбеге двигатели механизмов с большим моментом инерции (вентиляторы, дымососы) работают в этом случае в режиме генераторов, отдавая часть энергии двигателям механизмов с меньшим моментом инерции, работающим в двигательном режиме.

Частота затухающего напряжения при групповом выбеге по мере торможения двигателей уменьшается со скоростью примерно 4–7 Гц/с. Групповой выбег продолжается до снижения напряжения на секции до $(0,25 - 0,2)U_{\text{ном}}$, после чего все двигатели останавливаются. Из-за снижения частоты затухающего напряжения оно быстро отстает по фазе от напряжения сети. Уже через 0,3–0,4 с с момента отключения питания секции угол расхождения напряжения достигает 180° . При этом разность напряжений на секции и в сети может достигнуть $(1,6 - 1,8)U_{\text{ном}}$. При самопроизвольном или ошибочном отключении рабочего питания, а в некоторых случаях и при действии защит с малой выдержкой времени напряжение на секцию от АВР подается через 0,4–0,5 с, т. е. в момент противофазы. Несмотря на это, переходные токи в двигателях близки к нормальным пусковым токам. Это является следствием значительного падения напряжения в источнике резервного питания от одновременного самозапуска мощной группы двигателей. Поэтому повреждений двигателей при самозапуске от динамических усилий в обмотках не наблюдается.

Самозапуск двигателей до нормальной частоты вращения происходит каскадно. Первыми заканчивают разбег двигатели механизмов с легкими условиями пуска, например, циркуляционных (ЦЭН), конденсатных насосов. Благодаря снижению пусковых токов этих двигателей до номинальных напряжение на секции повышается, что облегчает разбег других двигателей: питательных насосов (ПЭН), дымососов (Д), дутьевых вентиляторов (ДВ) и т. д. Для облегчения самозапуска все неотчетственные двигатели при снижении напряжения на шинах СН до $(0,6 - 0,7)U_{\text{ном}}$ отключаются защитой минимального напряжения с выдержкой 0,5 с. Каскадный разбег двигателей позволяет обеспечить их самозапуск при начальном напряжении несколько ниже того, которое требуется для двигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска.

Чем более кратковременный перерыв питания, тем меньше двигатели успевают затормозиться, тем меньше их пусковые токи и больше начальное напряжение на шинах после включения резервного питания и, следовательно, тем быстрее самозапуск двигателей. Поэтому следует по возможности сокращать время действия защит и АВР на собственных нуждах. Предельно допустимая продолжительность перерыва ограничивается также режимом работы котлоагрегата. Перерыв более 3 с вызывает такое снижение частоты вращения тягодутьевых механизмов, при котором факел в топке может погаснуть. Одновременное последующее восстановление работы тягодутьевых механизмов и питателей топлива может привести к взрыву в топке котла. При перерывах питания СН на 4 с и более работа котлоагрегата нарушается, и самозапуск двигателей не только не имеет смысла, но даже и недопустим.

Для успешности самозапуска начальное напряжение на шинах СН должно быть достаточным, чтобы создать избыточный момент для разбега всех основных двигателей, а продолжительность разбега двигателей, зависящая как от начального напряжения, так и скорости его восстановления, не должна превышать предельно допустимую.

К числу основных электродвигателей на ТЭЦ относятся следующие: электродвигатели мазутных, тягодутьевых, питательных, конденсатных, циркуляционных насосов. Все они являются ответственными механизмами и требуют наличия резервного источника питания.

С помощью программы SAMOSAPU, изменяя время перерыва питания секции 5РА (5РБ), исследовалась успешность самозапуска электродвигателей этих секций. Результаты исследования занесены в таблицу 1.

Таблица 1. Результаты испытаний

Время перерыва питания t, c	Максимальный рабочий ток секций 5РА/5РБ $I_{п\ max}, A$	Секция 5РА	Секция 5РБ	ЦН-2 (яч. 143)	ДВ-5А (яч. 145)	ПЭН-5 (яч. 148)	ЦН-1 (яч. 161)	Д-5Б (яч. 165)	ДВ-5Б (яч. 167)
0,10	2,4/1,4	+	+	+	+	+	+	+	+
0,11	9,0/5,0	+	+	+	+	+	+	+	+
0,12	2,4/1,6	+	+	+	+	+	+	+	+
0,13	8,8/5,3	+	+	+	+	+	+	+	+
0,14	2,9/2,1	+	+	+	+	+	+	+	+
0,15	8,7/4,6	+	+	+	+	+	+	+	+
0,50	7,1/3,4	+	+	+	+	+	+	+	+
0,80	3,6/3,0	+	+	+	+	+	+	+	+
1,20	5,2/4,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,21	5,3/4,6	-	+	-	+	+	+	+	+

Примечание: + – самозапуск успешный; – – самозапуск неуспешный

Как видно из таблицы 1, наибольший скачок тока на секции наблюдается уже при перерыве питания на 0,11 с, что является следствием снижения частоты затухающего напряжения, которое быстро отстает по фазе от напряжения сети. За это время угол расхождения напряжения достигает 180° .

Предельное время отключения для исследуемых электродвигателей составило 1,21 с. При таком перерыве питания при КЗ на секции 5РА самозапуск электродвигателей циркуляционных насосов ЦН-2 оказывается неуспешным.

Литература

1. Инструкция по применению программы «Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанций» / В.И. Новаш, Е.В. Глинский. – Минск: БГПА, 1995.
2. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

УДК 621.316.5

ВЫБОР ИНТЕРПОЛЯЦИОННЫХ ФОРМУЛ АППРОКСИМАЦИИ ОБОБЩЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ОТ КРИТЕРИЯ ПОДОБИЯ

Филипенко К.М., Давидович Е.Н.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор СЕРГЕЙ И.И.

Уравнения движения проводов, представленных гибкой нитью, в математическом отношении являются нелинейными гиперболическими дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных и относятся к уравнениям математиче-

ской физики. Единственное решение гиперболических уравнений выделяются при помощи дополнительных условий: начальных и краевых. Указанная задача называется нестационарной краевой задачей Коши и требует двух начальных условий: начальных координат и скоростей провода, а также граничных векторов определяющих положение концов провода в пролете. Решить нелинейные уравнения движения провода классическими методами не удастся. Для этого чаще всего используется разностные методы. Однако численные методы позволяют найти только частное решение задачи динамики провода при КЗ, соответствующее конкретным граничным условиям. Обобщения частных решений движения провода, являющегося гибкой механической системой с распределенной массой является, сложной задачей.

На кафедре «Электрические станции» БНТУ предложен способ обобщения частных численных решений задачи динамики провода при КЗ путем решения его уравнения движения в безразмерной форме. В процессе преобразования уравнения к безразмерному виду выявляются сочетания и комбинации параметров провода, одинаковые для подобных решений задачи. В теории подобия их называют критериями подобия. В итоге были получены графические зависимости максимальных горизонтальных отклонений средней точки провода и максимальных тяжений для различных относительных продолжительностей КЗ в функции динамического критерия подобия (рисунок 1).

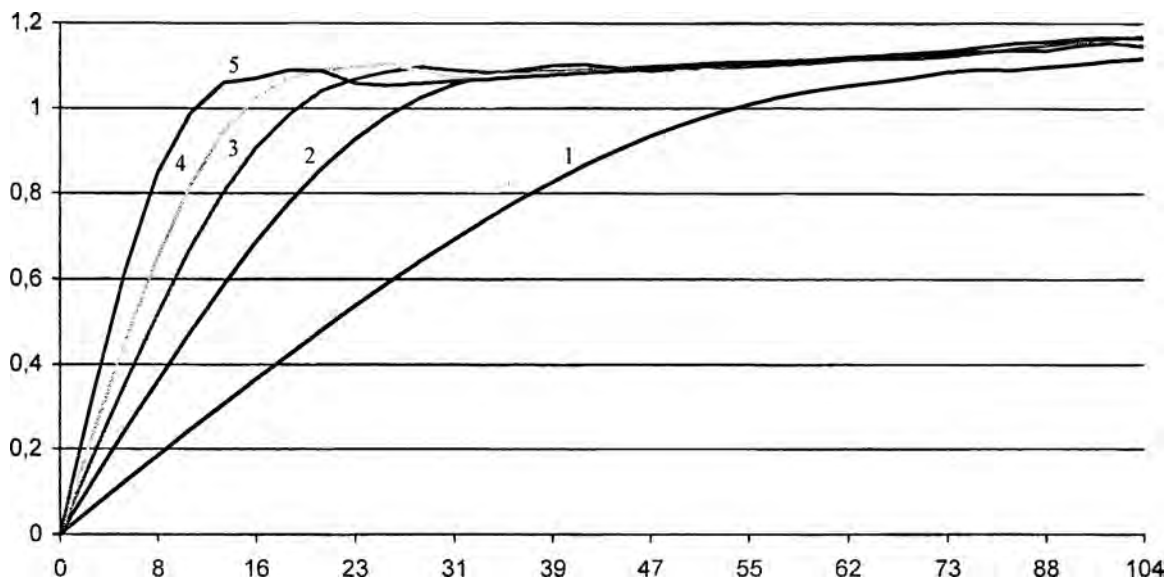


Рисунок 1. Максимальные горизонтальные относительные отклонения средней точки провода для различных относительных продолжительностей КЗ в функции динамического критерия подобия: 1 - $t_k = 0,05$ с; 2 - $t_k = 0,10$ с; 3 - $t_k = 0,15$ с; 4 - $t_k = 0,20$ с; 5 - $t_k = 0,30$ с

В данной работе рассматривается аппроксимация обобщенных зависимостей максимальных горизонтальных отклонений средней точки провода для различных относительных продолжительностей КЗ встроенными функциями программного комплекса Excel.

В программе Excel вводятся численные значения обобщенных зависимостей и по ним строятся графики. Графики встроенной функцией программы аппроксимируются полиномиальной линией тренда 6 степени. В итоге получается уравнение для каждой зависимости вида:

$$y = ax^6 + bx^5 + cx^4 + dx^3 + ex^2 + fx + g.$$

Для нахождения общего уравнения строятся графики изменения каждого коэффициента и аппроксимируются полученные графики полиномиальной линией тренда.

В итоге получается общее уравнение аппроксимирующей кривой для любого времени КЗ вида:

$$y = ax^6 + bx^5 + cx^4 + dx^3 + ex^2 + fx + g,$$

где

$$a = -0,0000003804t^4 + 0,0000002714t^3 - 0,0000000699t^2 + \\ + 0,00000000730t - 0,00000000228;$$

$$b = 0,000132935t^4 - 0,0000954901t^3 + 0,0000246285t^2 - \\ - 0,00000254824t + 0,0000000788358;$$

$$c = -0,017638472t^4 + 0,012755143t^3 - 0,003291021t^2 + \\ + 0,000335963t - 0,000010234;$$

$$d = 1,09424768t^4 - 0,79572716t^3 + 0,204729026t^2 - \\ - 0,020419617t + 0,000607059;$$

$$e = -30,86800267t^4 + 22,46889867t^3 - 5,709358433t^2 + \\ + 0,542025043t + 0,015557737;$$

$$f = 298,9965507t^4 - 214,0780353t^3 + 51,88750258t^2 - \\ - 4,231567382t + 0,131264545;$$

$$g = 1310,26602t^4 - 828,578046t^3 + 172,3341098t^2 - \\ - 13,75420953t + 0,351628036;$$

$$x = \frac{f_3}{\pi'_r};$$

f_3 – эквивалентное ЭДУ за промежутков времени t_k

$$f_3 = \frac{S^{(2)}}{lt_k};$$

π'_r – комплекс начальных параметров провода, который является составной частью критерия их геометрического подобия

$$\pi'_r = \frac{T_0 f_0}{l^2}.$$

Для проверки точности аппроксимации кривых выполнено сопоставление для различных продолжительностей короткого замыкания, приведенных на рисунке 2.

Вывод

Получена интерполяционная формула аппроксимации обобщенных зависимостей параметров электродинамической стойкости от динамического критерия подобия, погрешность которой не превышает 0,5 %. Разработан алгоритм в программе Excel построения кривой в зависимости для различных продолжительностей короткого замыкания. Наиболее точное совпадение результатов расчета по полученной формуле и численным методом имеет место для наиболее вероятной продолжительности короткого замыкания равной, 0,1–0,2 с.

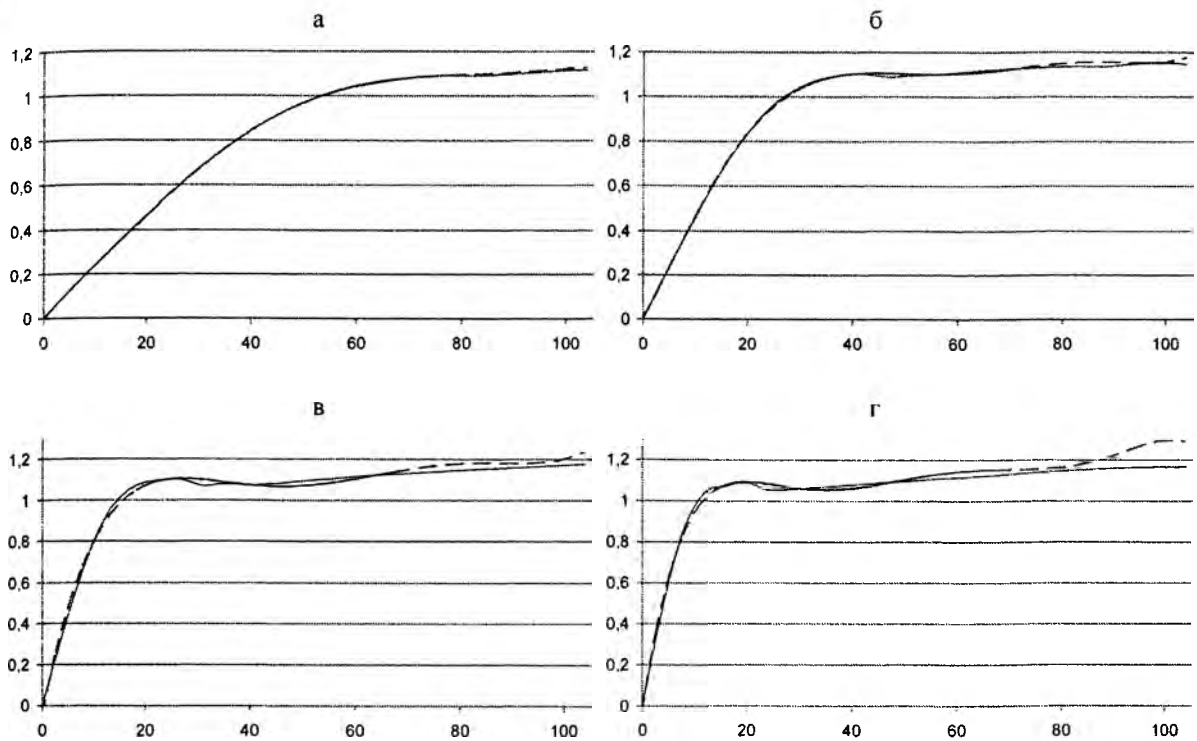


Рисунок 2. Сравнение результатов расчета по полученной формуле и численным методом: а – $t_k = 0,05$ с; б – $t_k = 0,10$ с; в – $t_k = 0,20$ с; г – $t_k = 0,30$ с:
 — — истинная кривая; - - - - расчетная

Литература

1. Сергей, И.И., Пономаренко, Е.Г. Обобщение численных решений уравнений движения проводов при коротком замыкании с помощью критерия подобия // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 2. – С. 13–19.

УДК 621.315

ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА

Карп А.Е., Шишко С.В.

Научный руководитель – ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

Темой проведённой исследовательской работы стал обзор современных коммутационных аппаратов. В результате была создана база данных в приложении Microsoft Office, MS Access, расширяющая инструментарий инженера-проектировщика и упрощающая процесс выбора высоковольтных выключателей.

Информация в базе данных во многом организована аналогично таблице высоковольтных выключателей из [1].

Некоторые трудности в организации информации возникли из-за того, что на сегодняшний день значительная часть высоковольтных выключателей, предлагаемых для установки на местах, производится за рубежом или филиалами зарубежных фирм, что предполагает использование стандартов МЭК взамен более привычного стандарта ГОСТ. Так, например, номинальные напряжения высоковольтных выключателей, производимых фирмой АВВ, не соответствуют номинальным классам напряжения, принятым в республике Беларусь.

С целью облегчения поиска проектировщиком необходимого выключателя, автором были созданы стандартные запросы (меню «Объекты», категория «Запросы»), соответствующие номинальным классам напряжения и содержащие все высоковольтные выключатели, с номинальными напряжениями всего применимого на этот класс напряжения диапазона. Выбирая необходимый запрос, пользователь открывает таблицу высоковольтных выключателей на данный класс номинального напряжения. Сортировка в таблице произведена в порядке возрастания, однако при желании пользователь может изменить её при помощи соответствующей кнопки.

Вывод на экран только выключателей с выбранным номинальным напряжением может быть организован с помощью так называемого «простого фильтра», вызываемого правой кнопкой «мыши».

При необходимости вывести выключатели на другое номинальное напряжение следует удалить фильтр (команда того же меню) и повторно создать фильтр на другое номинальное напряжение.

После выбора выключателей на необходимое напряжение можно все вышеописанные операции произвести со столбцом номинального тока, что ещё на шаг сузит поле выбора выключателей.

С целью экономии пространства таблицы названия большинства столбцов представляют собой условные обозначения, расшифровка которых приводится ниже:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{\text{max раб}}$ – максимальное рабочее напряжение выключателя (приводится только для стандартов МЭК);

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя;

$I_{\text{пред сквоз(пик)}}$ – предельный сквозной ток через выключатель (пиковое значение);

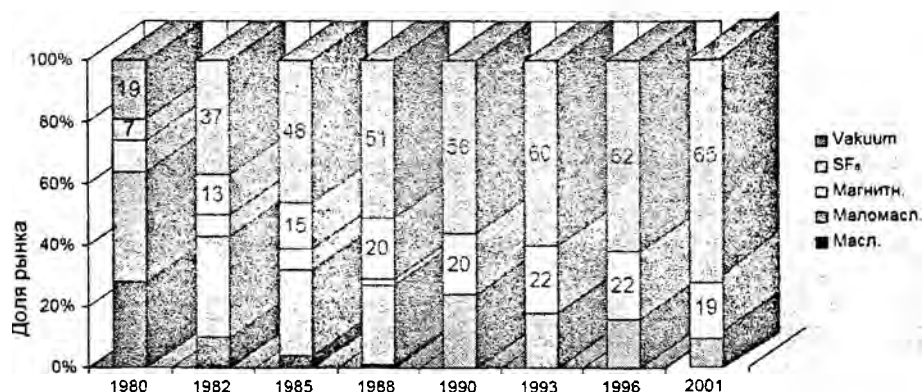
$I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{\text{терм}}$ – время действия тока термической стойкости выключателя;

$t_{\text{полн откл}}$ – полное время отключения;

$\frac{I_a}{I_{\text{полн}}}$ – нормированное содержание аperiodической составляющей.

На рисунке 1 представлена тенденция развития высоковольтных выключателей.



Актуальная конъюнктура рынка Германии по вакуумной технике 90%

Рисунок 1. Конъюнктура мирового рынка для выключателей среднего класса напряжения (ток отключения короткого замыкания более 12,5 кА)

Из диаграммы видно, что на сегодняшний день основную долю рынка высоковольтных выключателей составляют вакуумные и элегазовые выключатели с преобладанием вакуумных. На рисунке 2 представлено сравнение технических характеристик разных типов выключателей.

Критерии оценки	SF ₆	Vakuum	
Взрыво- и огнестойкость	●	●●●	
Контроль среды коммутации	●	●●●	
Стойкость коммутационной среды	●	●●	
Срок службы	●	●●●	
Спектр технич. характеристик	●●	●●●	
Коммутационные перенапряжения	●●	●●	
Компактность	●●	●●●	
Необслуживаемость	●	●●●	
Плохо	Удовл.	Хорошо	Отлично
○	●	●●	●●●

Рисунок 2. Сравнительная оценка элегазовых и вакуумных выключателей

Номинальные данные вакуумных и элегазовых выключателей, приведённые в вышеупомянутых «Справочных материалах» качественно не отличаются от номинальных данных современных выключателей. В настоящее время разработчики не стремятся улучшить эти параметры, удовлетворяющие эксплуатационным требованиям. Теоретические и прикладные исследования направлены на совершенствование конструкции выключателей с целью снижения их габаритных размеров и увеличения надёжности и срока эксплуатации.

Литература

1. Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Найшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Рожкова, Л.Д., Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

УДК 621.316.5

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ МЕТОДОМ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ГАЗОВ

Кулай А.В., Зильберман А.Д., Мосейчук Л.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КРАСЬКО А.С.

Возникновение и развитие повреждения в генераторной изоляции сопровождается разложением изолирующих и конструктивных материалов под действием высокой температуры или частичных разрядов (ЧР) разной интенсивности. При этом в водород системы охлаждения выделяются примесные газы – продукты распада органических ком-

понентов изоляции. Количество, состав и скорость газовой выделения зависят от вида вовлеченной в процесс разложения изоляции, объема разлагающегося материала и интенсивности факторов воздействия – температуры или ЧР.

Применительно к генераторам использование методов хроматографического анализа газов (ХАГ) встречает ряд затруднений. Первая трудность – малые фоновые концентрации примесных газов в исправных генераторах, что требует изучения процессов при высокой чувствительности ХАГ (до 10^{-6} – 10^{-5} % по объему).

Второе затруднение – быстрая и не всегда предвиденная ротация водорода в системе охлаждения, что затрудняет непрерывное накопление примесных газов в охлаждающем водороде при развитии повреждения и требует тщательного учета динамики газообмена в реальных условиях работы генератора. Поэтому учет динамики концентрации примесных газов – необходимое условие использования ХАГ для диагностики повреждений изоляции генератора.

Исходные данные и методики проведения анализов

Термическое разложение изоляции.

При термическом разложении микалентной компаундированной изоляции в среде водорода при $t \geq 200$ °С ХАГ регистрирует CO_2 , CO , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 достаточные для численной оценки степени разрушения. Соответствующее разложение изоляции слюдотерм наблюдается при $t \geq 300$ °С. При $t < 200$ °С для микалентной изоляции и $t < 300$ °С для изоляции слюдотерм может выделяться только CO_2 . Выделение углеводородов при чувствительности анализе 10^{-5} по объему не обнаруживается.

Разложение под действием ЧР.

Приведенные ниже данные получены в результате объемных и сложных опытов, выполненных в лаборатории ТВН БНТУ.

Воздействие ЧР с интенсивностью $q = 10^{-10}$ Кл медленно разлагает микалентную изоляцию. Видимые разрушения образца после нескольких часов непрерывного воздействия ЧР выражаются в некоторой матовости поверхности, ХАГ обнаруживает только CO_2 . При увеличении ЧР до $q = 10^{-9}$ Кл при $I_{\text{CP}} = 10^{-7}$ А возрастает количество CO_2 и выделяется CH_4 . На образце появляются следы воздействия ЧР в виде эрозии поверхности.

Рост интенсивности ЧР до $q = 10^{-8}$ – 10^{-9} Кл, $I_{\text{CP}} = 10^{-6}$ – 10^{-7} А связан с тем же характером разрушения образцов и газовой выделения, но количество газов и эрозия на поверхности увеличиваются.

На дуговом воздействии микалентная изоляция находившаяся предварительно на открытом воздухе в среде водорода загорается и пропитывающая масса выгорает. В области горения сохраняется только слюда. Анализ газов после сгорания обнаруживает выделение CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , CO_2 .

В среде гелия и воздуха дуговое воздействие не вызывает воспламенения микалентной изоляции.

Воздействие ЧР на изоляцию слюдотерм приводит к тому же характеру газовой выделения как в опытах с микалентной изоляцией однако при дуговом воздействии данная изоляция в водородной среде не воспламеняется.

Приведенные данные по газовой выделению под действием ЧР и температуры, а так же данные полученные в опытах других исследователей позволяют оценить примерную величину выхода примесных газов на единицу потерянной массы деградированного материала $\frac{V_{\Gamma}}{\Delta m}$ (мл/г). При полном разложении $\frac{V_{\Gamma}}{\Delta m} = 10$ – 100 мл/г по отдельным ком-

понентам. Общее количество газа отнесенное к объему разложившегося материала за-

висит от количества органического связующего. Например, при разложении микалентной изоляции общий выход газов больше, чем при разложении изоляции слюдотерм. Многочисленные расчеты по результатам опытов дня конкретных образцов приводят к оценке величины удельного газовыделения отнесенного к единице энергии ЧР γ (мл/Дж) в пределах $5 \cdot 10^{-3} - 10^{-4}$ мл/Дж. Меньшие величины относятся к воздействию слабых ЧР ($q = 10^{-8}$ Кл). При $q = 10^{-8} - 10^{-9}$ Кл $\gamma = 10^{-3}$ мл/Дж.

Отбор проб и методики ХАГ генераторов.

В процессе работы генератора вследствие естественного старения изоляции и других процессов в охлаждающем водороде появляются примеси легких углеводородов, или газовый фон. Его уровень различен у различных генераторов и зависит от общего состояния системы, смазки, уплотнений и т. д. Ухудшение состояния изоляции приводит к увеличению концентрации углеводородов. На количество примесей влияют постоянная утечка водорода и периодические подпитки генератора чистым водородом.

При использовании датчика по теплопроводности чувствительность хроматографа для углеводородов составляет порядка 10^{-3} %. Этого недостаточно для определения газового фона генераторов. Чувствительность увеличивалась двумя способами: освоением хроматографии с ионизационно-пламенным датчиком и применением пробоотборников-накопителей.

Пробоотборники-накопители представляли собой трубки из кварцевого стекла внутренним диаметром 10–12 мм с вентилями и штуцерами по концам. Трубки заполняются адсорбентом определенной массы, в качестве последнего после многочисленных экспериментов был выбран активированный уголь, который отличается более высокими адсорбционными свойствами к углеводородам и малой поглощаемостью водяных паров и углекислого газа, что важна для сохранения стабильности адсорбционных свойств.

Пробоотборники-накопители включаются в схему охлаждения генератора, и через них пропускается охлаждающий водород. После установления динамического равновесия пробоотборники снимаются с генераторов и адсорбированный газ извлекается, для чего пробоотборники вакуумируются при повышенной температуре. По условиям термостойкости угля температура вакуумирования была принята 200 °С. Время прогрева пробоотборников на основании экспериментов было принято 10 минут, а время вакуумирования – 5 минут.

В извлеченном из пробоотборника газе концентрация углеводородов значительно повышена. На основании закона Генри между концентрацией углеводородов в исходном водороде и их количеством в извлеченном газе должна быть пропорциональность, причем коэффициент пропорциональности постоянен для данного углеводорода при одинаковых условиях адсорбции и извлечения.

Для экспериментальной проверки пробоотборников были проведены опыты с нормированными смесями водорода с углеводородами. Выполненные опыты подтвердили, что за счет пробоотборников-накопителей концентрация метана в исследуемой газе увеличивается в 40–50 раз, этилена и этана в 100–130 раз. Во столько же повышается общая чувствительность анализа.

В продолжение подученных в лаборатории результатов была проверена серия экспериментов на действующих генераторах ГРЭС. Пробоотборники предварительно устанавливались в систему охлаждения генераторов, расход водорода через пробоотборники составлял 20–25 мл/с. Через 8 часов пробоотборники снимались, из них извлекался газ который анализировался на хроматографе. Это позволило определить количество углеводородов, соответствующее фону. Затем с помощью специального приспособления в систему охлаждения генераторов вводилось от единицы до четырех дм^3 ме-

тана, этана и этилена. С учетом избыточного давления в системе охлаждения и объема ее водорода определялось расчетная концентрация соответствующего углеводорода. После пуска пробы вновь устанавливались пробоотборники. Через 8 часов, они снимались, из них извлекался и исследовался газ.

В результате выполненных анализов было установлено, что после впуска гради ровочного углеводорода в систему охлаждения генератора его количество, извлеченное из пробоотборника, увеличивается на один-два порядка по сравнению с фоновым.

Выводы по критериям, нормам и периодичности диагностики.

1. Применение ХАГ с пламенно-ионизационным детектором обеспечивает чувствительность анализа примесных углеводородов до 10^{-5} % по объему и позволяет определить фоновые концентрации примесных углеводородов в водороде исправных генераторов.

2. Более чем десятилетний опыт применения ХАГ, систематизация и статистический анализ результатов определили следующие фоновые концентрации примесных газов в водороде исправных генераторов: $\text{CH}_4 - 10^{-5} - 5 \cdot 10^{-4}$; $\text{C}_2\text{H}_4 - 10^{-5} - 10^{-4}$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 10^{-5} - 5 \cdot 10^{-5}$ %, которые можно принять за предварительные нормы ($\text{C}_2\text{H}_2 - 10^{-5}$).

3. Критерии оценки по абсолютной концентрации примеси (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2) является пока основными.

4. Динамика концентрации примеси также может служить параметром оценки наличия и степеней развития дефекта. При постоянной скорости процесса концентрация примеси нарастает с замедлением, достигая некоторого повышенного относительно фона установившегося значения.

При поверхностном или объемном расширении зоны разрушения нарастание концентрации будет ускоряться, сравнительно быстро достигая предельных значений.

УДК 621.316.925

АДАПТАЦИЯ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

Коваленко В.А., Шапкова М.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ТИШЕЧКИН А.А.

Повышенные требования к сохранению устойчивости, надежности и живучести энергосистем могут обеспечить только совершенные устройства РЗ. При их разработке должно учитываться, что мероприятия противоаварийной автоматики по сохранению устойчивости разрабатываются только с учетом быстродействующих защит и не учитывают действия резервных ступеней защит, имеющих время срабатывания более 0,5 с. Для осуществления наиболее эффективного ближнего резервирования необходимо стремиться иметь время срабатывания II ступеней резервных защит от многофазных КЗ не более 0,5 с. Кроме того, необходимо также обеспечить повышение эффективности дальнего резервирования. Указанное может быть обеспечено увеличением чувствительности соответствующих ступеней резервных защит как от многофазных коротких замыканий (КЗ), так и от замыканий на землю.

Устройства РЗ на электромеханических реле и интегральных микросхемах имеют стабильные уставки. Параметры срабатывания этих устройств выбирают исходя из наиболее тяжелых расчетных условий, определяемых достаточно реальным сочетанием схем и режимов работы сети однако эти режимы и схемы могут существовать очень непродолжительное время. Такой выбор уставок приводит к неоправданному загроубле-

нию и замедлению устройств РЗ при реальной схеме и режимах, которые могут быть легче и продолжительнее, чем наилучшие расчетные.

С учетом изложенного было предложено выполнить защиту адаптивной с переменными уставками, переключаемыми специальным устройством автоматического переключения уставок РЗ (АПУ РЗ).

При разработке принципа организации АПУ РЗ на основании проведенного анализа были приняты следующие исходные положения. Следует предусматривать АПУ для II и III ступеней дистанционной защиты от многофазных КЗ и I–III ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности от замыканий на землю (ТЗНП) линий, автотрансформаторов и трансформаторов по параметру срабатывания (соответственно сопротивлению или току) и выдержке времени. Целесообразно также предусматривать АПУ ступеней названных выше защит в том случае, если хотя бы в одном наилучшем режиме:

- не обеспечивается коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ в соответствии с ПУЭ;
- выдержка времени больше, чем во всех остальных режимах;
- значительно меньше зона (на 10 % и более), охватываемая I ступенью ТЗНП, чем во всех остальных режимах;
- во всех случаях для других ступеней, если предусматривается их АПУ по условию обеспечения необходимого $K_{\text{ч}}$ или выдержки времени.

АПУ защит целесообразно производить реже и по возможности в ограниченном районе системы. Обоснованность такого решения определяется стремлением упростить выполнение АПУ РЗ и уменьшить время, необходимое для анализа и выдачи рекомендаций по переключению уставок.

В резервных защитах должна быть предусмотрена возможность осуществления АПУ измерительных органов (ИО) и органа выдержки времени (ОВВ) соответствующей ступени. При этом уставка может изменяться у ИО или ОВВ либо одновременно у обоих.

АПУ должно осуществляться на основании сравнения текущего режима сети с расчетным. При наступлении текущего режима, соответствующего расчетному, должны переключаться уставки (по сопротивлению и току срабатывания, а также по выдержке времени) на значения, соответствующие данному расчетному режиму. При этом уставки соответствующих ступеней для всех расчетных режимов (в которых предусматривается АПУ) должны быть определены заранее и в табличной форме заложены в соответствующий блок устройства АПУ РЗ. Основные функции этого устройства состоят в сравнении указанных режимов, выборке на основании этого сравнения из таблиц необходимых уставок и передаче необходимых управляющих сигналов для их выполнения в соответствующей ступени резервной защиты того или иного элемента подстанции (электростанции).

Для локализации повреждений в распределительных сетях энергосистем с односторонним питанием преимущественно используются токовые защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени.

Ступенчатые токовые защиты от междуфазных КЗ содержат в общем случае три ступени: первая ступень – токовая отсечка (ТО), обычно выполняемая без выдержки времени; вторая ступень – токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВ), третья ступень – максимальная токовая защита (МТЗ). В зависимости от конкретных условий применения может использоваться одна, две или все три ступени защиты. Измерительными органами (ИО) всех ступеней являются органы максимального тока, включенные на полные токи фаз защищаемого объекта.

Чувствительность защит, оцениваемая как отношение минимального тока КЗ (обычно двухфазного) к току срабатывания ИО при известных величинах токов КЗ, оп-

ределяется током срабатывания $I_{\text{ср}}$ ИО. Токи срабатывания ИО всех ступеней выбираются по наиболее тяжелым условиям симметричного режима. Ток срабатывания ИО ТО выбирается по условию отстройки от максимального значения тока трехфазного КЗ в конце защищаемого участка.

Такие защиты содержат большое количество ИО и имеют меньшую чувствительность к несимметричным повреждениям, чем к симметричным, что ограничивает область их применения.

Например, на предприятии РУП «Минскэнерго» не всегда удается обеспечить требуемую чувствительность МТЗ, равную 1,5. Для решения данной проблемы приходится вводить пуск по напряжению. Однако это тоже не всегда приводит к желаемому результату.

Улучшить основные показатели технического совершенства ступенчатых токовых защит, расширить область их использования возможно путем разработки адаптивных токовых защит, автоматически изменяющих свои характеристики в зависимости от вида КЗ, изменения режимов работы распределительной сети и других влияющих факторов. Это приводит к необходимости усложнения алгоритмов работы защиты, что не является определяющим при использовании современной микропроцессорной элементной базы и цифровых методов обработки входной информации. Такие защиты должны быть нечувствительны к эксплуатационным изменениям частоты в энергосистеме.

Для реализации устройства можно использовать серийно выпускаемые промышленностью микроконтроллеры, имеющие в своем составе таймеры, систему прерываний, постоянное запоминающее устройство для хранения промежуточных результатов вычислений, репрограммируемое запоминающее устройство для хранения уставок по току и времени срабатывания ступеней защиты, устройства ввода-вывода для подключения исполнительного элемента и других внешних устройств.

Литература

1. Релейная защита и линейная автоматика электрических сетей 110–750 кВ // Сборник научных трудов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Романюк, Ф.А., Тишечкин, А.А., Ковалевский, А.В. Принципы выполнения адаптивной микропроцессорной токовой защиты от междуфазных КЗ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2005. – № 2. – С. 11–14.
3. Хэ, Жэньван, Чю, Ваньин, Шпунтова, А.Г. Идея адаптации уставок для систем защиты на микропроцессорной основе // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2004. – № 4. – С. 37–40.

УДК 621.311:618.5

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ФИЛЬТРОВ С БЕСКОНЕЧНОЙ ИМПУЛЬСНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ В СИСТЕМЕ VISSIM

Козлов Е.М., Родцевич А.Б.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

Фильтрами называют устройства, обеспечивающие выделение из выходного сигнала частотных компонент. Наиболее распространенными являются частотные фильтры, характеризующиеся своими АЧХ и ФЧХ. Фильтры являются основой для большинства приложений обработки сигналов. Типичное назначение – это извлечение или вырезка области спектра входного сигнала или определенной частоты. Аналогом первой производной для решетчатой функции является обратная разность:

$$\nabla f[n] = f[n] - f[n-1].$$

Аналогом второй – вторая обратная разность:

$$\nabla^2 f[n] = \nabla f[n] - \nabla f[n-1] = f[n] - 2f[n-1] + f[n+2].$$

Аналогом ДУ для цифрового фильтра является уравнение в конечных разностях или разностное уравнение (РУ). Как и непрерывные системы, цифровые фильтры могут быть описаны совокупностью РУ, или одним, решенным относительно требуемой координаты. В общем случае, цифровой фильтр имеющий один вход и один выход описывается РУ:

$$y[k] = \frac{\sum_{i=0}^m b_i x[k-i] - \sum_{j=0}^n a_j y[k-j]}{a_0},$$

где $y[k]$ – выходная координата цифрового фильтра;

$x[k]$ – входная;

a_j и b_i – постоянные коэффициенты, они же фигурируют в знаменателе и числителе соответствующей дискретной передаточной функции (z-ПФ).

Интерактивное проектирование дискретного фильтра

Первый шаг в проектировании цифровых фильтров состоит в определении тех требований, которым он должен удовлетворять. Фундаментальным заданием на проектирование цифрового фильтра является разностное уравнение, которому он должен соответствовать. Подобное техническое задание (ТЗ) обычно следует непосредственно из проблемных задач обработки сигналов. Чаще встречается ТЗ на проектирование цифрового фильтра, в котором изложены требования к аналоговому эквиваленту фильтра и поставлена задача приближения с заданной точностью.

Используя блок «передаточная Функция», Вы можете выполнять проектирование БИХ-фильтров, используя в качестве прототипов аналоговые или КИХ-фильтры.

Диалоговое окно проектирования БИХ-фильтра

При проектировании БИХ-фильтра возможно использовать аналоговые прототипы: фильтры Баттерворта, Бесселя, Чебышева или инверсный Чебышева. При выборе фильтра Баттерворта расчет коэффициентов полиномов ведется из стремления аппроксимировать максимально плоскую АЧХ фильтра, которая при нормировании описывается функцией:

$$|W(jw^n)| = \frac{1}{\sqrt{w^{n2n} - 1}},$$

где $w^n = \frac{w}{w_{cp}}$ – относительная частота;

w_{cp} – частота среза;

n – порядок фильтра.

Все производные аппроксимирующей функции по частоте от первой до $(2n-1)$ -ой включительно в точке $w = 0$ равны нулю (т. е. АЧХ плоская).

Для конструирования фильтра создается простейшая заготовка для модели фильтра, содержащая генератор перепада, блок передаточной функции и осциллограф. Для вызова диалогового окна проектирования БИХ-фильтра нажмите на одноименную кнопку в диалоговом окне «Задание передаточной функции» – вызывается окно свойств передаточной функции (щелчок правой клавишей по блоку) и активизируется кнопка IRR Filter (с бесконечной импульсной характеристикой). В свойствах фильтров могут быть указаны параметры приведенные на рисунке 1.

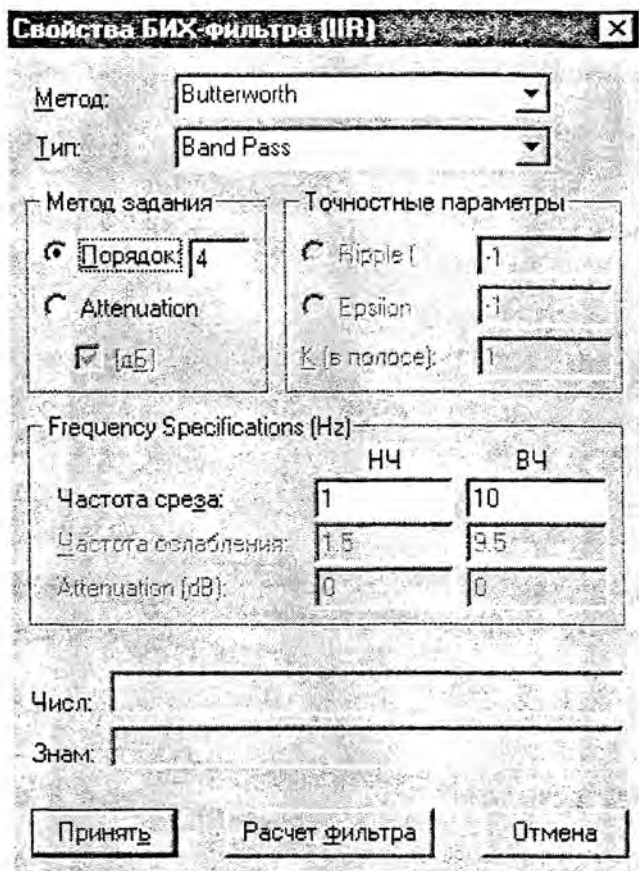


Рисунок 1

Литература

1. Дьяков, В.П. VisSim + MathCAD + MatLab. Визуальное математическое моделирование. – М.: Солон-Пресс, 2004. – 384 с.

УДК 621.3.022

ПРОГРАММА TKZ DO 1 KV РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 KB

Горячко М.Г., Матарас С.В., Телятко В.В.
Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

Выполнение расчетов токов короткого замыкания (ТКЗ) в сетях до 1 кВ требует значительных трудозатрат при преобразовании комплексных схем замещения, а также использования параметров электрооборудования, находящихся в различной справочной литературе.

На кафедре «Электрические станции» БНТУ разработана программа TKZ do 1 kV.

Программа TKZ do 1 kV предназначена для расчета токов короткого замыкания в схемах напряжением до 1 кВ. Программа применяется в операционной среде Windows XP с SP2 и выше и с Microsoft Office 2002 и выше.

В соответствии с требованиями [1, 2] при расчетах токов КЗ в сетях до 1 кВ должны быть учтены: активные сопротивления элементов схемы замещения; сопротивление дуги в месте повреждения для расчета минимальных значений токов короткого замы-

кания; подпитку места КЗ от асинхронных электродвигателей (АД); термический эффект тока КЗ.

Реализация алгоритмов расчета на ЭВМ дает возможность точного расчета необходимых величин с учетом нелинейности термических характеристик элементов схем, наличия АД, различных по мощности и неодинаково удаленных от места возникновения КЗ. ЭВМ позволяет применить расчеты в комплексной форме и реализовать алгоритмы необходимой сложности.

В программе TKZ do 1 kV для расчета тока КЗ в месте повреждения и для расчета токов КЗ в ветвях схемы использован алгоритм расчета режима схемы путем преобразования многолучевых звезд в полные многоугольники, алгоритм основан на решении системы узловых уравнений методом Гаусса.

При этом схемы прямой, обратной и нулевой последовательности сворачиваются к узлу КЗ, рассчитываются токи в узле КЗ, рассчитываются узловые напряжения в схемах трех последовательностей и токи в ветвях этих схем.

Все работы по выполнению расчета тока КЗ можно разделить на следующие этапы:

- формирование расчетной схемы и задание параметров элементов этой схемы;
- редактирование базы данных;
- выполнение расчетов, документирование расчетной схемы и выполненных результатов расчетов.

Формирование расчетной схемы энергосистемы в графической форме и задание параметров ее элементов выполняется оператором на экране дисплея. Одновременно программой производится формирование схемы замещения, расчет ее параметров и формирование файла исходных данных для расчета. Автоматическое формирование схемы замещения позволяет избежать ошибок, возникающих при ручном составлении схемы замещения.

Программа TKZ do 1 kV позволяет рассчитать токи КЗ в месте возникновения КЗ и во всех ветвях схемы; токи несимметричных КЗ4 токи дуговых КЗ; периодическую составляющую токов КЗ от АД.

При расчете учитывается увеличение активного сопротивления кабелей в схемах замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Кроме этого, программой производится учет подпитки места КЗ асинхронными двигателями. Расчет токов дуговых КЗ, учет термического эффекта токов КЗ и учет подпитки от асинхронных электродвигателей выполнены в соответствии с [1, 2].

Программа TKZ do 1 kV содержит базу данных, в которую занесены параметры элементов расчетной схемы: понижающих трансформаторов, автоматических выключателей, токопроводов, кабелей, воздушных линий 0,4 кВ, предохранителей, рубильников, трансформаторов тока, асинхронных электродвигателей. База данных со справочными данными может редактироваться.

На рисунке 1 приведен вид расчетной схемы, сформированной на экране дисплея, при выполнении расчетов в заданном узле.

Результаты расчета в виде таблицы могут быть переданы в текстовый редактор Microsoft Word для документирования. Сформированная схема также может быть преобразована в файл с графической формой представления информации для последующей распечатки.

Результаты расчета примеров, приведенных в [1], совпадают с результатами расчета в [1].

Применение программы позволяет повысить скорость выполнения расчетов, уменьшить вероятность ошибок и более полно учесть требования [1] по сравнению с ручными расчетами.

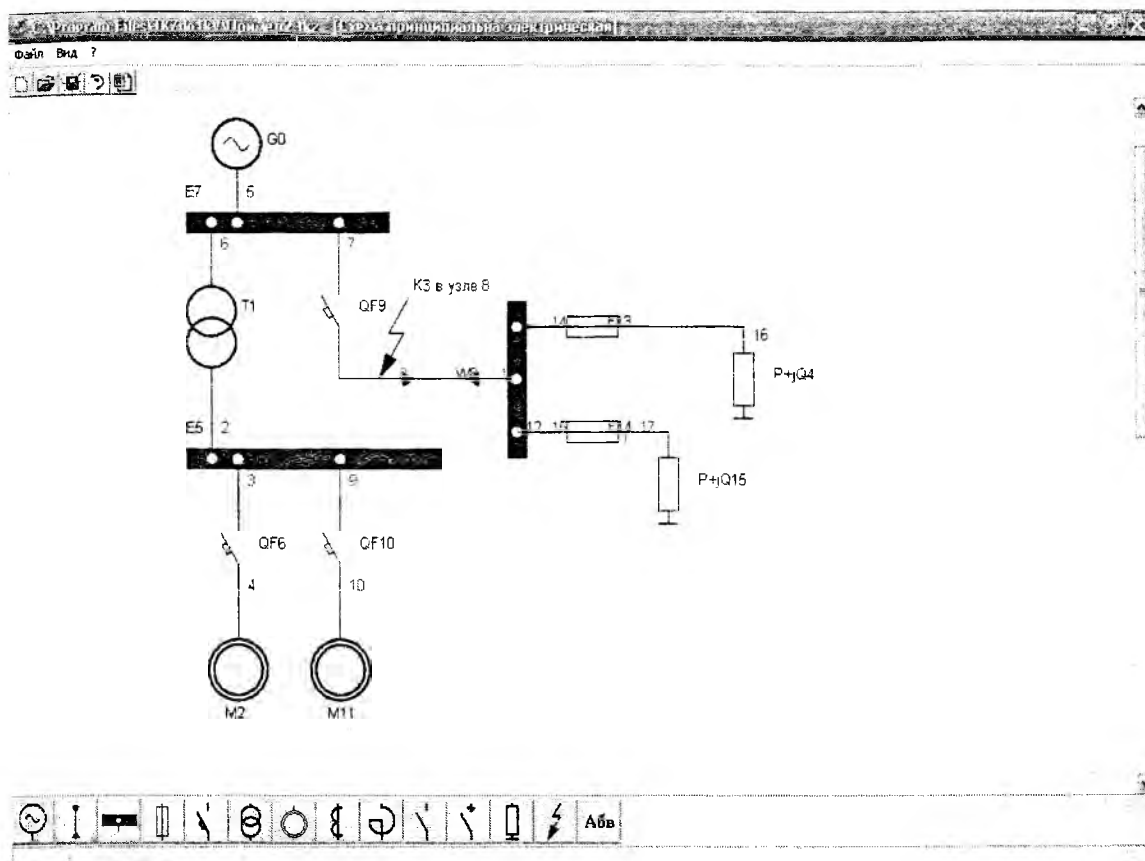


Рисунок 1

Литература

1. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Минск: Издательство стандартов, 1994.
2. ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Минск: Издательство стандартов, 1993.

УДК 530

О ПРИРОДЕ ШАРОВОЙ МОЛНИИ

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.

Научный руководитель – КОЛЕСНИКОВА М.Т.

Природа шаровой молнии пока остается неразгаданной. Это надо объяснить тем, что шаровая молния – редкое явление, а поскольку до сих пор нет указаний на то, что явление шаровой молнии удалось убедительно воспроизвести в лабораторных условиях, она не поддается систематическому изучению.

Нам думается, что ранее высказанные гипотезы о природе шаровой молнии неприемлемы, так как они противоречат закону сохранения энергии. Это происходит потому, что свечение шаровой молнии обычно относят за счет энергии, выделяемой при каком-либо молекулярном или химическом превращении, и, таким образом, предполагают, что источник энергии, за счет которого светится шаровая молния, находится в ней самой. Это встречает следующее принципиальное затруднение.

Из основных представлений современной физики следует, что потенциальная энергия молекул газа в любом химическом или активном состоянии меньше той, кото-

рую нужно затратить на диссоциацию и ионизацию молекул. Это дает возможность количественно установить верхний предел энергии, которая может быть запасена в газовом шаре, заполненном воздухом и размерами с шаровую молнию.

С другой стороны, можно количественно оценить интенсивность излучения с ее поверхности. Такого рода прикидочные вычисления показывают, что верхний предел времени высвечивания получается много меньше действительно наблюдаемого у шаровых молний. Этот вывод теперь также подтверждается опытным путем из опубликованных данных о времени высвечивания облака после ядерного взрыва. Такое облако сразу после взрыва, несомненно, является полностью ионизованной массой газа, и поэтому его можно рассматривать как заключающее в себе предельный запас потенциальной энергии. Полностью облако ядерного взрыва при диаметре d , равном 150 м, высвечивается за время, меньшее, чем 10 с, так что шар диаметром в 10 см высветится за время, меньшее, чем 0,01 с.

Таким образом, если в природе не существует источников энергии, еще нам не известных, то на основании закона сохранения энергии приходится принять, что во время свечения шаровой молнии непрерывно подводится энергия, и мы вынуждены искать этот источник энергии вне объема шаровой молнии. Поскольку шаровая молния обычно наблюдается «висящей», в воздухе, непосредственно не соприкасаясь с проводником, то наиболее естественный и, по-видимому, единственный способ подвода энергии – это поглощение ею проходящих извне интенсивных радиоволн.

Примем такое предположение за рабочую гипотезу и посмотрим, как согласуются с ней наиболее характерные из описанных явлений, сопровождающих шаровую молнию.

Если сравнить поведение шаровой молнии со светящимся облаком, оставшимся после ядерного взрыва, то бросается в глаза следующая существенная разница. После своего возникновения облако ядерного взрыва непрерывно растет и бесшумно тухнет. Шаровая молния в продолжение всего времени свечения остается постоянных размеров и часто пропадает со взрывом. Облако ядерного взрыва, будучи наполнено горячими газами с малой плотностью, всплывает в воздух и поэтому движется только вверх. Шаровая молния иногда стоит неподвижно, иногда движется, но это движение не имеет предпочтительного направления по отношению к земле и не определяется направлением ветра.

Известно, что эффективное поглощение электромагнитных колебаний ионизованным газовым облаком – плазмой – может происходить только при резонансе, когда собственный период электромагнитных колебаний плазмы совпадает с периодом поглощаемого излучения. При тех интенсивностях ионизации, которые ответственны за яркое свечение шара молнии, резонансные условия всецело определяются его наружными размерами.

Если считать, что поглощаемая частота соответствует собственным колебаниям сферы, то нужно, чтобы длина X поглощаемой волны была приблизительно равна четырем диаметрам шаровой молнии (точнее, $\lambda = 3,65d$).

При возникновении шаровой молнии механизм поглощения можно себе представить так: сперва имеется небольшой объем плазмы (рисунок 1), но если ионизация его будет слаба, то всё же резонанс с волной длины $\lambda = 3,65d$ будет возможен и произойдет эффективное поглощение радиоволн. Благодаря этому ионизация будет расти, а с ней и начальный объем сферы, пока она не достигнет диаметра – d .

Действительно, предположим, что интенсивность поглощаемых колебаний увеличивается; тогда температура ионизованного газа несколько повысится и сфера раздуется, но такое увеличение выведет ее из резонанса и поглощение электромагнитных колебаний уменьшится, сфера остынет и вернется к размерам, близким к резонансным.

Таким образом, можно объяснить, почему наблюдаемый диаметр шаровой молнии в процессе свечения остается постоянным.

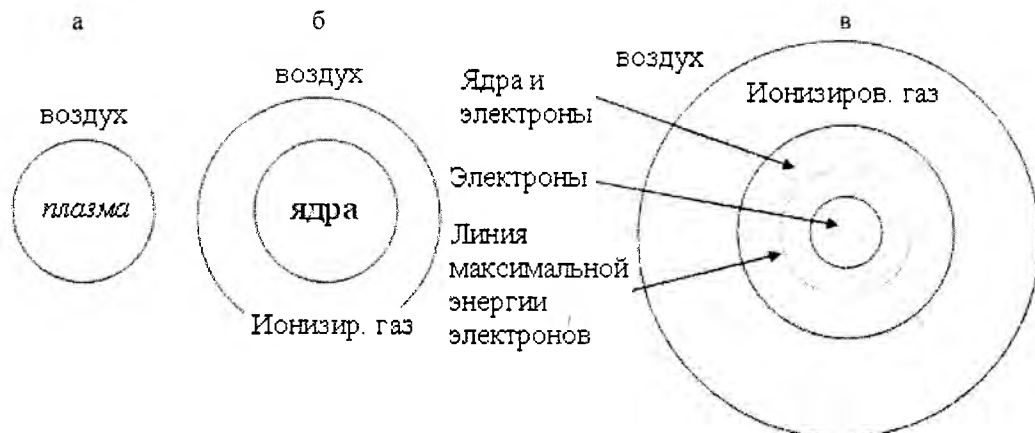


Рисунок 1. Этапы формирования шаровой молнии

Размеры наблюдаемых шаровых молний лежат в интервале от 1 до 27 см. Согласно гипотезе, эти величины, помноженные на четыре, дадут тот диапазон волн, который ответствен в природе за создание шаровых молний. Наиболее часто наблюдаемым диаметром шаровых молний от 10 до 20 см соответствуют длины волн от 35 до 70 см.

Местами, наиболее благоприятными для образования шаровых молний, очевидно, будут области, где радиоволны достигают наибольшей интенсивности. Такие места будут соответствовать пучностям напряжения, которые получаются при разнообразных возможных интерференционных явлениях. Благодаря повышенному напряжению электрического поля в пучностях, их положение будет фиксировать возможные места шаровой молнии. Такой механизм приводит к тому, что шаровая молния будет передвигаться с передвижением пучности, независимо от направления ветра или конвекционных потоков воздуха.

Как возможный пример такого фиксирования положения шаровой молнии рассмотрим случай, когда радиоволны падают на проводящую поверхность земли и отражаются. Тогда благодаря интерференции образуются стоячие волны в пучностях, которых напряжение электрического поля удваивается по сравнению с падающей волной. Вблизи этих поверхностей благодаря повышенному напряжению будут благоприятные условия как для создания начального пробоя, так и для дальнейшего развития и поддержания ионизации в облаке, образующем шаровую молнию.

Наша гипотеза также может объяснить, почему иногда шаровая молния пропадает со взрывом, который не причиняет разрушений. Когда подвод мощности внезапно прекращается, то при малых размерах остывание шара произойдет так быстро, что образуется сфера разреженного воздуха, при быстром заполнении которой возникает ударная волна небольшой силы. Когда же энергия медленно высвечивается, гашение будет процессом спокойным и бесшумным.

Выдвинутая нами гипотеза может дать удовлетворительное объяснение, пожалуй, наиболее непонятному из свойств шаровой молнии – ее проникновению в помещение через окна, щели и чаще через печные трубы.

Нашей гипотезой все эти явления объясняются тем, что проникновение в замкнутые помещения шаровых молний происходит благодаря тому, что они следуют по пути коротковолновых электромагнитных колебаний, распространяющихся либо через отверстия, либо по печным трубам или проводам как по волноводам. Обычно размер печной трубы как раз соответствует тому критическому сечению волновода, в котором мо-

гут свободно распространяться волны длиной до 30–40 см, что и находится в соответствии с наблюдаемыми размерами шаровых молний, проникающих в помещение.

Таким образом, гипотеза о происхождении шаровой молнии за счет коротковолновых электромагнитных колебаний может объяснить не только ряд других известных и непонятных явлений, связанных с шаровой молнией, как-то: ее фиксированные размеры, малоподвижное положение, существование цепочек, взрывная волна при исчезновении, – но также ее проникновение в помещение.

Хотя выдвинутая гипотеза успешно разрешает ряд основных трудностей понимания процесса шаровой молнии, все же следует указать, что этим еще вопрос до конца не решается, так как нужно еще показать существование в природе электромагнитных колебаний, питающих шаровую молнию.

Пока еще не было направлено внимание на обнаружение во время грозы этих волн, нам думается, можно предположить следующее. Поскольку шаровая молния – редкое явление, то естественно считать, что возникновение соответствующих радиоволн тоже редко происходит, кроме того, еще реже можно ожидать, чтобы они попадали на приемные аппараты в той коротковолновой области радиоволн от 35 до 70 см, которая пока еще сравнительно мало используется. Поэтому как следующий шаг проверки выдвинутых предположений следует выработать соответствующий экспериментальный метод наблюдения, попытаться обнаружить во время грозы радиоизлучения в указанном коротковолновом диапазоне волн.

Что касается источника этих радиоволн, то, по-видимому, есть факт в наблюдениях над шаровой молнией, который может помочь пролить свет на механизм её возникновения. В литературе часто описываются случаи, когда шаровой молнии непосредственно предшествует обычная.

Нам думается, что если бы учёные смогли разработать метод нахождения данного диапазона длин волн после линейного грозового разряда, то это являлось бы ещё одним доказательством изложенной нами гипотезы.

На простейшем примере рассмотрим перспективы, которые откроет нам убедительное воспроизведение шаровой молнии в лабораторных условиях.

Известно, что посредством ионизации в газовом шаре будут находиться как положительно, так и отрицательно заряженные частицы.

При пропускании плазмы через магнитное поле, на заряды, находящиеся в ней, будет действовать сила Лоренца. Применяя «правило левой руки» не сложно заметить, что заряды будут отклоняться к разным клеммам, образуя разность потенциалов, которую без труда можно снимать для дальнейших нужд.

Данный пример является ни чем иным, как простейшим магнитно гидродинамическим (МГД) генератором (рисунок 2), преимуществом которого является непосредственное преобразование энергии (отсутствует необходимость наличия турбины).

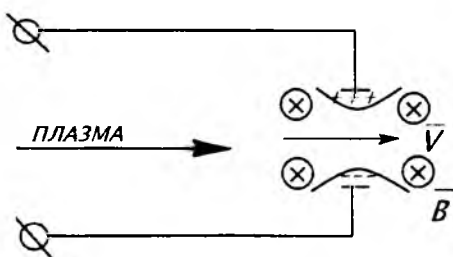


Рисунок 2. МГД генератор

Рассмотренная нами гипотеза является одной из тысяч гипотез о природе шаровой молнии. И рассматривать её как абсолютно верную или неверную, конечно же, не сто-

ит. Но на сегодняшний день можно сказать одно, что шаровая молния является вполне определённым физическим объектом, дальнейшее, более детальное изучение которого, несомненно, должно привести к новому научно-техническому прогрессу.

Литература

1. Капица, П.Л. Эксперимент, теория, практика. – М.: Наука, 1977.
2. Стекольников, И.С. Физика молнии и грозозащита. – М.: Изд-во АН СССР, 1943.
3. Бенндорф, Г. Атмосферное электричество. – М.: ГИТТЛ, 1934.

УДК 621.311:618.5

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ФИЛЬТРОВ С КОНЕЧНОЙ ИМПУЛЬСНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ В СИСТЕМЕ VISSIM

Уласик О.Ф., Недабой М.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

Цифровой фильтр – это дискретно-временная система, выходной сигнал которой является модифицированной версией входного сигнала. Фильтры являются основой для большинства приложений обработки сигналов. Типичное назначение – это извлечение или вырезка области спектра входного сигнала или определенной частоты. Используемые для кондиционирования сигналов фильтры нередко называются частотно-селективными, поскольку обычно разрабатываются на основе требований к частотной характеристике.

Исследуемые цифровые фильтры предназначены для обработки сигналов, представленных в виде временных рядов. Наиболее простыми для анализа и реализации являются широко применяемые на практике цифровые фильтры с конечной импульсной характеристикой (КИХ-фильтры), имеющие следующий вид уравнения фильтрации:

$$y(k) = \sum_{i=0}^m b_i x(k-i),$$

где $y(k)$ – выходной сигнал после фильтрации;

k – номер выборки;

m – количество коэффициентов фильтра, уменьшенное не единицу;

b – коэффициенты фильтра;

$x(k-i)$ – входной сигнал.

Цифровой фильтр реализован в виде типовой цифровой системы, показанной на рисунке 1. В диаграмме принято несколько неявных допущений. Во-первых, чтобы точно обработать сигнал, принимается, что тракт АЦП/ЦАП обладает достаточными значениями частоты дискретизации, разрешающей способности и динамического диапазона. Во-вторых, для того, чтобы закончить все свои вычисления в пределах интервала дискретизации $\frac{1}{f_s}$, устройство цифровой обработки сигнала (ЦОС) должно иметь достаточное быстродействие.

Для синтеза КИХ-фильтров VisSim использует алгоритм множественного обмена Ремеза (Remez Multiple Exchange algorithm). Для удобства, проектирование КИХ-фильтра обычно выполняют на основе задания его свойств в домене частот.

КИХ-фильтры имеют полюсы (корни знаменателя) равные нулю и характеризуются конечной импульсной характеристикой. КИХ-фильтры могут иметь более разно-

образные АЧХ, чем БИХ-фильтры. Важной особенностью КИХ-фильтров является то, что фазовая характеристика может быть строго линейна $j(\omega) = -\text{const} \cdot \omega$. Если это условие выполнено, то импульсная характеристика фильтра обладает свойством симметрии $h[k] = h[n-1-k]$. В этом случае ряд коэффициентов числителя передаточной функции также симметричен, следовательно, групповая задержка на цепочке блоков регистрЗадержки для сигналов любой части спектра постоянна и составляет $\frac{n-1}{2}$ отсчетов, где n – порядок фильтра или количество блоков регистрЗадержки.

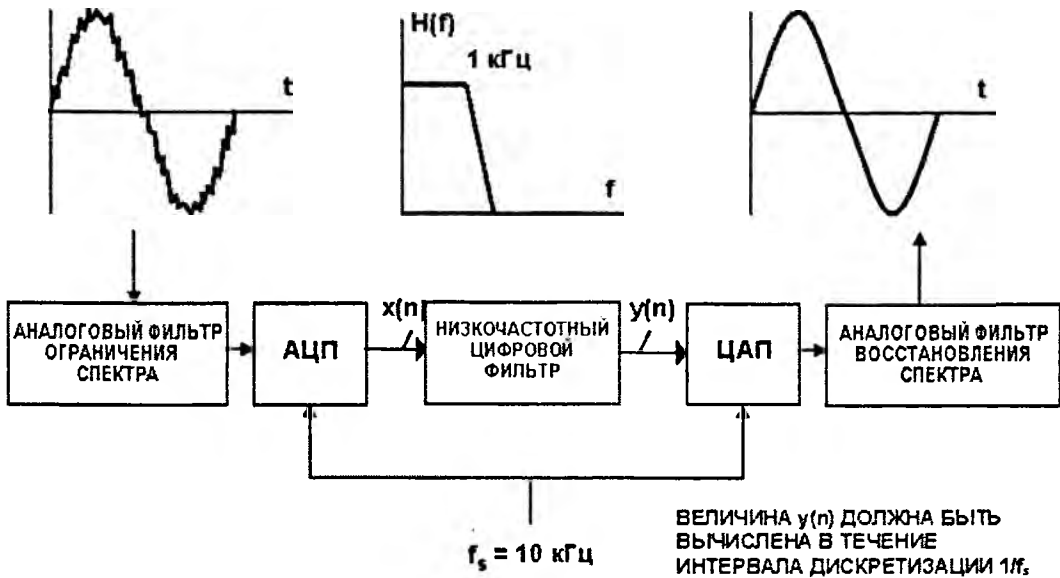


Рисунок 1

К особым преобразователям, которые реализуются на основе КИХ-фильтров, относятся преобразователь Гильберта и дифференциаторы. Преобразователем Гильберта или фазовращателем на 90° называется цифровой фильтр с частотной характеристикой $H(e^{j\omega})$, которая имеет модуль равный единице и фазовый угол равный $-\frac{\pi}{2}$ для $0 < \omega < \pi$ и $+\frac{\pi}{2}$ для $-\pi < \omega < 0$. Дифференциаторы характеризуются линейно-нарастающей ЛАЧХ в желаемом диапазоне частот.

Генерация КИХ-фильтра состоит в том, что VisSim, согласно заданию, вычисляет полиномиальные коэффициенты числителя и знаменателя его передаточной функции.

После вычисления коэффициентов, алгоритм оценивает максимальную ошибку приближения d (Delta). Эта оценка есть взвешенное различие между фактической и желаемой АЧХ. Если полоса имела вес равный 1, то d равна абсолютной ошибке приближения. Если полоса имела вес равный 10, то абсолютная погрешность будет составлять $0,1d$. Значение d выводится в окне информационных сообщений.

Для вызова диалогового окна проектирования КИХ-фильтра (рисунок 2) нажмите на одноименную кнопку в диалоговом окне «Задание передаточной функции».

Порядок: в этой строке ввода Вы можете указать желаемый порядок фильтра. Как правило, чем больше порядок, тем точнее аппроксимация ЧХ фильтра.

Тип фильтра: в этом выпадающем списке Вы можете выбрать желаемый тип фильтра: «КИХ-фильтр», «Дифференциатор», «преобразователь Гильберта».

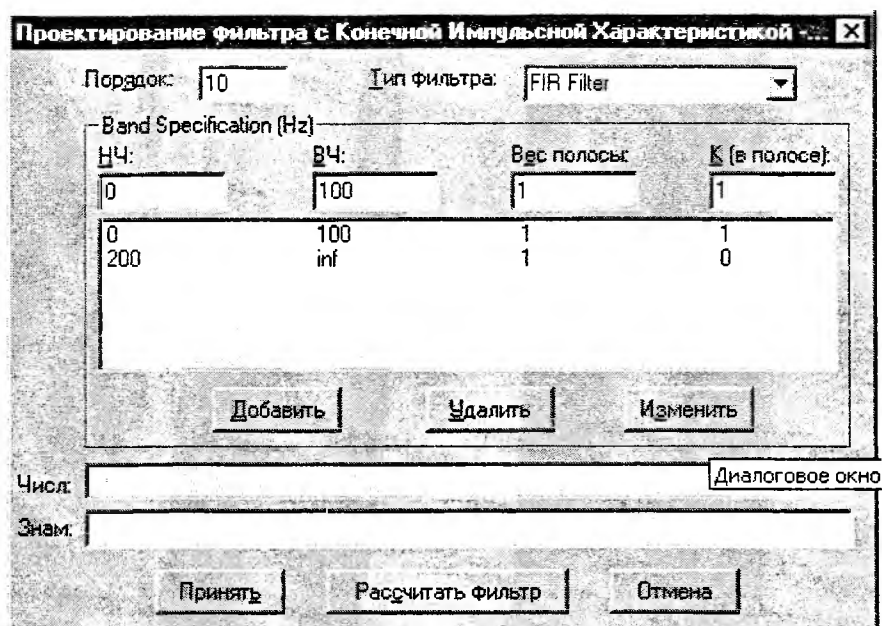


Рисунок 2

Спецификация полос: эта зона диалогового окна предназначена для задания требований к полосам АЧХ фильтра. При вводе параметров полос Вам следует придерживаться правил:

- для дискретных фильтров, указываемые частоты должны быть ниже частоты Найквиста;
- для непрерывных фильтров, бесконечную частоту следует обозначать, используя зарезервированное слово «inf».

НЧ, ВЧ: используя эти строки ввода, Вы можете указать желаемые частоты среза для каждой полосы.

Вес полосы (цена ошибки): значения определенные Вами в этой строке ввода будут диктовать процедуре осуществляющей синтез коэффициентов вес (цену) аппроксимационных ошибок для каждой из полос.

К (в полосе): в этой строке ввода Вы можете указать желаемый коэффициент передачи в каждой полосе.

Литература

1. Дьяков, В.П. VisSim + MathCAD + MatLab. Визуальное математическое моделирование. – М.: Солон-Пресс, 2004. – 384 с.

УДК 621.316

КРУЭ И КРИТЕРИИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Пивень М.В., Трембицкий А.М., Лебедев А.Е.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

К особой группе комплектных распределительных устройств относятся устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ. Выбор элегаза (шестифтористая сера SF₆) не случаен. Чистый газообразный элегаз химически не активен, не горит и не поддерживает горение, обладает повышенной теплоотводящей способностью и удачно сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свойства. Электрическая прочность элегаза в 2,5 раза

превышает прочность воздуха. Его электрические характеристики обладают высокой стабильностью. В эксплуатации элегаз не стареет и не требует ухода, как, например, масло.

Комплектуют КРУЭ из стационарных электрических элементов (выключателей, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, сборных шин), помещенных в герметизированные заземленные металлические оболочки, заполненные элегазом под давлением. Оболочки отдельных элементов соединяются между собой при помощи фланцев с уплотнениями из синтетического каучука, этиленпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек некоторых элементов сообщаются между собой. В целом КРУЭ секционировано по газу (рисунок 1). Каждая секция имеет свою контрольно-измерительную аппаратуру.

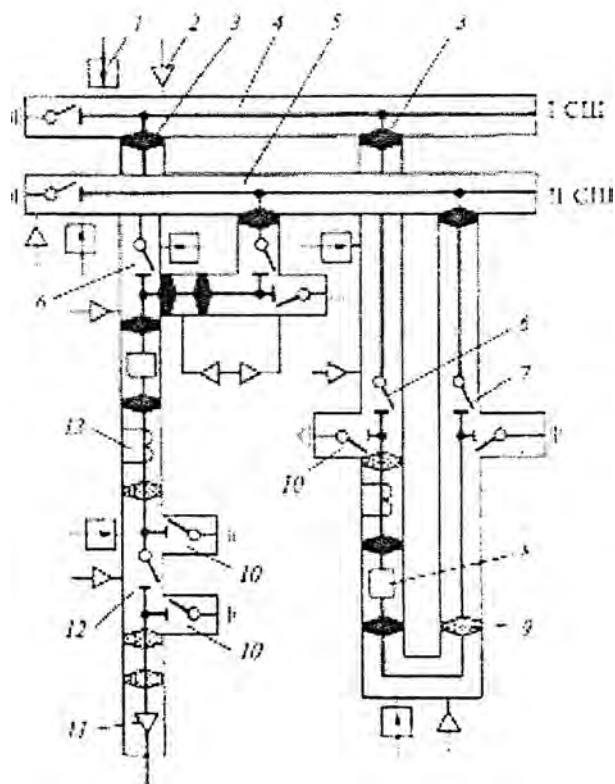


Рисунок 1. Секционирование КРУЭ по элегазу: 1 – регулятор плотности; 2 – подвод элегаза; 3 – разделительный изолятор; 4 и 5 – системы шин I и II; 6 и 7 – шинные разъединители систем шин I и II; 8 – выключатель; 9 – опорный изолятор; 10 – заземлитель; 11 – кабельная муфта; 12 – линейный разъединитель; 13 – трансформатор тока

Значение давления элегаза в КРУЭ выбирают с учетом создания необходимой электрической прочности. Так для аппаратов напряжением 110 кВ при температуре 20 °С необходимый уровень электрической прочности в наиболее слабых местах обеспечивается при абсолютном давлении 0,25 МПа. В секциях выключателей элегаз обычно находится под большим давлением, чем в других секциях. В эксплуатации секции заполняют элегазом под давлением до 90 % от номинального. Утечки газа составляют менее 5 % в год.

Давление в секциях контролируют по показаниям манометров или плотномеров при значительных колебаниях температуры окружающей сред.

Ошибочные операции в КРУЭ, как правило, исключены благодаря применению электрических и механических блокировок.

Положение коммутационных аппаратов проверяют по указателям положения, механически связанные с подвижными системами аппаратов. Предусмотрены также сигнализация лампами и возможность наблюдения за положением подвижных контактов через смотровые окна.

Обслуживание КРУЭ сводится главным образом к контролю за давлением в секциях и пополнению их элегазом. Герметизация КРУЭ полностью исключает необходимость периодических чисток изоляции. Такие элементы, как сборные и соединительные шины, выводы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вообще не требуют ремонта.

Интервалы между планово-предупредительными ремонтами этих коммутационных аппаратов, определяемые механической прочностью подвижных систем и свойствами деталей, подверженных старению, составляют от 5 до 10 лет.

Перед демонтажем элементов для ремонта элегаз из секций удаляют при помощи специальных передвижных установок. При вскрытии элегазовых аппаратов внутренние объемы необходимо предварительно проверить. При наличии на деталях и стенках оболочек налета в виде белого или сероватого порошка – химических продуктов, образующихся в результате горения в элегазе дуги, его сметают щеткой или отсасывают пылесосом. Некоторые химические соединения этих продуктов токсичны, поэтому в ходе работ необходимо принимать меры для защиты дыхательных путей от попадания порошка.

К особенностям последнего поколения КРУЭ можно отнести: наличие не более одного разрыва до напряжения 362–500 кВ и не более двух разрывов на напряжение 800 кВ; токи отключения выключателей достигают 63 кА, комбинированным принципом гашения дуги; наличие быстродействующих заземлителей на линейных выводах; применение систем диагностики практически всех важнейших характеристик, повышенная надежность и т. д.

Ведутся также работы по совершенствованию КРУЭ путем объединения функций различных аппаратов в одном модуле (например, объединение функции выключателя, разъединителя и заземлителя в одном устройстве), путем создания КРУЭ с размещением 3-х фаз в одной оболочке вплоть до напряжения 500 кВ. Такие решения дают возможность сделать аппаратуру более компактной, уменьшить требуемые для КРУЭ площади и объемы помещений, повысить технико-экономические показатели.

Отличительными особенностями КРУЭ являются:

- полное отсутствие необходимости в техническом уходе в течение всего срока эксплуатации – не менее 25 лет;
- полная защита от прикосновения к токоведущим частям, закрытым металлическим корпусом;
- модульный принцип компоновки, обеспечивающий многовариантное использование заполненных элегазом цельносварных резервуаров с различной комплектацией;
- полностью изолированные сборные шины;
- возможность применения любых типов микропроцессорных защит в ячейках с силовым выключателем;
- возможность установки измерительных трансформаторов тока и напряжения как на сборных шинах, так и на присоединении в каждой ячейке с силовым выключателем;
- минимальная потребность в занимаемой площади;
- возможность поставки в виде единичных ячеек или блоков;
- простота в монтаже, отсутствие каких-либо работ с элегазом, как при монтаже, так и в течение всего срока службы;
- отсутствие зависимости от климатических факторов в пределах эксплуатационных температур: от –20 до +55 °С (со специальной смазкой привода выключателя с подогревом низковольтного отсека);
- широкие возможности применения КРУЭ за счёт многообразия типоразмеров ячеек.

УДК 621.315.615.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАСЕЛ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потапиц Я.В., Коваль А.А.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

В энергосистемах происходит постоянный рост количества трансформаторов с пленочной защитой дегазированного изоляционного масла (ДИМ), одним из основных контролируемых показателей которого является величина общего газосодержания.

Заводом-изготовителем для определения общего газосодержания изначально был рекомендован абсорбционный метод [1]. Контроль газосодержания при монтаже и капитальных ремонтах трансформаторов производится с помощью абсорбциометров, которыми укомплектованы передвижные установки вакуумной обработки и азотирования изоляционного масла. При текущей эксплуатации оценка газосодержания делается с применением лабораторных абсорбциометров в химических лабораториях предприятий электрических сетей и электростанций.

Абсорбционным методом нельзя определить компонентный состав растворенных газов, в том числе количество кислорода, от которого зависит интенсивность окислительных процессов в масле. Процентное соотношение кислорода и азота в ДИМ отличается от соотношения в воздухе. Следует отметить также сложность получения необходимого вакуума в абсорбциометрах.

В последнее время получил широкое развитие хроматографический метод контроля маслonaполненного трансформаторного оборудования [2] на базе общедоступных лабораторных хроматографов, которыми оснащены все пункты хроматографического контроля (ПХК). Хроматографы во многих энергосистемах прошли метрологическую поверку и поэтому представляется целесообразным определять общее газосодержание на хроматографах. Это позволяет без дополнительных затрат, используя уже приобретенный опыт персонала ПХК, наладить в эксплуатации массовый достоверный контроль не только газосодержания, но и количественный состав компонентов растворенного газа, в том числе и кислорода.

Уже в 1981 г. разработана и внедрена методика определения газосодержания на хроматографах с вакуумной приставкой (ВП) [3], которая по технологии практически не отличается от проведения анализа спектра растворенных в масле углеводородных газов. Особые требования предъявляются только к глубине вакуума в сосуде ВП, где остаточное давление должно быть на порядок ниже, чем в ДИМ, и к тщательности отбора проб масла. В рабочих условиях вакуумные насосы обеспечивают необходимое разрежение, достигающее 0,05 мм рт. ст. При этом краны ВП работают в жестком режиме. Следовательно, необходимо строго выдерживать требования к материалам последних. В целях избежания ошибок, которые могут быть вызваны случайными подсосами воздуха, отбор масла должен осуществляться одновременно в 3–4 шприца, проверенных на герметичность, а анализ должен делаться в течение суток.

Следует отметить, что условия выделения газов в абсорбциометре и ВП практически одинаковы как по величине остаточного вакуума, так и по обеспечению разбрызгивания вводимой пробы.

Количественное определение воздуха возможно на колонке с полисорбом. При этом воздуху соответствует один пик на хроматограмме. Разделение воздуха на кислород и азот производится на колонке с молекулярными ситами. Первый из двух пиков на хроматограмме определяет содержание кислорода, второй – азота. Условия проведения анализа приведены далее [3].

Газ-носитель	Гелий, аргон
Температура колонок и детектора, °С	20–25
Длина колонки, м:	
полисорб	3
молекулярные сита	2–3
Расход газа-носителя, л/ч	2–2,2
Ток детектора, мА:	
гелий	170
аргон	75
Скорость диаграммной ленты, мм/ч	60
Объем анализируемой пробы, мл	0,5
Температура сосуда извлечения ¹ вакуумной приставки, °С	100

В таблице 1 для сравнения приведены результаты определения газосодержания абсорбционным и хроматографическим методами [3]. Опыты проводились в различных лабораториях энергосистем. Результаты показывают хорошую сходимость. Существенные расхождения в величинах общего газосодержания, полученных на абсорбциометрах и хроматографах, отмеченные в [4], связаны с разгерметизацией проб трансформаторного масла, поступавших на хроматографический анализ. Следует отметить, что в условиях вакуумной обработки и азотирования изоляционного масла из-за их частой транспортировки в пределах энергосистемы могли создаваться значительно худшие условия для функционирования абсорбциометров и работы обслуживающего персонала, чем в приспособленных для этой цели лабораториях.

**Таблица 1. Результаты определения
общего газосодержания различными методами**

№ опыта	Общее газосодержание, % объема	
	Хроматографический метод	Абсорбционный метод
1	0,15	0,1
2	0,23	0,21
3	0,22	0,22
4	0,25	0,21
5	0,3	0,3
6	0,35	0,31
7	0,44	0,38
8	0,6	0,58
9	0,7	0,84
10	0,9	1,0
11	1,0	1,0
12	1,14	1,34
13	1,49	1,55
14	2,3	2,0

По данным энергосистем общее газосодержание трансформаторных масел почти половины контролируемого оборудования превышало установленную в эксплуатации предельно допустимую норму – 1 % объема. Старение масла связано в основном с окислительными процессами при участии кислорода воздуха [2].

Значительное содержание кислорода в пробах масла объясняется следующим:

– более высокой извлекаемостью азота из масла на дегазационных установках по сравнению с кислородом из-за большей растворимости последнего;

– недостаточным количеством антиокислительных присадок в исследуемых маслах.

Опыт работы ПХК свидетельствует о том, что определение газосодержания изоляционных масел трансформаторов на хроматографах имеет преимущества по сравнению с абсорбционным методом. Этот метод позволяет существенно сократить объем работ по дегазации масел.

Литература

1. Методика определения объемного содержания воздуха в масле. Инструкция ОВБ 463.252-66.
2. Степанчук, К.Ф. Контроль и диагностика изоляции машин и аппаратов: Учебно-метод. пособие для студ. спец. 10.01 и 10.04. – Минск: БГПА, 1995.
3. Зузак, М.Т., Шинкаренко, Г.В. Определение газосодержания изоляционных масел трансформаторов с пленочной защитой на хроматографах // Электрические станции. – 1989. – № 2.
4. Петриченко, А.Д. Оценка существующей системы контроля состояния трансформаторного масла // Электрические станции. – 1987. – № 10.

УДК 621.316.5

ВИДЫ И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ В ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Кулик Н.Н., Басыгин К.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КРАСЬКО А.С.

Высоковольтные маслонаполненные трансформаторы являются одним из наиболее надежных элементов системы электроснабжения. В то же время они являются и наиболее ответственными элементами этой системы. По этой причине принимаются меры к дальнейшему повышению надежности трансформаторов и разрабатываются профилактические мероприятия, направленные на своевременное обнаружение опасных ухудшений изоляции с целью не допустить аварийное отключение.

Так как аварийному отключению трансформаторов предшествуют более или менее длительные процессы в изоляции, то все дефекты можно разделить:

1. Развивающиеся.
2. Развившиеся.

В зависимости от причины повреждения изоляции дефекты разделяют:

1. Повреждения электрической дугой или дуговые повреждения. Воздействующая электрическая дуга может быть как легкой (между пластинами контактов или пластинами магнитопровода) так и мощной (возникает при перекрытии или пробое изоляции).

2. Повреждения частичными разрядами. Эти повреждения наблюдаются при частичных разрядах на короне с концов проводников, краев металлических экранов в масле или маслоцеллюлозной системе.

3. Повреждения, вызванные местным перегревом изоляции. Локальный перегрев участков изоляции может быть связан с дефектами в соединениях, креплениях, с высокой плотностью тока на металлических поверхностях, с перегрузкой обмоток или сверхтоками в изолированных болтах магнитопровода. Перегревы могут захватывать системы «металл – масло» или «металл – масло – твердая изоляция».

Частота встречающихся дефектов зависит от типов трансформаторов и режимов их работы. По имеющимся данным, из 24 трансформаторов мощностью 40 МВА и более, в 16 случаях наблюдалось повреждение в магнитопроводе, в 3-х случаях эти повреждения привели к выгоранию баколитовых цилиндров и гетинаксовых плит, в 2-х

случаях – перегрев проводников, еще в 2-х – витковое замыкание, и в 2-х – разряды в масле. Причины повреждений в магнитопроводе заключались в разрыве шпилек, самоствинчивании гаек и перемещении стяжных болтов, прокручивании стяжных болтов и соединении накоротко пакетов стали.

В настоящее время общее представление об изоляции трансформаторов в эксплуатации получают с помощью неразрушающих профилактических испытаний путем измерения сопротивления изоляции, тангенса угла потерь, соотношения емкостей изоляции при частоте 2 и 50 Гц или при температурах 70 и 20 °С, определением характеристик масла (электрическая прочность, удельное сопротивление, кислотное число, температура вспышки, содержание воды).

Более тонкие методы с использованием специальных проб, помещенных в трансформаторы, с измерением поверхностного натяжения и инфракрасного спектра масла, степени полимеризации бумажных проб громоздки и распространения не получили. Определение частичных разрядов в условиях эксплуатации как правило невозможно из-за высокого уровня помех.

Испытания последних лет показали, что наряду с испытанием масла, весьма ценную информацию о процессах внутри трансформатора может дать состав и количество газов, выделяющихся из масла и растворенных в масле. Поэтому в этом направлении активно проводятся работы по созданию методики ранней диагностики дефектов в трансформаторах.

Заполнение камеры газового реле газа может происходить по нескольким причинам. Во-первых, в газовое реле может попасть воздух после замены масла, после центрифугирования масла, замены селикагеля в трансформаторном фильтре, в результате подсосов из-за неплотностей в масляных насосах и пр. Во-вторых, возможно выделение газа из масла вследствие различных дефектов изоляции.

Выделение газа наблюдается при испарении или термическом разложении масляной изоляции. При медленном испарении пары конденсируются и не попадают в газовое реле.

При интенсивном испарении газовое реле может сработать вследствие возникновения волны давления. Согласно исследованиям небольшое количество углеводородов (2 % по объёму) присутствует в газах при нормальных температурах. Состав и количество газов в образце масла 0,1 см³ при различных температурах приведены в таблице 1.

**Таблица 1. Состав продуктов разложения масла WRMCO-C
(получение с помощью масс-спектрографа)**

t, °С	Объём газов					
	углеводороды		H ₂ O		CO ₂	
	см ³	%	см ³	%	см ³	%
25	0,00262	99,99	–	–	–	–
200	0,00644	75	0,00215	25	–	–
250	0,005	70	0,00215	30	–	–
300	0,00454	72,5	0,00172	27,5	–	–
350	0,00265	63,2	0,00155	36,8	–	–
400	0,0363	75,4	0,0091	19	0,0027	5,6
450	0,00429	79,8	0,0091	17	0,00017	3,2
500	0,00639	94,8	–	–	0,00034	5,1

При термическом разложении твердой изоляции характерные газы могут появиться при относительно небольших температурах. Так при разложении целлюлозы CO₂ появляется при температурах уже порядка 150 °С. Большинство органических материалов разлагается при температурах 200–400 °С.

С ростом температуры разложение происходит более полно, индивидуальные черты материала исчезают, а состав продуктов разложения становится более простым.

Состав газов, которые выделяются при воздействии электрической дуги на систему «масло – твёрдая изоляция», приведен в таблице 2.

Таблица 2. Состав продуктов разложения системы «масло – твёрдая изоляция» при воздействии электрической дуги (%)

	H ₂	C ₂ H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄ и галогены	CO	CO ₂	N ₂	O ₂
Картон в масле	41–53	14–21	1–10	1–11	13–24	1–2	2–3	4–7
Гетинакс в масле	41–54	4–11	2–9	0–3	24–35	0–2	1–3	2–6

В таблице приведены максимальные и минимальные значения для большого количества опытов при разных токах дуги. Состав газов получен при исследовании на моделях и не менялся в зависимости от тока и материала электродов.

При развитии частичных интенсивных зарядов газовыделение связано с присутствием газовой фазы. Воздействие на масло ионизированной среды приводит к газавыделению в зависимости от состава масла (процента ароматических соединений), напряжённости поля, температуры и газовой среды. При уверенном количестве ароматики, что справедливо для трансформаторного масла, газ, как правило, выделяется. При разложении только масло выделяется преимущественно водород и углеводороды. В присутствии целлюлозных материалов появляется также CO и CO₂.

В некоторых редких случаях газовыделение может быть не связано с наличием дефектов. При нормальной работе трансформатора в масле может содержаться количество CO. Присутствие воды может привести к газовыделению за счёт электролиза при этом отношение H₂ и O₂ должны быть в отношении 2 к 1. Взаимодействие слабых органических кислот с металлом так же может привести к газовыделению. Всё это надо иметь ввиду при диагностике повреждений.

Для оценки характера и размера повреждений важно установить скорость газообразования. Данные испытаний говорят о том, что если скорость газообразования возрастает, то это указывает на прогрессирующий дефект. Есть указания, что крупные трансформаторы можно оставлять в работе, если газовыделение не превышает 200 см³/час.

Литература

1. Определение состояния внутренней изоляции силовых трансформаторов путем анализа выделяющихся масла и растворенных в масле газов / НИР № 71050306. Руководитель к.т.н. Степанчук К.Ф. – Минск; НИС БПИ, 1971. – 108 с.

УДК 621.316.5

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ГТУ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Барбук Е.А., Макаревич А.Д.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент МАЗУРКЕВИЧ В.Н.

Газотурбинной установкой (ГТУ) называют тепловой двигатель, состоящий из трех основных элементов: воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины. Принцип действия ГТУ сводится к следующему. Из атмосферы воздух забирают

компрессором, после чего при повышенном давлении его подают в камеру сгорания, куда одновременно подводят жидкое топливо топливным насосом или газообразное топливо от газового компрессора. В камере сгорания воздух разделяется на два потока: один поток в количестве, необходимом для сгорания топлива, поступает внутрь жаровой трубы, второй – обтекает жаровую трубу снаружи и подмешивается к продуктам сгорания для понижения их температуры. Процесс сгорания в камере происходит при почти постоянном давлении.

В отличие от паротурбинной установки (ПТУ) полезная мощность ГТУ составляет только 30–50 % мощности турбины. Долю полезной мощности можно увеличить, повысив температуру газа перед турбиной или снизив температуру воздуха, засасываемого компрессором. В первом случае возрастает работа расширения газа в турбине, во втором – уменьшается работа, затрачиваемая на сжатие воздуха в компрессоре. Оба способа приводят к увеличению доли полезной мощности. Полезная мощность ГТУ зависит также от аэродинамических показателей проточных частей турбины и компрессора: чем меньше аэродинамические потери в турбине и компрессоре, тем большая доля мощности газовой турбины становится полезной.

Эффективность ГТУ в сравнении с другими тепловыми двигателями обнаруживается только при высокой температуре газа и высокой экономичности турбины и компрессора. Поэтому простой по принципу действия газотурбинный двигатель стали применять в промышленности позднее других тепловых двигателей, после того как был достигнут прогресс в технологии получения жаропрочных материалов и накоплены необходимые знания в области аэродинамики турбомашин.

В стационарной энергетике на тепловых электрических станциях применяются газотурбинные установки различного типа и назначения. ГТУ пикового назначения работают в периоды максимума потребления электрической энергии (обычно менее 2 000 ч в год). Резервные ГТУ обеспечивают собственные нужды ТЭС в период, когда основное оборудование не эксплуатируется.

Наивысшая экономичность при минимальной удельной стоимости среди всех тепловых двигателей достигнута в комбинированных парогазотурбинных установках (ПГУ). ПГУ представляет собой сочетание газотурбинных и паротурбинных установок: отходящие от ГТУ газы подаются в котел-утилизатор, где вырабатывается водяной пар, подаваемый в паровую турбину, которая дает дополнительную мощность, составляющую примерно половину мощности ГТУ. Подобные ПГУ получили название утилизационных ПГУ, или ПГУ-У. Лучшие из работающих ПГУ-У имеют КПД свыше 55 %, и существует тенденция дополнительного повышения их экономичности до 60 % и более.

По принципу действия газовая турбина аналогична паровой. Ступень газовой турбины состоит из неподвижного соплового аппарата и ряда рабочих лопаток, расположенных на вращающемся колесе. По особенностям течения среды различают несколько типов ступеней: осевые, радиальные и т. п. В газовых турбинах больших мощностей, в частности в энергетических турбинах, применяют только осевые ступени.

Пуск ГТУ. В отличие от паровой турбины, пуск которой производится паром от котла, для запуска в работу ГТУ необходимо пусковым устройством привести во вращение ротор турбокомпрессора, воздух от компрессора одновременно с топливом подать в камеру сгорания для ее зажигания и для выполнения дальнейших операций по пуску ГТУ.

Пуск простой одновальной ГТУ состоит из следующих операций:

1. Ротор раскручивается пусковым устройством (ПУ). В качестве ПУ могут быть использованы различные средства: электродвигатель, паровая или газовая (воздушная) турбина с соответствующими источниками пара или сжатого газа (воздуха), двигатель внутреннего сгорания.

2. Топливо подается в камеру сгорания, и образующаяся в смесительном устройстве камеры сгорания топливовоздушная смесь зажигается при помощи запального устройства (плазменного зажигателя).

3. При дальнейшем увеличении расхода топлива турбоагрегат разворачивается газовой турбиной до достижения номинальной частоты вращения, затем производится синхронизация электрического генератора с сетью и включение его в сеть.

Таким образом турбоагрегат выводится в режим холостого хода.

На тепловых электростанциях ГТУ применяются в качестве пиковых, полупиковых и базовых агрегатов, резервных двигателей и, в частности, для покрытия собственных нужд станции. Наибольшее развитие в последние годы приобретает применение ГТУ в комплекте с паротурбинными установками, а также для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

Совершенствование ГТУ, в первую очередь освоение высоких температур газа (до 1300–1500 °С) и повышение единичной мощности (250–300 МВт и выше), позволяет рассматривать ГТУ как весьма перспективный двигатель для тепловых электростанций. КПД собственно ГТУ пока не достигает значений КПД, полученных на крупных современных паротурбинных электростанциях, однако в сочетании с паротурбинной установкой ГТУ образует парогазотурбинную установку (парогазовую установку), которая может быть реализована во многих вариантах, и некоторые типы таких комбинированных установок достигают рекордных значений КПД среди всех тепловых двигателей. В настоящее время наиболее экономичные типы ПГУ имеют КПД выше 58 % и создаются также ПГУ с КПД, составляющим более 60 %. Все сказанное относится к ТЭС, использующим газообразное или жидкое (преимущественно газообразное) топливо в качестве основного и резервного.

Литература

1. Гиршфельд, В.Я., Морозов, Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1973.
2. Теплотехника / Под ред. А.П. Баскова. – М.: Энергоиздат, 1982.

УДК 621.311.002.51

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ БЕЗ ВЫВОДА ЕГО ИЗ РАБОТЫ

Задруцкий Д.В., Белясов Н.В., Потачиц Я.В.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Профилактические испытания не дают необходимых данных для прогнозирования отказов оборудования, ибо до сих пор не выявлена связь между значениями контролируемых параметров и вероятностью потери работоспособности соответствующих элементов оборудования. Поэтому действующая система контроля является системой оценки текущего состояния объекта. Степень ухудшения состояния объекта определяется по отклонению контролируемых параметров от их исходных значений. Предполагается, что, чем меньше такое отклонение, тем выше надежность данного объекта.

Стремление к поддержанию практически неизменного состояния объекта приводит к жестким нормам отбраковки, к необходимости частых испытаний. При таком подходе возможности повышения эффективности контроля и снижения трудозатрат на его проведение при применении традиционных методов испытаний практически уже исчерпаны. Нормы отбраковки, особенно для изоляции оборудования высших классов напряжения, в ряде случаев ужесточены до потери их технического смысла [1].

Частые испытания с выводом оборудования из работы неприемлемы по условиям нормального ведения эксплуатации. Необходимость подготовки объекта к испытаниям приводит к дополнительным операциям коммутационной аппаратурой, к созданию временных схем энергоснабжения, не всегда имеющих должную надежность. Необходимы также трудоемкие работы по расшиновке оборудования, сборке испытательных схем. Требуется грузоподъемные механизмы и в ряде случаев принятие мер по биоащите персонала, работающего в больших напряженностях электрических полей.

Известно, что контроль под рабочим напряжением лишен этих недостатков. Методы, позволяющие организовать такой контроль, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся методы измерения параметров объекта при рабочем напряжении на нем; ко второй – методы, основанные на анализе проб изолирующих и охлаждающих сред. Взятие проб производится на работающем оборудовании или при кратковременном его отключении.

Повышение эффективности контроля при рабочем напряжении обеспечивается как за счет увеличения частоты измерений и повышения их точности, так и за счет того, что в ряде случаев изоляция находится в более тяжелых условиях, чем при обычных испытаниях. Кроме того, возможно применение новых методов контроля, использующих наличие рабочего напряжения на объекте (например, измерение частичных разрядов). С сокращением периода контроля повышается вероятность своевременного выявления дефектов, а также создается возможность расширения допустимых пределов изменения контролируемых параметров. Снижение трудоемкости обеспечивается применением стационарных схем измерений и отсутствием необходимости в подготовке объекта.

Дальнейшие возможности повышения эффективности контроля связаны с автоматизацией измерений путем передачи персональной ЭВМ или специальному информационно-измерительному устройству функций первичной обработки данных и выработки сигнала о достижении предельных значений контролируемых параметров, т. е. функций собственно контроля.

Для того чтобы метод контроля оборудования без его отключения мог применяться в эксплуатации, он должен обеспечивать возможность измерения необходимого параметра с достаточной точностью и быть безопасным. Должны быть также разработаны и проверены в реальных условиях необходимые измерительные устройства и приспособления.

Из методов контроля, основанных на анализах проб изоляционных и охлаждающих сред, широко применяются определение физико-химических показателей изоляционного масла, измерение содержания газов и влаги, а также анализ растворенных в масле газов с целью обнаружения продуктов разложения изоляции.

Анализ причин отказов подстанционного оборудования высокого напряжения, а также оценка возможностей выявления дефектов при помощи перечисленных методов показывают, что в межремонтном периоде (между капитальными ремонтами) путем контроля без вывода из эксплуатации можно обнаружить значительное число видов повреждений (таблица 1). Контролируются основные параметры изоляции, наличие перегревов, а также, разгерметизация конструкции (для разрядников). Не контролируются в основном механические характеристики оборудования.

Без отключения объекта некоторые параметры его изоляции измерить нельзя. Не всегда ясен вопрос об эквивалентности различных методов испытаний и о возможности отказа от ряда из них.

Наиболее гибкой и эффективной представляется комплексная система контроля, в которой методы измерений и анализов, проводимых без отключения объекта, используются для текущего контроля, а окончательная оценка работоспособности электро-

оборудования дается на основании всех возможных испытаний в том числе и с отключением оборудования.

Таблица 1. Контроль изоляции оборудования без вывода из эксплуатации

Оборудование	Элементы	
	контролируемые	неконтролируемые
Автотрансформаторы и реакторы	главная изоляция (термическое и электрическое разрушение); масло (увлажнение, изменение физико-химических показателей); магнитопровод; переключатель (перегревы)	продольная изоляция; переключатель (механические повреждения)
Вводы и трансформаторы тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа	главная изоляция (значительное увлажнение, развивающийся пробой); масло (в негерметизированных конструкциях: увлажнение, изменение физико-химических показателей)	наружные слои изоляции
Трансформаторы напряжения	витковая изоляция и емкость делителей (для НДЕ); масло (в негерметизированных конструкциях)	главная изоляция
Разрядники	шунтирующие и рабочие элементы (увлажнение)	
Выключатели воздушные	токоведущие части (перегревы)	гасительные камеры, отделители, привод, опорная изоляция
Разъединители, сборные шины и соединения	токоведущие части (перегревы); изоляционные элементы многоэлементной опорной конструкции	конструктивные элементы разъединителей (механические повреждения)

Комплексная и в значительном объеме автоматизированная система контроля состояния оборудования высокого напряжения позволяет от плановопредупредительных проверок с выводом оборудования из работы перейти к непрерывному (частому) контролю с устранением выявленных неисправностей. Такая стратегия контроля будет, по-видимому, технически и экономически целесообразной для основных видов оборудования высших классов напряжения.

Выбор контролируемых параметров и методов их измерения зависит от особенностей конструкции объекта, а также от экономической или технической целесообразности, определяемой надежностью данного вида оборудования и основными причинами его отказов.

Так, основным методом контроля под напряжением объектов с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа следует считать метод, основанный на контроле комплексной проводимости или $\text{tg } \delta$ и емкости изоляции. При этом для вводов, имеющих достаточно высокие показатели надежности, непрерывный (или частый) контроль будет целесообразен лишь в случае, если разрушение вводов влечет за собой значительные потери (вводы трансформаторов). Частый контроль необходим также для трансформаторов тока ТФКН-330, повреждения которых связаны с тепловым пробоем изоляции [2].

Измерение частичных разрядов представляется целесообразным и при испытаниях шунтирующих реакторов, где применение балансной схемы обеспечивает выявление разрядов малой интенсивности, находящихся под уровнем помех. Чувствительность этого метода при контроле автотрансформаторов напряжением 330–750 кВ ограничивается высоким уровнем неустраняемых помех от короны, поэтому в данном случае измерение частичных разрядов – метод, обеспечивающий при частом (непрерывном) контроле выявление процессов интенсивного разрушения изоляции.

Для автотрансформаторов основные методы контроля – испытание изоляционного масла и анализ растворенных в нем газов [1]. Поддерживая на необходимом уровне показатели масла и его влагосодержание, можно существенно замедлить процессы общего старения изоляции. Наличие местных дефектов магнитопровода и изоляции, а также перегретых зон выявляется при анализе растворенных газов.

Таким образом, контроль под рабочим напряжением обеспечивает возможность получения данных об отклонении состояния оборудования от нормы. Оценку работоспособности оборудования следует проводить на основании всего комплекса данных, в том числе полученных и при испытаниях отключенного оборудования.

Литература

1. Степанчук, К.Ф. Контроль и диагностика изоляции машин и аппаратов: Учебно-метод. пособие для студ. спец. 10.01 и 10.04. – Минск: БГПА, 1995. – 72 с.
2. Сви, П.М. Контроль состояния оборудования высокого напряжения без вывода его из работы // Электрические станции. – 1983. – № 5. – С. 49–51.

УДК 621.316.925

ЦИФРОВЫЕ ТЕРМИНАЛЫ ЗАЩИТ

Радюк В.В., Пашкович Н.П.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ТИШЕЧКИН А.А.

На сегодняшний день энергетика является одной из наиболее быстро развивающихся отраслей промышленности. Это обусловлено осваиванием новых энергоемких методов производства, возросшим энергопотреблением среди населения, урбанизацией, электрификацией транспорта и т. д.

Износ оборудования на энергетических объектах Республики Беларусь составляет более 70 %, что, безусловно, много для стратегической отрасли промышленности. Высокая степень износа основных фондов энергетики является причиной перебоев в энергоснабжении потребителей, что, в свою очередь, влечет миллиардные потери финансовых средств. На сегодняшний день проводится комплекс мероприятий по повышению надежности электроснабжения. В программу развития отрасли на ближайшие несколько лет входит, в частности, замена отработавших свой срок эксплуатации электрических аппаратов, реконструкция подстанций, линий, электростанций и т. д.

В рамках данной программы предполагается сотрудничество, как с местными производителями электротехнической продукции, так и с зарубежными, такими, как ALSTOM, ABB, SIEMENS, Механотроника, General Electric и т. д.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей необходима надежная защита электроустановок.

В настоящее время во всем мире на смену громоздким и устаревшим электромеханическим средствам РЗА пришли цифровые терминалы защит. Организация защиты объекта с их помощью стала намного легче. Так, один терминал может включать в себя несколько основных защит шин, резервную защиту шин, защиту трансформатора и несколько основных и резервных защит присоединения вкуче с различными средствами противоаварийной автоматики. При этом, его габариты несоизмеримо меньше габаритов шкафов аналогичной электромеханической и даже микроэлектронной защиты.

Любой цифровой терминал включает в себя модуль ЧМИ (человеко-машинного интерфейса). Это удобное средство «общения» оператора и терминала, может быть выполнено либо на простых LED (Light-emission diode, светодиод), либо с помощью высококачественных полноцветных ЖКИ устройствах. Кроме того, такие терминалы об-

ладают поистине великолепными коммуникационными возможностями. Кроме локального ЧМИ, возможна организация дистанционного мониторинга и управления защитой, учет и регистрация. «Общение» устройств нижнего уровня (терминал) с устройствами верхнего уровня (АРМ оператора) происходит по оптическому волокну, либо по витой паре (метод используется довольно редко) с использованием протоколов LON (Local Operation Network, используются контроллеры, построенные на базе чипа Neuron), широко известного протокола ModBUS и т. д.

Стоит отметить, с помощью данной технологии можно связывать большое количество терминалов РЗА и АРМов с использованием сетевых концентраторов. Данная технология очень похожа на технологию организации обыкновенных компьютерных вычислительных сетей (LAN, Local Area Network). Как правило, сети РЗА строятся по топологии «звезда». На рисунке 1 приведен пример подключения одного физического устройства к АРМ, а на рисунке 2 показано, как организуются защиты подстанции с большим количеством присоединений.

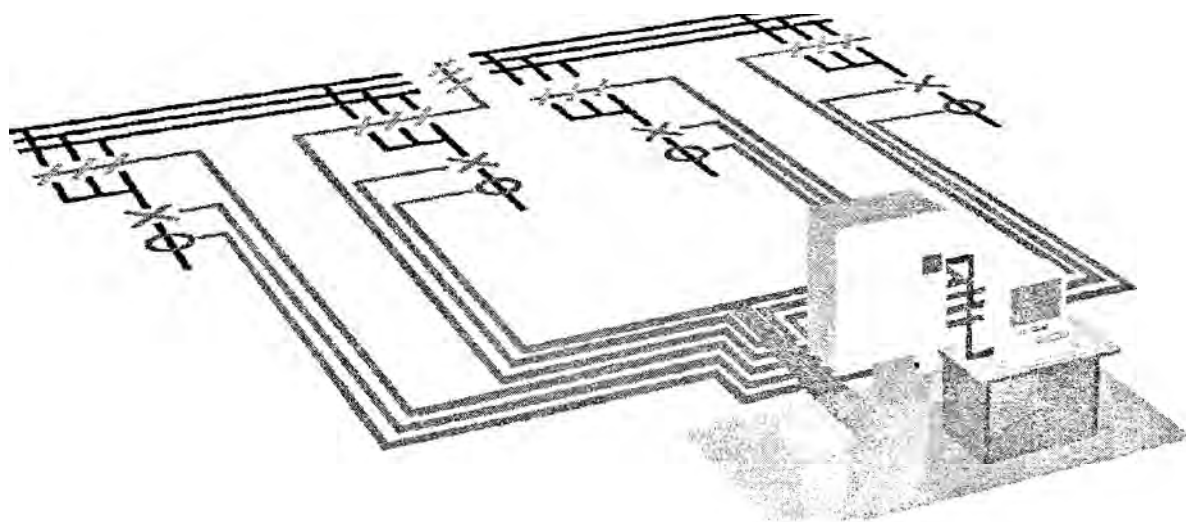


Рисунок 1. Связь терминала и АРМ

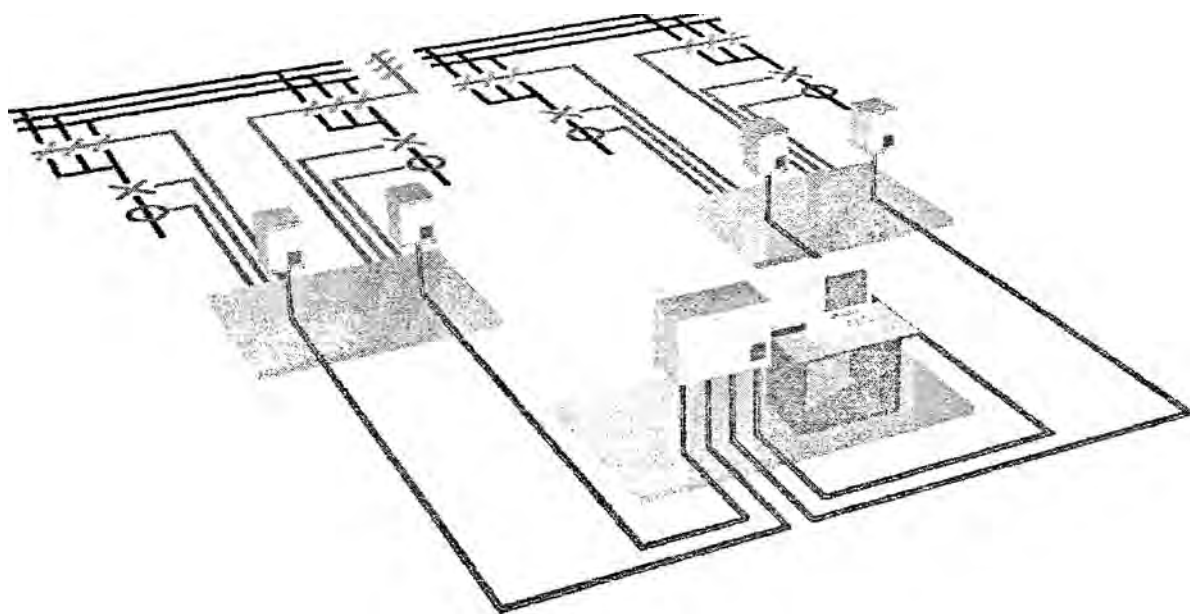


Рисунок 2. Принцип построения цифровых защит, использующих иерархию «ведомый-ведущий»

Так, на каждое присоединение предусматривается свой терминал-модуль нижнего уровня, который посредством оптоволокну, связан с терминалом верхнего уровня, являющимся сервером, обрабатывающим сигналы модулей нижнего уровня.

Модуль верхнего уровня связан также с АРМ релейщика. Данная структура позволяет обеспечить гибкость и полную независимость схемы РЗА крупной подстанции. В модуль нижнего уровня могут входить, например, дистанционная защита линии, резервная МТЗ линии, защита шин, высокочувствительная защита от замыканий на землю, функции пофазного и трехфазного АПВ, УРОВ, контроля цепей ТН и многое другое. Примером такой защиты может служить REB500sys от АВВ.

Организация коммуникаций с комплектами защит противоположенного конца линии и устройствами телеметрии может осуществляться как с помощью традиционного ВЧ-канала с использованием ВЧ-аппаратуры, так и при помощи новейших оптоволоконных сетей или выделенного радиотракта. Стоит отметить, что большинство защит линии используют функцию ВЧ-ускорения для обеспечения абсолютной селективности и быстродействия.

Среди прочих достоинств цифровых терминалов следует отметить простоту наладки и монтажа данных устройств. Как правило, логика современных цифровых терминалов конфигурируется посредством интуитивно-понятной компьютерной программы, суть которой сводится к организации определенных связей между функциональными блоками терминала и между блоками и входами-выходами. Таким образом, не надо модернизировать аппаратную часть защиты для добавления/удаления той или иной функции защиты. В большинстве случаев достаточно приобрести у производителя лицензию на использование дополнительной защитной функции, затем загрузить программное обеспечение в подключенном к терминалу персональному компьютеру (ПК) и с помощью мыши, провести на экране несколько линий-связей, соединяя логические входы и выходы существующих и добавленной защиты. Нет необходимости в дорогостоящих монтажных работах, надежность устройства не понижается вследствие усложнения схемотехники.

Самый значимый плюс цифровых терминалов – точность. Для обработки данных, полученных от измерительных органов, используются АЦП с высокой частотой дискретизации, что позволяет распознавать высшие гармоники в токах и напряжениях и усовершенствовать алгоритмы работы защиты, при этом повышая чувствительность и снижая риск избыточности срабатывания. Оцифрованные значения поступают в блок CPU, где подлежат обработке согласно запрограммированного алгоритма с использованием уставок, заданных пользователем и хранящимися в ОЗУ терминала. Как правило, для обработки данных и реализации алгоритма защит, в современных терминалах используются процессоры с тактовой частотой 200–800 МГц, что, безусловно, ниже, чем в современных компьютерах. Однако следует учитывать, что процессор терминала не участвует в обработке графической информации, в решении задач операционной системы и т. д. Кроме того, архитектура построения схемы взаимодействия процессора и других внутренних устройств отличается от архитектуры обыкновенных пользовательских ПК. Просуммировав все эти факторы, получаем значительное быстродействие терминала даже с относительно маломощным по сегодняшним меркам процессором. Наряду с сигнальными аналоговыми входами терминала для измерения системных параметров, в модуле имеется ряд дискретных оптических входов. Они предназначены для получения логических сигналов с других устройств РЗА, а также для получения команд ВЧ-ускорения.

В качестве выходов используются сигнальные реле и/или оптические дискретные выходы.

Итак, основные достоинства цифровых защит перед электромеханическими:

- высокая степень интеграции;
- быстродействие;
- надежность;
- простота конфигурирования и наладки;
- легкость последующей модернизации;
- широкие коммуникационные возможности.

Здесь приведены основные, наиболее типичные и общие преимущества цифровых защит. Каждый производитель имеет ряд определенных наработок и патентов в этой области, что позволяет при проектировании плана реконструкции энергетического объекта задействовать защиты того или иного производителя, которая наиболее лучшим образом отвечала бы условиям, поставленным перед инженерами по автоматизации.

Литература

1. Network Protection and Automation. Engineer's guide. – Alstom, 2004. – 398 p.
2. Инструкция по эксплуатации и выбору уставок терминала дифференциальной защиты трансформатора RET 316. – АВВ, 2004. – 133 с.
3. REB500sys Operation Manual. Busbar Protection With Integrated BFP. – АВВ, 2004. – 1032 p.
4. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах: утверждена Указом Президента Республики Беларусь № 399 от 25.08.2005. – Минск, 2005.

УДК 621.3.064.1:006.354

МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 КВ

Терещук А.В., Ледак И.Я., Горячко М.Г.
Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

Расчет тока КЗ в сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняется, в основном, для следующих целей [1]:

- для выбора электрооборудования по условиям КЗ (отключающая способность электрических аппаратов, термическая и электродинамическая стойкость токоведущих частей);
- для выбора уставок защитной аппаратуры сети, проверки ее чувствительности и селективности.

Для выбора электрооборудования по условиям КЗ подлежат определению начальное значение периодической составляющей тока КЗ, апериодическая составляющая тока КЗ, ударный ток КЗ и действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени после КЗ.

Для выбора параметров защитной аппаратуры сети и проверки ее селективной работы определению подлежат максимальные и минимальные значения периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный и произвольный моменты времени вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

В связи с этим был разработан межгосударственный стандарт ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» [1].

Сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали. В этих сетях рассчитываются трехфазные, двухфазные и однофазные КЗ.

Ток металлического КЗ используется для проверки электрооборудования на отключающую способность и на электродинамическую и термическую стойкость. Для проверки селективности защитной аппаратуры необходимо использовать токи дуговых замыканий в конце зоны действия защитных аппаратов с учетом наличия дуги в месте КЗ и с учетом термического эффекта тока КЗ.

В соответствии с ГОСТ 28249-93 при расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- наличие подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей.

При ручных расчетах токов КЗ допускается:

– максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

– не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

– не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

– принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ;

– не учитывать влияния АД, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета АД.

Токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах. При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $I_{п0}$ трехфазного металлического КЗ в килоамперах при питании от энергосистемы через понижающий трансформатор без учета подпитки от АД рассчитывают по формуле:

$$I_{п0} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}},$$

где $U_{ср.НН}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное реактивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

Сопротивления схемы замещения прямой последовательности свернутой к узлу КЗ $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ соответственно равны:

$$r_{1\Sigma} = r_{1Т} + r_{1ш} + r_{1кл} + r_{ТА} + r_{кв} + r_{к} + r_{пв};$$

$$x_{1\Sigma} = x_{с} + x_{1Т} + x_{1ш} + x_{1кл} + x_{ТА} + x_{кв},$$

где $x_{с}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени НН;

$r_{1Т}$, $x_{1Т}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм;

$r_{1ш}, x_{1ш}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шинпроводов, мОм;

$r_{1кл}, x_{1кл}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабельных линий, мОм;

$r_{ТА}, x_{ТА}$ – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, мОм;

$r_{кв}, x_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и силовых контактов автоматических выключателей, мОм;

r_k – суммарное активное сопротивление болтовых и разъемных контактных соединений, мОм;

$r_{пв}$ – сопротивление плавкой вставки, мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $I_{п0АД}$ трехфазного КЗ в килоамперах от АД рассчитывают по формуле:

$$I_{п0АД} = \frac{E_{ф.АД}''}{\sqrt{r_{АД}^2 + (x_{АД}'')^2}}$$

Расчет параметров АД приведен в [1].

В этом случае начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в месте КЗ определяют как сумму токов от энергосистемы и от АД.

В соответствии с рекомендациями ГОСТ 28249-93 расчет токов несимметричных КЗ в схемах напряжением 0,4 кВ СН электростанций и других установок выполняется для двухфазных и однофазных КЗ.

Расчет токов несимметричных КЗ выполняют методом симметричных составляющих с использованием схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Схема замещения прямой последовательности совпадает со схемой замещения для трехфазного КЗ. Для расчета начального значения тока несимметричного КЗ АД вводятся в схему замещения своими сверхпереходными значениями ЭДС и сопротивлений.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать в себя все элементы расчетной схемы. Сопротивления трансформаторов, шинпроводов и кабельных линий принимаются равными их сопротивлениям прямой последовательности. Система и АД вводятся в схему своими сверхпереходными сопротивлениями, а ЭДС системы и АД принимаются равными нулю.

Конфигурация схемы замещения нулевой последовательности может значительно отличаться от схем замещения прямой и обратной последовательностей. В нее не входят элементы, по которым не протекает ток нулевой последовательности. К таким элементам относятся АД, так как они на напряжении 0,4 кВ при схеме соединения обмотки статора звездой работают с изолированной нейтралью.

При питании электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ от системы $I_{п0}^{(2)}$ в килоамперах определяют по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{U_{ср.НН}}{2 \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}$$

Так как нейтральная точка обмотки статора АД на напряжении 0,4 кВ изолирована, то ток однофазного КЗ протекает только в цепи схемы СН между трансформатором и местом КЗ, а АД не обтекаются токами КЗ. Начальное значение периодической со-

ставляющей тока однофазного КЗ от системы $I_{п0}^{(1)}$ в килоамперах определяют по формуле:

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{ср.НН}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}},$$

где $r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

Сопротивления $r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ равны:

$$r_{0\Sigma} = r_{0Т} + r_{0ш} + r_{0кл} + r_{ТА} + r_{кв} + r_{к};$$

$$x_{0\Sigma} = x_{0Т} + x_{0ш} + x_{0кл} + x_{ТА} + x_{кв},$$

где $r_{0Т}$, $x_{0Т}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора;

$r_{0ш}$, $x_{0ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$r_{0кл}$ и $x_{0кл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабельной линии.

Учет нагрева активных сопротивлений кабелей для времени КЗ, отличного от нуля, производится с помощью кривых, приведенных в [1]. Там же приведена методика учета переходного сопротивления дуги.

Литература

1. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Минск, 2004.

УДК 621.316

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Степанькова М.П., Китель Д.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СИЛЮК С.М.

Формирование принципов регулирования режимов основывается на определенных требованиях к качеству электрической энергии.

Для обеспечения требуемого качества электрической энергии установлены определенные нормы качества напряжения, которые должны соблюдаться во всех режимах и не выходить за предельно и нормально допустимые значения.

Качество напряжения оценивают несколькими показателями (таблица 1). Рассмотрим основные из них.

Основной задачей регулирования напряжения является поддержание оптимального режима напряжений и соблюдение требования стандарта к качеству напряжения у потребителей.

Общая задача регулирования напряжения в системообразующей сети формулируется так:

$$\Delta P = \Delta P_H(U) + \Delta P_K(U) \rightarrow \min,$$

при ограничениях:

Таблица 1. Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y, \%$	± 5	± 10
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения $k_U, \%$, при $U_{ном}$		
0,38 кВ	8	12
6–20 кВ	5	8
35 кВ	4	6
110–330 кВ	2	3
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $k_{U(n)}, \%$	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	$1,5 k_{U(n)ном}$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $k_{2U}, \%$	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $k_{0U}, \%$	2	4
Длительность провала напряжения при напряжении до 20 кВ включительно, $\Delta t_n, с$	–	30

$$\begin{cases} U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}; \\ I_k \leq I_{k \text{ доп}}. \end{cases}$$

Таким образом, для соблюдения приведенных условий в сетях применяются средства воздействия на напряжение.

Для регулирования напряжения в системообразующих и питающих сетях используют следующие средства:

- генераторы электростанций и синхронные компенсаторы;
- трансформаторы, автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы;
- батареи конденсаторов на системных и потребительских подстанциях;
- шунтирующие и управляемые реакторы;
- статические тиристорные компенсаторы.

Для регулирования напряжения в центрах питания (ЦП) распределительных сетей применяются трансформаторы с РПН (регулированием напряжения под нагрузкой), а также могут быть использованы компенсирующие устройства и некоторые другие средства (генераторы малых местных электростанций, синхронные двигатели и др.).

Диапазон регулирования напряжения на трансформаторах в зависимости от номинального напряжения составляет примерно от 18 до 32 %, что позволяет осуществить регулирование напряжения в распределительных сетях практически независимо от режима напряжений в системообразующей сети и тем самым обеспечить требуемое качество напряжения непосредственно у потребителей.

Выделяют несколько наиболее характерных режимов электропотребления.

1. Нагрузка в течение суток не изменяется или мало изменяется. Такой режим регулирования называется *режимом стабилизации напряжения* в ЦП.

2. Нагрузка в течение суток изменяется вполне определенным, заранее известным образом. В данном случае регулирование напряжения на шинах ЦП можно осуществлять по времени суток.

3. Нагрузка в течение суток изменяется случайным образом. В таких случаях на шинах ЦП используют принцип *встречного (согласного) регулирования напряжения*.

В связи с невозможностью применения трехобмоточных трансформаторов для точного регулирования напряжения из-за наличия устройства РПН только на обмотке высшего напряжения, должны быть применены дополнительные средства регулирова-

ния напряжения, например, регулируемые компенсирующие устройства, специальные вольтодобавочные трансформаторы, линейные регуляторы.

Сущность регулирования напряжения с помощью трансформаторов заключается в том, что при необходимости изменения напряжения на вторичной стороне трансформатора изменяют его коэффициент трансформации. С этой целью на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, каждое из которых соответствует определенному числу витков обмотки и, следовательно, определенному коэффициенту трансформации.

Регулирование напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности по элементам электрической сети заключается в том, что при изменении реактивной мощности изменяются потери напряжения в реактивных сопротивлениях.

В отличие от активной мощности реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них устройств поперечной компенсации, т. е. компенсирующих устройств, подключенных параллельно нагрузке. В качестве таких компенсирующих реактивную мощность устройств могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы. К таким устройствам могут быть также отнесены генераторы местных электростанций, подключенных к системе передачи и распределения электроэнергии, синхронные электродвигатели, фильтры высших гармоник.

Часть из указанных компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность, некоторые – только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее ценными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие способностями в зависимости от режима сети как генерировать, так и поглощать реактивную мощность (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы).

Литература

1. Герасименко, А.А., Федин, В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учеб. пособие. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
2. Поспелов, Г.Е., Федин, В.Т., Лычев, П.В. Электрические системы и сети: Учебник. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621.316.5

РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ГИБКИХ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Пашкевич Г.Н., Левонюк С.В., Безмен Д.Н.
Научный руководитель – **ПОНОМАРЕНКО Е.Г.**

При решении задач электродинамической стойкости гибких токоведущих конструкций имеются большие сложности, т. к. колебания гибких токоведущих конструкций, вызванные динамическим действием токов короткого замыкания, описываются нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных второго и четвертого порядка. Поэтому в проектной практике делается основной упор на упрощенные практические методы расчета электродинамической стойкости шин и проводов.

На кафедре «Электрические станции» БНТУ развивается научное направление по изучению электродинамической стойкости гибких токоведущих конструкций с помо-

шью методов математического моделирования. Особенностью проводов является их существенная гибкость, благодаря чему они могут принимать форму, заданную приложенными силами. Поэтому при выводе уравнений динамики провода используется абсолютно гибкая, растяжимая по закону Гука, нить.

Для определения мгновенного пространственного положения движущегося провода принимается векторно-параметрическая форма записи уравнений:

$$\frac{\partial^2 \bar{R}}{\partial t^2} = \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial}{\partial s_0} \left(\frac{T}{1+e} \frac{\partial \bar{R}}{\partial s_0} \right) + \bar{P}^*,$$

где \bar{P}^* – вектор распределенной нагрузки на единицу массы провода, Н/кг;

$R[x, y, z]$ – радиус-вектор положения элемента провода, м;

T – модуль тяжения, Н;

ρ_0 – масса единицы длины провода до растяжения, кг;

e – относительная деформация элемента длины провода.

В данной работе при проектировании установки (рисунок 1) для исследования параметров электродинамической стойкости применяются следующие аппараты:

- токопровода;
- испытательный трансформатор;
- регулирующее устройство;
- аппаратура управления и питающая сеть;
- измерительная часть установки.

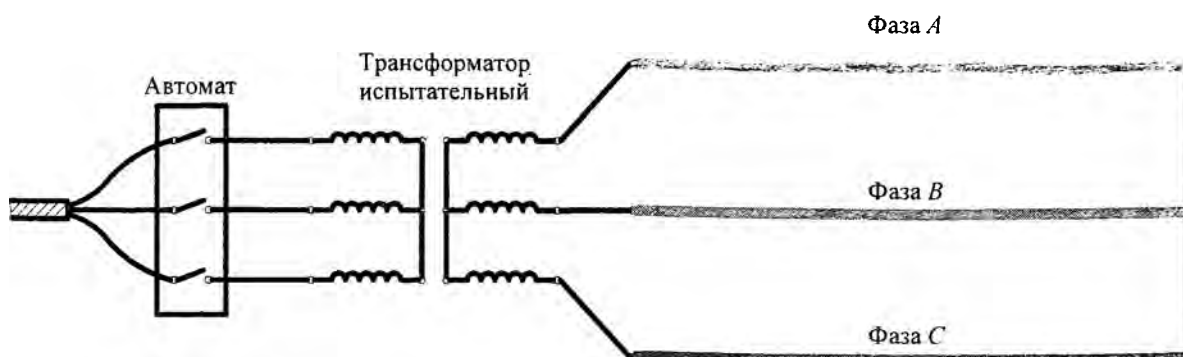


Рисунок 1. Принципиальная схема испытательной установки

В качестве токопровода используется медный провод М-16.

Испытательный трансформатор имеет мощность 250 кВА и выполнен с принудительным воздушным охлаждением. Сердечники и первичная обмотка использованы от стандартного силового трансформатора.

Регулирование тока осуществляется переключением испытательного трансформатора на сеть 380/220 В или на сеть 220/127 В, изменением схемы первичной обмотки испытательного трансформатора, изменением схемы и числа витков вторичной обмотки испытательного трансформатора. Дополнительная плавкая регулировка тока осуществляется с помощью автотрансформаторов типа АОСК.

Испытательная установка получает питание от двух трансформаторных подстанций с напряжением 380/220 В и 220/127 В. Основным источником питания является подстанция с напряжением 380/220 В.

В качестве коммутационного аппарата в цепи первичной обмотки испытательного трансформатора установлен автоматический воздушный выключатель типа АВ-4П с дистанционным управлением.

Измерительная часть установки включает в себя следующие приборы и аппараты:

- амперметр с трансформатором тока в первичной цепи испытательного трансформатора для контроля за нагрузкой питающей сети;
- трансформаторы тока класса точности 0,5, включенные в цепь шин каждой фазы, для присоединения ваттметра и амперметров;
- три амперметра класса точности 0,5 для измерения токов в шинах токопровода;
- три трансформатора напряжения специального исполнения, необходимые для дифференциальной схемы измерения потерь;
- электродинамический милливаттметр специального исполнения со световым отсчетом;
- вспомогательная аппаратура для подключения ваттметра.

Описание геометрии лабораторной установки: длина пролета 10 м; междуфазное расстояние 0,7 м; гирлянды изоляторов в пролете не устанавливаются; начальная стрела провеса 17 см, в точке крепления спусков – 19 см; спуски служат для подведения тока к гибким проводам и крепятся на расстоянии 1 м от левого портала.

Для выявления оптимальных геометрических размеров установки и режима КЗ был проведен расчет по компьютерной программе FleBusWin.

При эксперименте отклонения можно зафиксировать расположенной в торце установки видеокамерой. Тяжения определяются с помощью тензодатчиков и цифрового осциллографа.

Литература

1. Исследование потерь в шинодержателях для плоских и коробчатых шин / НИР № 52 от 14.03.1970. Руководитель к.т.н. Румянцев Ю.Г. – Минск; НИС БПИ, 1970.
2. Крючков, И.П., Кувшинский, Н.Н., Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – 3-е изд. – М.: Энергия, 1978.
3. Сергей, И.И. Электродинамическая стойкость токоведущих конструкций распределительных устройств электростанций и подстанций. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Электрическая часть электрических станций». – Минск: БНТУ, 2006.

УДК 621.316.5

ОПТИМИЗАЦИЯ СТЕПЕНИ ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ В ЭКРАНАХ И КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ КОМПЛЕКТНЫХ ТОКОПРОВОДОВ

Нестерович Д.В., Петкевич А.В., Макеев Е.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент БУЛАТ В.А.

При решении энергетических задач выполняют технико-экономические расчеты, позволяющие выбирать вариант с наименьшими затратами.

Разработана методика расчета оптимальных конструктивных и режимных параметров, мощных генераторных токопроводов на основе определения и полного учета их электромагнитных параметров в сочетании с допустимыми величинами теплового режима и механической прочности материала экранов.

Минимизируемая функция приведенных затрат имеет вид:

$$Z = I + p_n K + U,$$

где U – математическое ожидание народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения, выделяемое из состава эксплуатационных расходов как вероятностная величина;

K – капиталовложения в конструкции токопровода;

ρ_n – нормативный коэффициент эффективности;

I – годовые эксплуатационные расходы.

Минимизируемая функция приведенных затрат элементов конструкции токопровода зависит от их геометрических конструктивных параметров: внешнего диаметра экранов $D_э$, их толщины d , расстояния между геометрическими осями фаз токопровода D , а также от толщины токоограничивающих реакторов b_p при принятой геометрии листов их магнитопроводов (т. е. от степени ограничения токов экранов).

Основной составляющей приведенных затрат являются издержки, обусловленные потерями мощности в элементах конструкции токопровода. Сложность при расчетах состоит в правильном определении суммарных потерь активной мощности ΔP_{\max} .

В общем случае полные потери мощности в токопроводах состоят из потерь в шинах – $P_{ш}$, экранах – $P_э$, потерь в поддерживающих конструкциях – $P_{пк}$ и в токоограничивающих реакторах – P_p .

$$\Delta P_{\max} = P_{ш} + P_э + P_{пк} + P_p.$$

Определение потерь мощности в каждом элементе поддерживающих конструкций требует отыскания тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля на поверхности металла.

Для вновь проектируемых токопроводов производят оптимизацию по всем конструктивным параметрам (толщине и диаметру экрана, междуфазным расстояниям, габаритам токоограничивающего реактора).

При решении задачи оптимизации конструкции комплектов пофазно-экранированных токопроводов выражение, описывающее зависимость целевой функции приведенных затрат от оптимизируемых параметров, в явной форме неизвестно. В этом случае воспользуемся одним из методов нелинейного программирования. Для небольшого числа оптимизируемых параметров наиболее простым и эффективным является один из разновидностей градиентных методов – метод наискорейшего спуска.

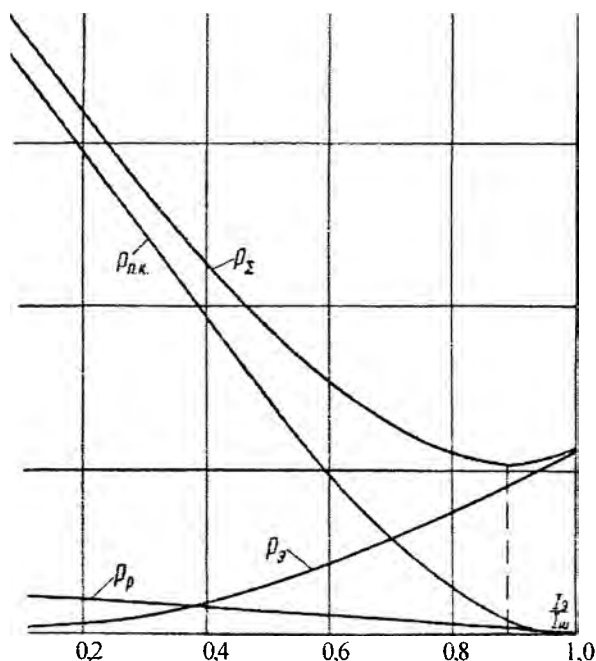


Рисунок 1. Зависимости полных потерь мощности и ее составляющих в конструкции пофазно-экранированных токопроводов от степени компенсации (ТЭКН-Е-20-12500)

В общем виде запись поискового алгоритма для i -ого компонента вектора оптимизируемых параметров $X(D_3, d, D, b_p)$ имеет вид:

$$X_i[n+1] = X_i[n] - \lambda s_i \text{grad}_i z(X_i[n]),$$

где $z(X_i[n])$ – неслучайное значение критерия эффективности на n -ом шаге поиска;

λ – шаг поиска;

grad – градиент;

n – номер итерации в процессе поиска;

m – число оптимизируемых параметров;

s_i – коэффициенты шкал играющие роль масштабных коэффициентов

$$s_i = \frac{X_{i\max} - X_{i\min}}{b},$$

где $X_{i\min}$, $X_{i\max}$ – ограничения на оптимизируемые параметры снизу и сверху;

b – константа для определения шкальных коэффициентов.

Вывод

Разработана методика оптимизации основных конструктивных и режимных параметров генераторных пофазно-экранированных токопроводов, которые учитывают полные потери мощности в элементах их конструкции.

Литература

1. Булат, В.А. Исследование и оптимизация режимов работы и конструктивных параметров комплектных пофазно-экранированных токопроводов мощных генераторов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Минск, БПИ, 1982.

УДК 621.316.925

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ НА УСПЕШНОСТЬ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Батура М.М., Недабой А.А., Щиглинская Т.В.

Научный руководитель – ГЛИНСКИЙ Е.В.

Цель работы: исследование влияния величины напряжения резервного источника питания на секциях 5РА и 5РБ на успешность самозапуска электродвигателей ПЭН, циркуляционные, дымососы напряжением 6 кВ собственных нужд электростанции (на примере Минской ТЭЦ-4) с помощью программы SAMOSAPU на ПЭВМ. Программа разработана кафедре «Электрические станции» БНТУ.

Описание процесса самозапуска: основу всей нагрузки на электростанциях любого типа составляют электродвигатели 6 кВ собственных нужд, которые приводят в действие наиболее ответственные механизмы и аппараты (питательные насосы, дутьевые вентиляторы, дымососы, конденсатные насосы, дробилки, циркуляционные насосы и др.).

Кратковременное снижение или полное исчезновение напряжения на шинах собственных нужд, вызванное коротким замыканием или переключением на резервное питание из-за автоматического или ошибочного ручного отключения рабочего питания, ведет к снижению частоты вращения двигателей вплоть до полной остановки части из них. Для сохранения в работе основных агрегатов электростанции двигатели ответст-

венных механизмов при этом не отключаются от шин. После устранения причины кратковременного нарушения электроснабжения они восстанавливают нормальную частоту вращения без вмешательства персонала. Такой процесс называется самозапуском.

Продолжительность самозапуска двигателей не должна превышать 9–10 с. Для некоторых механизмов время самозапуска электродвигателей ограничивается в еще большей степени по технологическим причинам.

При отключении питания напряжение на секции с неотключенными двигателями исчезает не сразу, а за счет электромагнитной и кинетической энергии, запасенной электродвигателями, затухает за время 1–1,5 с и при наличии синхронных двигателей даже до 3 с. Участвующие в групповом выбеге двигатели механизмов с большим моментом инерции (вентиляторы, дымососы) работают в этом случае в режиме генераторов, отдавая часть энергии двигателям механизмов с меньшим моментом инерции, работающим в двигательном режиме.

Частота затухающего напряжения при групповом выбеге по мере торможения двигателей уменьшается со скоростью примерно 4–7 Гц/с. Групповой выбег продолжается до снижения напряжения на секции до $(0,25 - 0,2)U_{\text{ном}}$, после чего двигатели останавливаются независимо друг от друга.

При КЗ на шинах секции или вблизи шин напряжение на шинах снизится до нуля и выбег двигателей будет происходить независимо друг от друга. Время затухания переходного тока, который двигатели будут посылать к месту КЗ, примерно равно 0,3 с. Торможение двигателя от этого тока ввиду кратковременности процесса невелико и составляет в зависимости от типа механизма всего лишь 0,8–3 % нормальной частоты вращения.

Самозапуск двигателей до нормальной частоты вращения происходит каскадно. Первыми заканчивают разбег двигатели механизмов с легкими условиями пуска, например циркуляционных (ЦЭН), конденсатных насосов. Благодаря снижению пусковых токов этих двигателей до номинальных напряжение на секции повышается, что облегчает разбег других двигателей: питательных насосов (ПЭН), дымососов (Д), дутьевых вентиляторов (ДВ) и т. д. Каскадный разбег двигателей позволяет обеспечить их самозапуск при начальном напряжении несколько ниже того, которое требуется для двигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска.

Чем более кратковременный перерыв питания, тем меньше двигатели успевают затормозиться, тем меньше их пусковые токи и больше начальное напряжение на шинах после включения резервного питания и, следовательно, тем быстрее самозапуск двигателей. Поэтому следует по возможности сокращать время действия защит и АВР на собственных нуждах.

Для облегчения самозапуска все неотчетственные двигатели при снижении напряжения на шинах СН до $(0,6 - 0,7)U_{\text{ном}}$ отключается защитой минимального напряжения с выдержкой 0,5 с. Неотчетственные синхронные двигатели автоматически отключаются одновременно с отключением выключателя рабочего питания. Это сокращает продолжительность затухания остаточного напряжения и ускоряет действие защиты минимального напряжения. Напряжение на резервном источнике питания стремятся поддерживать на 10 % выше номинального напряжения двигателя.

Некоторые особенности имеет самозапуск ответственных механизмов (питательных или циркуляционных насосов) с синхронными двигателями. При перерыве питания менее 0,5 с вхождение двигателя в синхронизм происходит достаточно быстро, если вращающий асинхронный момент двигателя обеспечивает увеличение частоты вращения, необходимое для втягивания в синхронизм. Большую помощь в этом обеспечивает форсировка возбуждения. При недостаточном асинхронном моменте (слишком низкое

восстанавливаемое напряжение, работа с обмоткой ротора, замкнутой на якорь возбуждателя), а также при перерывах в питании более 0,5 с втягивания в синхронизм может не произойти, и тогда потребуются ресинхронизация под нагрузкой или повторный пуск, если возможна кратковременная остановка механизма. Это осуществляется специальными схемами автоматики, которые воздействуют на отключение АГП и замыкание обмотки ротора на сопротивление, в 7–10 раз превышающее сопротивление этой обмотки, с одновременной форсировкой возбуждения (производится ресинхронизация). Или приводят в действие нормальную схему пуска после восстановления напряжения на СН В случае необходимости схема ресинхронизации дополняется автоматикой разгрузки механизма.

Для успешности самозапуска начальное напряжение на шинах СН должно быть достаточным, чтобы создать избыточный момент для разбега всех основных двигателей, а продолжительность разбега двигателей, зависящая как от начального напряжения, так и скорости его восстановления, не должна превышать предельно допустимую.

Таблица 1. Успешность самозапуска

Напряжение на шинах собственных нужд, кВ	Успешность самозапуска электродвигателей
6	успешный
5,9	успешный
5,8	успешный
5,7	успешный
5,6	успешный
5,5	успешный
5,4	не успешный

В результате эксперимента, выполняемого методом расчета на ПЭВМ с помощью программы SAMOSAPU, установлено, что при перерыве питания длительностью 1 с обеспечивается успешный самозапуск электродвигателей, подключенных к исследуемым секциям, при снижении напряжения резервного источника до величины 5,5 кВ.

Литература

1. Инструкция по применению программы «Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанций» / В.И. Новаш, Е.В. Глинский. – Минск: БГПА, 1995.
2. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

Секция 3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

УДК 621.32

ПРИМЕНЕНИЕ СВЕТОДИОДОВ
В ДЕКОРАТИВНОМ ОСВЕЩЕНИИ

Шуканов А.И.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

Светодиод (СД) – полупроводниковый прибор, основанный на *p-n* переходе и предназначенный для излучения света в видимом диапазоне. В английской аббревиатуре LED – light emitting diode.

Конструктивно светодиод представляет собой соединённые вместе две части из полупроводника с различными типами проводимости.

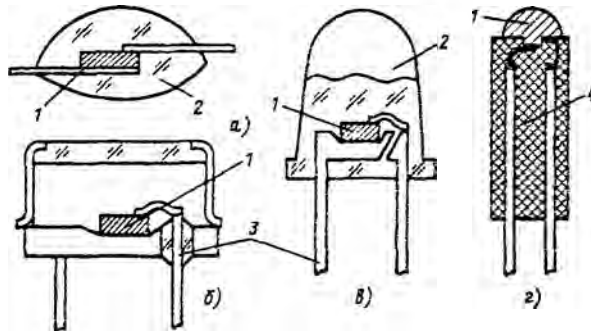


Рисунок 1. Конструкции некоторых типов СИД: а – бескорпусный; б – в металлостеклянном корпусе; в – с полимерной линзой в полимерном корпусе: 1 – кристалл; 2 – полимерная защита; 3 – ножка; 4 – полимерный корпус

При прохождении электронов через зону *p-n* перехода (активная зона *p-n* прибора) электроны рекомбинируют с дырками, причём для производства светодиодов используются материалы, в которых рекомбинация носит не тепловой а излучательный характер. Одной из модификаций светодиодов, являются полупроводниковые лазеры, которые сейчас используются в самых современных системах хранения информации.

В настоящее время существует множество осветительных устройств, основанных на СД. Основными областями их применения являются:

- настольные и настенные светильники;
- навигационное оборудование (огни, буи, светофоры и т. д.);
- карманные фонари;
- светильники направленного света с изменяющимся цветом;
- архитектурная и акцентирующая подсветка;
- ориентационные световые приборы (дежурное, аварийное освещение и т. д.);
- рекламное, витринное, ландшафтное и другое декоративное освещение.

Разработаны светодиоды различной формы и размеров и на различные номинальные напряжения и токи. Существуют мощные светодиоды на номинальный ток до одного ампера. Они выделяют значительное количество тепла, поэтому в их конструкцию входит массивная металлическая подложка, эффективно отводящая тепло от полупроводникового кристалла. Самыми же распространёнными являются 5-миллиметровые светодиоды, конструкция которых была разработана ещё в 70-е годы. Далее речь пойдёт именно об этих светодиодах.

В данной работе произведена общая оценка целесообразности использования светодиодных прожекторов в декоративном внешнем освещении в сравнении с существующими прожекторами на основе металлогалогенных ламп типа ДРИ. В основу сравнения было положено, что прожекторы на основе ламп типа ДРИ и на основе светодиодов должны обеспечивать одинаковый световой поток. Особенность прожекторов на основе светодиодов состоит в том, что они набираются из большого числа высокоэффективных светодиодов малой мощности, поэтому световой поток можно гибко варьировать. Задавшись световым потоком как точкой отсчёта, сравним варианты организации архитектурного освещения на основе светодиодов и с помощью металлогалогенных ламп типа ДРИ по основным техническим и ценовым показателям. За расчётный период принимаем один год, при этом принимая во внимание, что архитектурное освещение включается только в тёмное время суток.

Стоимость прожекторов для двух вариантов сильно различается. Средняя цена для прожектора на основе металлогалогенной лампы составляет около 60 долл, в то время как стоимость аналогичного устройства на основе светодиодов составляет ориентировочно 250 долл. Такая высокая цена объясняется прежде всего ценой на сами светодиоды, поскольку они всё ещё являются дорогостоящими устройствами. Основной характеристикой эффективности любого источника света является световая отдача H (лм/Вт) представляющая собой отношение светового потока, генерируемого источником света, к активной мощности, потребляемой для создания этого потока. Для сравнения были приняты светодиоды, аналогичные светодиодам Nichia, обеспечивающие световой поток не менее 100 лм/Вт.

Потребляемая рассматриваемой лампой типа ДРИ мощность составляет 125 Вт при световом потоке 8 500 лм. Потери в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА) этих ламп составляют приблизительно 10 %. С учетом этого световая отдача комплекта лампы ДРИ – ПРА составит:

$$H = \frac{\Phi}{P(1 + 0,1)} = \frac{8\,500}{125 \cdot (1 + 0,1)} = 61,8 \text{ лм/Вт.}$$

При расчёте светодиодного прожектора необходимо учитывать то обстоятельство, что светодиоды работают на постоянном токе, поэтому для питания от линий переменного тока необходимо использовать выпрямитель, КПД которого в сравнительном расчёте был принят равным 90 %. Таким образом, для создания заданного светового потока от светодиодов, имеющих световой выход 100 лм/Вт, необходима мощность в 94 Вт:

$$P_{\text{сд}} = \frac{\Phi}{H\eta} = \frac{8\,500}{100 \cdot 0,9} = 94 \text{ Вт.}$$

При этом получаемая экономия потребляемой мощности составляет:

$$\Delta P = \frac{P_{\text{ДРИ}} - P_{\text{сд}}}{P_{\text{ДРИ}}} 100 \% = \frac{125 - 94}{125} 100 \% = 25 \% .$$

С точки зрения периодичности технического обслуживания светодиодный прожектор является гораздо более привлекательным вариантом, чем прожектор с металлогалогенной лампой, поскольку срок службы светодиодного источника света составляет 10 000 часов работы, тогда как срок службы рассматриваемой лампы типа ДРИ в среднем 3 000 часов. Если принять время работы прожекторов декоративного освещения равным продолжительности тёмного времени суток, то время непрерывной работы за год приблизительно составляет $T = 4\,380$ часов. Фактически, в таком случае лампу типа ДРИ в светильнике придётся заменять приблизительно раз в год, а прожектор на основе светодиодов не требует замены в течение более чем 22 лет. Продолжительный срок службы является одной из наиболее сильных сторон применения светодиодов, особенно в наружном освещении. Замена перегоревших ламп в уличных светильниках

и прожекторах для освещения фасадов зданий является трудоёмкой и затратной операцией.

Газоразрядные лампы имеют высокий пусковой ток, который может превышать номинальный более чем в 2 раза. Это может приводить к перегрузкам питающей осветительной сети в момент включения освещения. В случае применения светодиодов пусковой ток равен номинальному и опасность перегрузки полностью снимается.

По приведенным выше данным можно приближенно оценить срок, за который светодиодный прожектор даст денежную экономию, способную скомпенсировать значительные затраты на его приобретение. Принимая стоимость рассматриваемой металлогалогенной лампы равной $C = 7$ долл. и считая, что замена лампы осуществляется раз в год, а также рассчитывая экономию средств за счёт снижения энергопотребления, рассчитаем срок окупаемости. Принимаем, что время работы осветительной установки совпадает с периодом минимальных нагрузок, для которого тариф устанавливается в размере $\beta = 74,7$ руб/кВт·ч (0,035 долл./кВт·ч).

Сумма, которую позволяет сэкономить установка светодиодных прожекторов за год, равна:

$$\Delta C_{\text{год}} = C + (P_{\text{ДРИ}} - P_{\text{СД}}) \cdot 10^3 T \beta = 7 + (125 - 94) \cdot 10^3 \cdot 4380 \cdot 0,035 = 11,8 \text{ долл./год.}$$

Тогда срок, за который выгода от применения светодиодного прожектора компенсирует дополнительные затраты на его приобретение будет равен:

$$T = \frac{\Delta C}{\Delta C_{\text{год}}} = \frac{C_{\text{ДРИ}} - C_{\text{СД}}}{\Delta C_{\text{год}}} = \frac{250 - 60}{11,8} \approx 16 \text{ лет.}$$

Принято, что время работы осветительной установки совпадает с периодом минимальных нагрузок, для которого тариф устанавливается в размере 74,7 руб/кВт·ч.

Как видно из произведенных расчетов, срок окупаемости значительный, поэтому в настоящее время замена источников света, применяемых в архитектурном освещении, на светодиодные не представляется целесообразной. Однако, ведётся разработка новых светодиодов с улучшенными характеристиками и уже через год специалистами фирмы Nichia прогнозируется создание светодиодов со световой отдачей 150 лм/Вт, что приведёт к созданию прожекторов и светильников, сопоставимых по своим светотехническим характеристикам с лучшими из существующих источников света и применимых практически во всех сферах. Кроме того, по мере развития производства светодиодов их стоимость будет снижаться, что сделает освещение на их основе более доступным.

В США уже разработана программа перехода на светодиодное освещение, согласно которой к 2025 году половина осветительных установок различного назначения будет работать на основе светодиодов.

УДК 621.311.1

ВЫБОР УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ ОТ СВЕРХТОКОВ В УСТАНОВКАХ ДО 1 КВ

Петрова В.С., Угоренко В.Д.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РАДКЕВИЧ В.Н.

Основным видом защиты электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ является защита от сверхтоков. Так как под сверхтоком понимается ток короткого замыкания или длительной перегрузки, то устройства защиты должны обладать соответствующей отключающей способностью. В качестве аппаратов защиты в

работе были рассмотрены автоматические выключатели (QF) и плавкие предохранители (FU), которые выбирались для участка электрической цепи ($a-b$), представленной на рисунке 1.

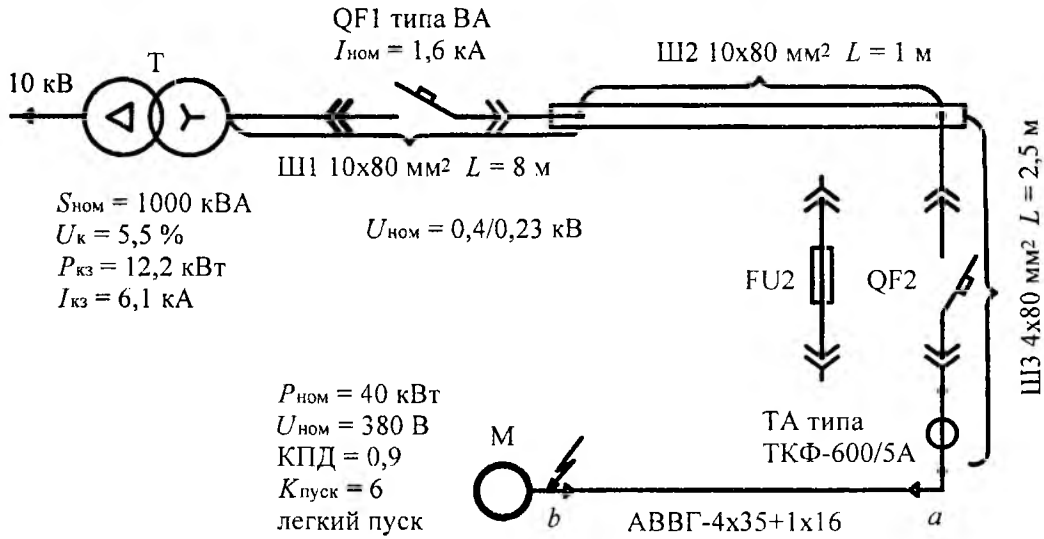


Рисунок 1. Пример участка цепи к выбору защитных аппаратов:

Т – силовой трансформатор; ТА – трансформатор тока марки ТКФ-600/5А; М – двигатель; АВВГ-4x35+1x16 – марка кабеля; Ш1–Ш3 – шины; QF1 и QF2 – автоматические выключатели; FU2 – плавкий предохранитель; $S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА; $P_{ном}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ; U_k – напряжение короткого замыкания, %; $I_{ном}$ – номинальный ток, кА; $К_{пуск}$ – отношение пускового тока к номинальному, кА; L – длина проводника, м

В результате расчета по общепринятой методике были выбраны следующие аппараты защиты, имеющие различные номинальные токи: три предохранителя марки ПН2-250 с номинальным током плавкой вставки $I_{пв} = 200$ А, трехполюсный автоматический выключатель типа АЕ 2053 с номинальным током комбинированного расцепителя $I_{нр} = 80$ А.

При построении зависимости токов однофазного и трехфазного короткого замыкания (КЗ) от длины защищаемого проводника (рисунок 2) было выявлено, что при длине проводника менее 20 м значения тока однофазного КЗ $I_k(1)$ превышают значения тока трехфазного КЗ $I_k(3)$.

Проверка по условию успешного срабатывания аппаратов защиты при однофазном КЗ осуществлялась по следующим формулам:

$$I_k(1) \geq 3I_{нр}; \quad (1)$$

$$I_k(1) \geq 3I_{пв}. \quad (2)$$

Результаты расчета по условиям (1) и (2) отражены на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, данные условий (1), (2) не выполняются при длине проводника более 600 м, если в качестве защитного аппарата используется автоматический выключатель, и более 230 м при использовании предохранителей.

С 1 марта 2003 года в Республике Беларусь введен в действие комплекс стандартов ГОСТ 30331 «Электроустановки зданий», в котором определены требования к защите от сверхтоков в электроустановках до 1 кВ и более четко установлена связь с применяемыми защитными устройствами от сверхтоков и сечениями проводников электрических сетей [1–3].

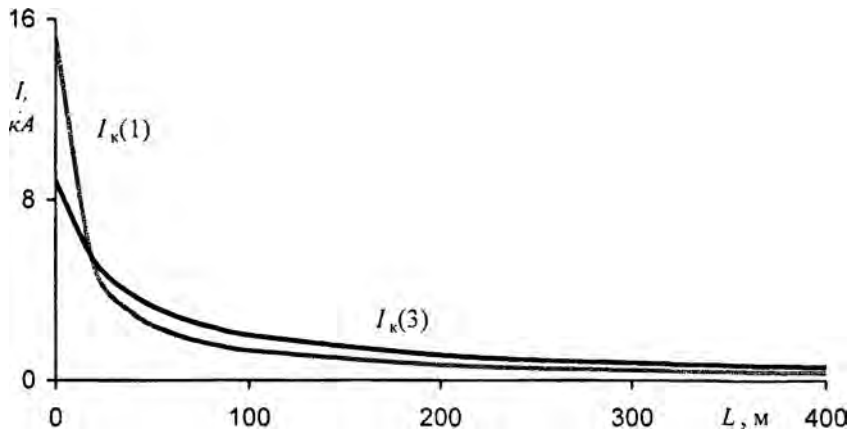


Рисунок 2. Зависимости токов однофазного и трехфазного короткого замыкания от длины защищаемого проводника:
 $I_{кз}$ – действующее значение тока короткого замыкания, кА

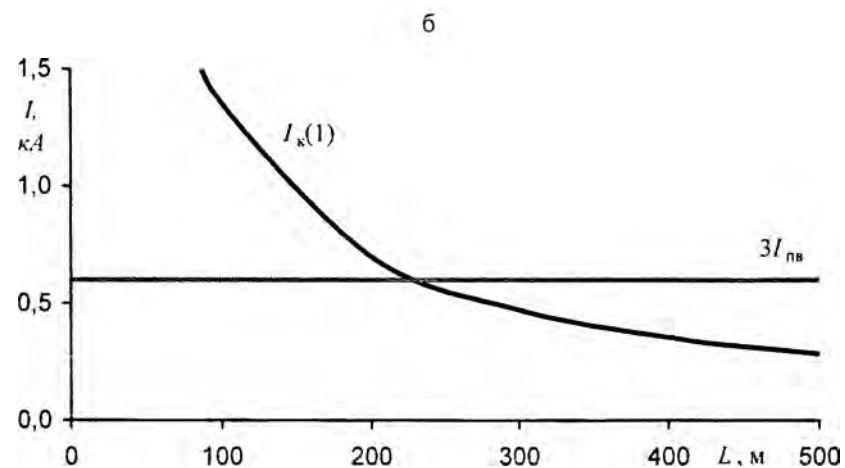
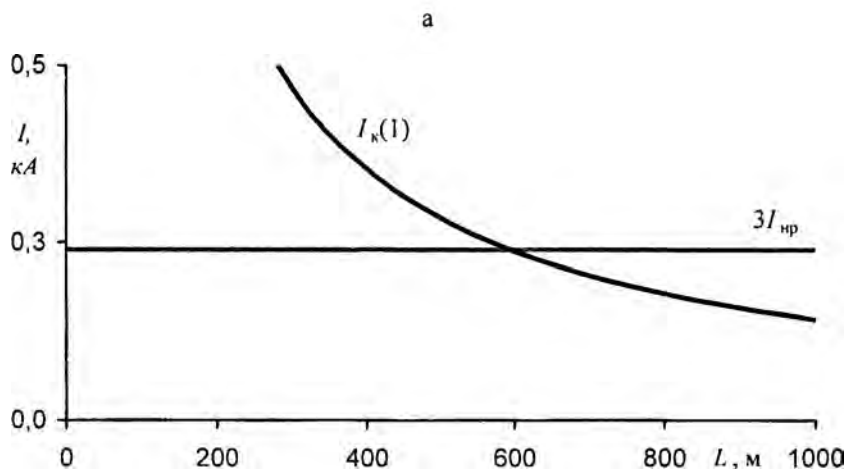


Рисунок 3. Проверка по условию успешного срабатывания аппаратов защиты при однофазном КЗ:
 а – для автоматического выключателя; б – для предохранителя:
 I – действующее значение тока в цепи, кА

В соответствии с [1], для тока КЗ продолжительностью до 5 с время, в течение которого температура проводника повышается от предельно допустимой в нормальном

режиме до максимально допустимой при КЗ, может быть приблизительно определена по формуле:

$$t = \frac{k^2 s^2}{I_k^2}, \quad (3)$$

где t – коэффициент, зависящий от материала проводника и вида его изоляции, $\text{Ас}^{0.5}/\text{мм}^2$;

s – площадь поперечного сечения проводника, мм^2 ;

I_k – действующее значение тока КЗ, А.

Расчитанное с учетом конкретных исходных данных электроустановки значение t представляет собой предельное время, в течение которого защита должна отключать ток КЗ. Зависимость t от I_k является характеристикой термической стойкости защищаемых проводников.

Чтобы убедиться в том, что аппарат защиты способен отключить сверхток за время, не превышающее значение t , необходимо совместить характеристики термической стойкости проводников с защитными характеристиками расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей, что показано на рисунках 4 и 5.

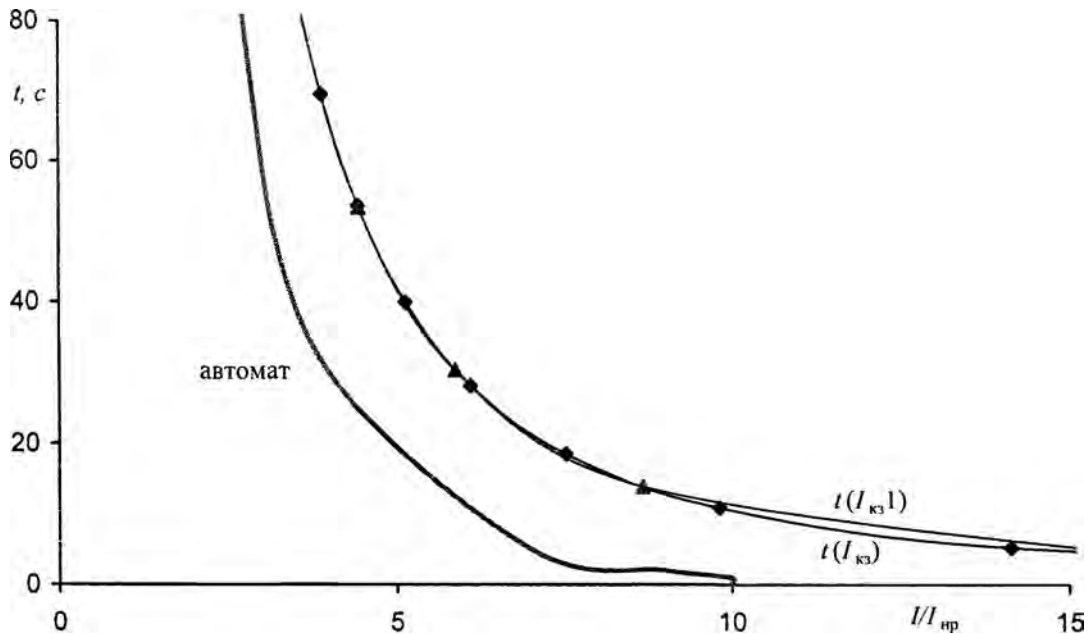


Рисунок 4. Совмещенные характеристика термической стойкости кабеля
и защитная характеристика автоматического выключателя:
 $t_{кз}$ – время короткого замыкания, с

Значения токов однофазного и трехфазного КЗ для построения характеристик термической стойкости проводника были получены при изменении длины защищаемой линии. Как видно из рисунков 4 и 5, автоматический выключатель защищает проводник во всем диапазоне рассмотренных длин, а предохранитель только до определенных значений длин проводника (менее 80 м как при однофазном, так и при трехфазном КЗ).

Так как в данном случае рассматривается КЗ продолжительностью до 5 с, то время, рассчитанное по формуле (3), не должно превышать это значение. На практике не обязательно строить характеристики термической стойкости проводников, а достаточно один раз рассчитать время по формуле (3) и воспользоваться защитной характери-

кой выбранного аппарата. Если время, рассчитанное при данном значении тока КЗ, не превышает 5 с и точка с координатами ($I_{к3}; t$) находится левее или ниже защитной характеристики аппарата, то данный аппарат при таком значении тока КЗ не применим.

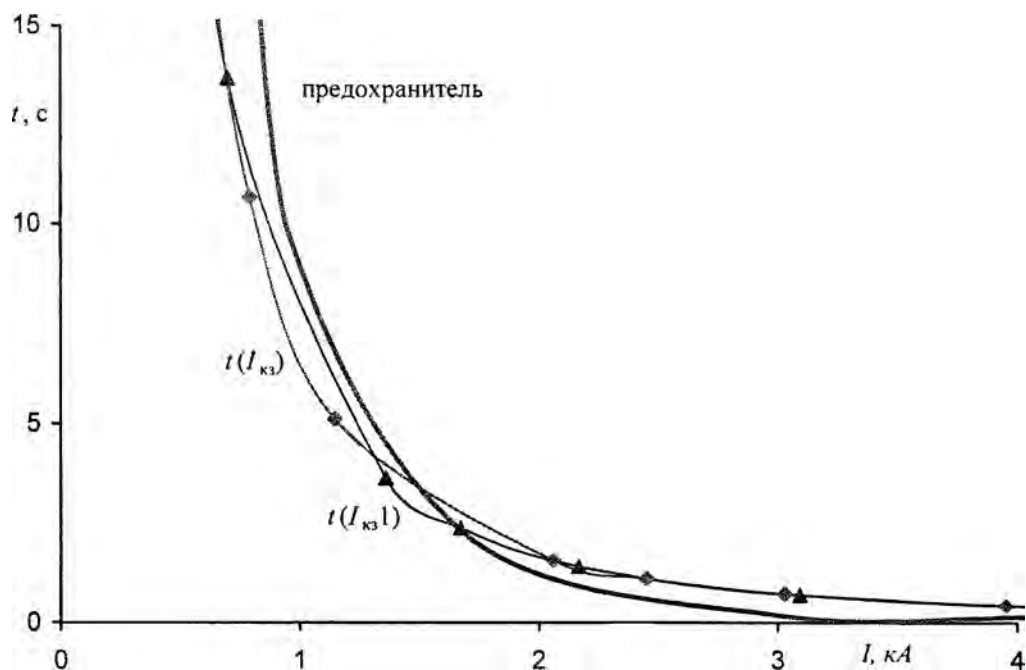


Рисунок 5. Совмещенные характеристика термической стойкости кабеля и защитная характеристика предохранителя

Вывод

Выбор устройств защиты в сетях напряжением до 1 кВ следует проводить с учетом защитных характеристик автоматических выключателей и предохранителей, а также характеристик термической стойкости кабелей, для чего необходимо иметь данные о значениях сверхтоков в местах установки устройств защиты.

Литература

1. ГОСТ 30331.5-95. Защита от сверхтока.
2. ГОСТ 30331.9-95. Применение мер защиты от сверхтоков.
3. ГОСТ 30331.9-95. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.

УДК 621.316

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трушников А.Л.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РАДКЕВИЧ В.Н.

Существует ряд способов снижения расхода электроэнергии при выпуске планируемого объема продукции. В условиях существующего технологического процесса одним из таких способов может быть отключение малозагруженных силовых трансформаторов с переводом их нагрузки на параллельно работающие с целью снижения

потерь электроэнергии. Для определения целесообразности отключения одного из трансформаторов, работающих на общую нагрузку, необходимо использовать некоторый критерий оптимальности, в качестве которого можно принять минимум потерь электроэнергии за рассматриваемый период, так как стоимость потерь электроэнергии входит в энергетическую составляющую себестоимости продукции.

Для минимизации потерь электроэнергии в трансформаторах необходимо знать среднюю нагрузку $S_{\Delta WC}$, при которой за определенный период потери активной мощности при работе $n-1$ и n трансформаторов равны:

$$\Delta W_{T(n-1)} = \Delta W_{Tn},$$

где $\Delta W_{T(n-1)}$ и ΔW_{Tn} – потери электроэнергии в трансформаторах при работе $(n-1)$ и n трансформаторов.

При расчете потерь электроэнергии за год по средней нагрузке и времени работы трансформатора для параллельно работающих трансформаторов одинаковых типоразмеров указанное выше условие имеет вид

$$(n-1)\Delta P_X t_B + \frac{\Delta P_K K_\Phi^2 S_{\Delta WC}^2}{(n-1)S_{НОМ}^2} t_P = n\Delta P_X t_B + \frac{\Delta P_K K_\Phi^2 S_{\Delta WC}^2}{nS_{НОМ}^2} t_P, \quad (1)$$

где t_B – число часов включения трансформатора в течение года;

ΔP_X – потери холостого хода трансформатора;

ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора;

t_P – время работы трансформатора с нагрузкой;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформаторов;

K_Φ – коэффициент формы графика нагрузки.

Из уравнения (1) получаем

$$S_{\Delta WC} = \frac{S_{НОМ}}{K_\Phi} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_X t_B}{\Delta P_K t_P}}. \quad (2)$$

При $n = 2$

$$S_{\Delta WC} = \frac{S_{НОМ}}{K_\Phi} \sqrt{\frac{2\Delta P_X t_B}{\Delta P_K t_P}}. \quad (3)$$

Выражения (2) и (3) позволяют определить средние значения мощности нагрузки, при которой потери активной энергии при разном количестве трансформаторов равны.

Если трансформатор работает с нагрузкой в течение всего времени включения, то $t_P = t_B$.

Тогда выражение (2) упрощается к виду

$$S_{\Delta WC} = \frac{S_{НОМ}}{K_\Phi} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_X}{\Delta P_K}}.$$

В том случае, когда два трансформатора одинаковой мощности работают раздельно с нагрузками S_1 и S_2 , значение средней нагрузки одного из них, при которой целесообразно изменить число работающих трансформаторов, определяется из уравнения

$$2\Delta P_X t_B + \Delta P_K \frac{K_\Phi^2 S_1^2}{S_{НОМ}^2} t_P + \Delta P_K \frac{K_\Phi^2 S_2^2}{S_{НОМ}^2} t_P = \Delta P_X t_B + \Delta P_K \frac{K_\Phi^2 (S_1 + S_2)^2}{S_{НОМ}^2} t_P.$$

Выполнив преобразование данного уравнения, приняв, что $S = S_1 + S_2$, и решив его, например, относительно S_1 , получим два значения нагрузки

$$S_{I(1)} = \frac{S}{2} + \sqrt{\frac{S^2}{4} - \frac{\Delta P_{\chi B} S_{НОМ}^2}{2\Delta P_K K_{\Phi}^2 t_P}};$$

$$S_{I(2)} = \frac{S}{2} - \sqrt{\frac{S^2}{4} - \frac{\Delta P_{\chi B} S_{НОМ}^2}{2\Delta P_K K_{\Phi}^2 t_P}}.$$

Таким образом, для снижения потерь электроэнергии в трансформаторах следует отключить трансформатор Т2 при нагрузке $S_1 > S_{I(1)}$ и Т1 – при $S_1 > S_{I(2)}$. Отметим, что уравнение имеет действительное решение при суммарной нагрузке

$$S \geq \frac{S_{НОМ}}{K_{\Phi}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\chi B}}{\Delta P_K t_P}}.$$

При этом суммарная нагрузка не должна превышать длительно допустимую нагрузку одного трансформатора:

$$S \leq K_{ДОП} S_{НОМ},$$

где $K_{ДОП}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

Зависимость потерь активной мощности от загрузки трансформатора и времени его работы можно выразить графически (рисунок 1). Под относительными потерями электроэнергии в данном случае следует понимать отношение абсолютных потерь энергии к значению потерь активной энергии в трансформаторе за 8 760 часов работы с номинальной нагрузкой.

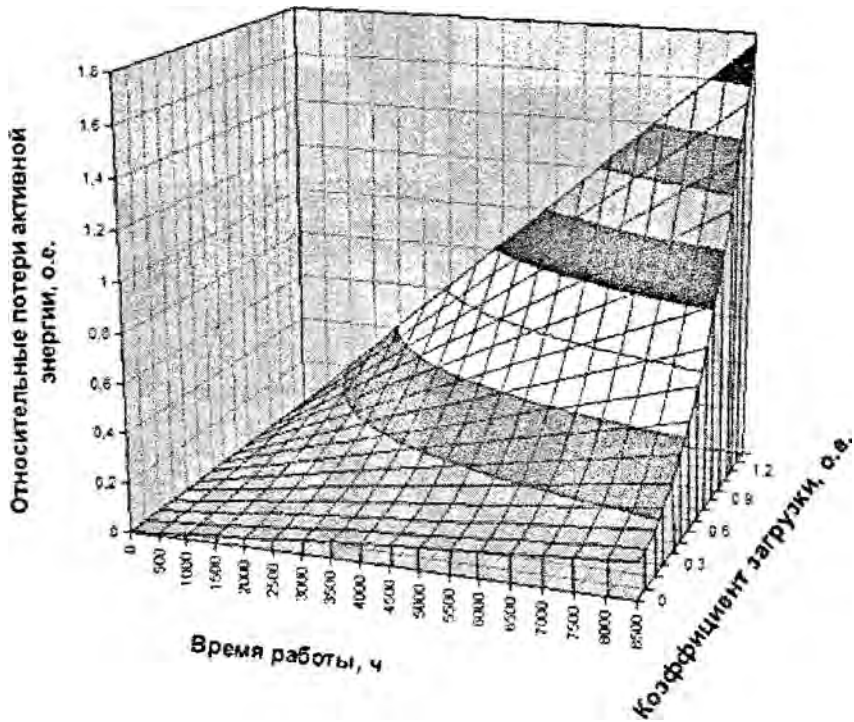


Рисунок 1. Графическая зависимость потерь активной электроэнергии от времени работы и коэффициента загрузки

Вывод

Построенные графические зависимости (рисунок 1) в одной системе координат для различных типоразмеров или количества параллельно работающих трансформаторов позволяют наглядно оценить области оптимальных, с точки зрения минимума потерь электроэнергии, нагрузок трансформаторов.

УДК 621.313

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ С «НИЗКИМ ВЕТРОВЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ»

Анчевский Д.П.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ОЛЕШКЕВИЧ М.М.

Потребность в освоении возобновляемых источников энергии и ветроэнергетики в частности объясняется возрастающим спросом на топливо (особенно на нефть и газ), ростом населения и требований к уровню жизни, ухудшающейся экологической обстановкой на планете вследствие сжигания топлива. Важным последствием освоения возобновляемых источников энергии может стать повышение военной безопасности на планете, потому что большинство войн и военных конфликтов 20 и 21 столетий возникли в борьбе за владение энергоресурсами.

Освоение возобновляемых источников энергии и в особенности ветроэнергетики особенно важно для Беларуси с точки зрения обеспечения энергетической безопасности страны в связи недостатком собственных энергетических ресурсов – обеспеченность ими лишь на 15 %, быстрого роста цен на импортное углеводородное топливо, насыщенности энергоемкими промышленными предприятиями и большим промышленным потреблением энергии и топлива.

Состояние ветроэнергетики. Ветроэнергетика является сложившимся направлением энергетики. Производятся и работают ветроэнергетические установки от нескольких сотен ватт до тысяч киловатт. Большая часть установок используется для производства электроэнергии – в энергосистеме или автономно.

В 2006 году установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) в мире составила 69 млн. кВт. В Европе установлено 48,5 млн. кВт и произведено – более 100 млрд. кВт·ч электроэнергии или 3,3 % общего потребления электроэнергии европейских стран.

Германия является лидером в развитии ветроэнергетики и в производстве оборудования для ветроэнергетики. Установленная мощность ВЭС в Германии 20,6 млн. кВт, производство ветроэлектроэнергии – 6 % собственного производства электроэнергии. Установленная мощность и выработка электроэнергии ВЭС в других лидирующих странах: Испания – 11,6 млн. кВт и 8 % производства, США – 11,6 млн. кВт, Индия – 6,3 млн. кВт, Дания – 3,1 млн. кВт и 16 % производства, Китай – 2,6 млн. кВт, Франция и Канада – по 1 млн. кВт. Предполагается, что мощность ветроэлектростанций Европы к 2010 году будет более 60 млн. кВт.

В странах Восточной Европы ветроэнергетика находится на зачаточном уровне. Причина отставания развития ветроэнергетики – это то, что пик развития мировой ветроэнергетики совпал с крушением мировой социалистической системы и тяжелым экономическим кризисом в Восточной Европе. Дополнительно развитию ветроэнергетики препятствовали сложившиеся прототипы – мифы о ветроэнергетике. Главный миф. Ветроэнергетика дорога и неконкурентоспособна. Ветроэнергетический потенциал страны незначителен. Районы со среднегодовой скоростью ветра менее 5 м/с малопривлекательны для размещения ВЭС, и только районы со скоростью ветра 8 м/с и выше – хороши для внедрения ветроэнергетики.

Таким образом, от ветроэнергетики отлучаются, все страны с «низким ветровым потенциалом». Это страны Прибалтийско-Черноморского региона, куда относится и Беларусь. Однако, расширение мирового рынка ветроэнергетики уже привело к значительному падению цен на энергию, производимую ветром за последнее десятилетие

1 кВт·ч подешевел, как минимум, в 2 раза. При расположении ВЭС на площадках с хорошим ветровым режимом, производимая ими электроэнергия оказывается дешевле, чем энергия угольных, газовых и атомных станций. Кроме того, если бы скрытые издержки, связанные с воздействием на окружающую среду и здоровье людей при использовании ископаемого топлива и ядерной энергии, были включены в стоимость электроэнергии, выработка электричества ветровыми электростанциями оказалась бы еще дешевле. Треть электроэнергии в мире к середине текущего столетия может производиться за счет энергии ветра. При этом цены на энергию, производимую за счет ветра, падают с ростом объемов её производства. Единичные мощности ВЭУ выросли за последние 30 лет с 20 кВт до 3 000 кВт для серийных машин и до 5 МВт для отдельных ВЭУ. Стоимость единицы установленной мощности ВЭУ за это же время уменьшилась с 5 000 долларов до 600(?) долларов за киловатт. Для сравнения: стоимость строительства атомных электростанций составляет около 2 000–2 500 долларов за киловатт установленной мощности, тепловых топливосжигающих электростанций – 600–1 000 долларов без учета стоимости топлива и экологических издержек.

Миф 2. Ветроэнергетика не сможет достичь высокого уровня развития.

Миф 3. Ветровая энергетика неустойчива из-за нестабильности ветрового потока.

Миф 4. Ветроэнергетика наносит ущерб природе и здоровью людей.

Польша. Мощность действующих ВЭС составляет 108 тыс. кВт. Выработка электроэнергии – 280 млн. кВт·ч в год. Благодаря отличным ветровым условиям и стимулирующему законодательству Польша является одним из наилучших рынков ветроэнергетики в Европе. Средняя скорость ветра на высоте 50 м находится в пределах 5,5–7 м/с. Производительность ВЭУ мощностью 2 МВт равна 5 000 МВт·ч. Согласно атласу ветров на северо-западе есть зоны, где среднегодовая скорость ветра превышает 6 м/с на высоте 10 м, а на большой территории на Балтийском побережье и в центре страны – 5 м/с. Собственные компании (NOWOMAG и KOMAG) производят небольшие ВЭУ мощностью до 160 кВт и готовят выпуск ВЭУ мощностью 1 МВт.

Украина. Общая установленная мощность ВЭС – более 53 тыс. кВт, производство электроэнергии около 140 млн. кВт·ч. Украина обладает высоким ветровым потенциалом. Перспективные для ветроэнергетики площади со скоростью ветра 5–6 м/с и выше прилегают к Черному и Азовскому морям. В Прикарпатье и Закарпатье, на Донецкой возвышенности и в Днепропетровской области находятся обширные территории со скоростью ветра 4,5–5 м/с. Их использование для целей ветроэнергетики может обеспечить производство 20–30 % требуемой электроэнергии. Для внедрения ветроэнергетики пригодно более 40 % территории. Существует национальная программа развития ветроэнергетики.

Латвия имеет очень хороший потенциал для развития ветроэнергетики. Установленная мощность ВЭУ на сегодняшний день 25 тыс. кВт. ВЭС не могут конкурировать с тепловыми и гидроэлектростанциями по критерию затрат? На основании Программы развития возобновляемых источников энергии Наилучшими местами для установки ВЭС являются западный берег и восточная часть Рижского залива. Скорость ветра там превышает 5 м/с, а местами достигает 6 м/с. Согласно законодательству цена на электроэнергию от возобновляемых источников энергии, установленных до 2003 года 0,11 евро за 1 кВт·ч.

Литва. Общая установленная мощность ВЭС – более 6 тыс. кВт. Литва обладает высоким ветровым потенциалом. Перспективные для ветроэнергетики площади со скоростью ветра 5–5,5 м/с и выше прилегают Балтийскому побережью. Это районы Паланги, Клайпеды, Куршская коса, западные районы. Ветровые ресурсы могут быть использованы на 10 % территории. Большой потенциал обеспечит использование прибрежных зон, но развитие ветроэнергетики морского базирования пока не планируется. В сред-

ней части страны ветровой потенциал составляет 3,5–4 м/с. Существует национальная программа развития ветроэнергетики. К 2010 году планируется установить ВЭС общей мощностью 170 тыс. кВт. Они сэкономят 3500 т нефтепродуктов, уменьшат выбросы углекислого газа на 11 тыс. т, двуокиси серы на 140 т, окиси азота на 12 т и 3 т твердых частиц.

Словакия. Ветровой потенциал относительно невелик и составляет около 3 % потенциала возобновляемых источников энергии. Мощность действующих ВЭУ составляет 5 МВт. Отсутствует информация о заинтересованности в развитии ветроэнергетики, что является наибольшим препятствием в ее развитии. Практически ветроэнергетики нет.

Беларусь. В атласе ветров отмечены главные зоны, где среднегодовые скорости ветра составляют 4–5 м/с. Это районы, расположенные на Минской возвышенности в направлении от Минска на запад в сторону Гродно и Новогрудка, восточные районы вдоль направления Витебск – Полоцк, северные районы на границе с Латвией, районы Пинска, Кричева Климовичей. В Беларуси действует несколько небольших опытно-промышленных ветроэнергетических установок и одна ВЭС в составе двух установок мощностью 250 и 600 кВт. Долгое время считалось, что применение ветроэнергетики не выгодно из-за низких фоновых скоростей ветра. Последние исследования показали, что на территории страны существуют зоны, площадки на возвышенностях и на высотах, где среднегодовые скорости ветра составляют 4,8–6,2 м/с и на которых могут быть установлены ВЭУ, обеспечивающие достаточную выработку электроэнергии для обеспечения окупаемости. Таких площадок исследователи насчитывают около 2 000. Появление на рынке ветроэнергетической техники установок континентального базирования мощностью 1 500 кВт с возможностью установки на высоте 90–110 м в принципе изменяет возможности ветроэнергетики в стране. Оказывается, что страна располагает значительными ветроэнергетическими ресурсами, достаточными для обеспечения 10–20 % требуемой электроэнергии при полной окупаемости затрат на создание ВЭС.

Расчеты показывают технико-экономическую целесообразность строительства ветроэлектростанций на территории Беларуси. Низкий ветроэнергетический потенциал указывает на невозможность повсеместного расположения ВЭС, а на необходимость их строительства в местах, где скорость ветра обеспечивает экономическую выгодность проектов.

Наиболее предпочтительными вариантами первоочередного строительства ВЭС по срокам окупаемости и выработке электроэнергии являются варианты расположения ВЭС на высотах в Гродненской, Витебской и Минской областях, где среднегодовая скорость ветра превышает величину 5,1 м/с. При выборе типа ветроэнергетической установки для ВЭС на территории Беларуси следует иметь ввиду следующие принципы.

ВЭУ 1 500 кВт, имеет серьезные технико-экономические преимущества перед менее мощными установками – меньшие относительные эксплуатационные затраты и затраты на создание инфраструктуры.

ВЭУ 1 500 кВт обеспечивает более эффективное использование ветрового потока, особенно с увеличением высоты мачты до 110 м.

ВЭУ 1 500 кВт обеспечивает наиболее перспективное использование перспективных площадок.

Мировой практикой определен типоряд ветроустановок континентального базирования В12 номинальной мощностью от 1 кВт до 1,5 МВт с расчетной скоростью ветра от 12 до 15 м/с, типоряд В15 – установок прибрежного и морского базирования с расчетной скоростью ветра 15 м/с. Определен также типоряд В6, В8, В10, соответствующий ветровым климатическим зонам, характерным для равнинно-холмистой местности Прибалтийско-Черноморского региона (куда также относится Беларусь), со

среднегодовыми фоновыми скоростями ветра до 3,5; 3,5–4,0; 4,0–4,5; 4,5 м/с. Для установок типоряда В6, В8, В10 номинальная расчётная скорость ветра соответственно находится в диапазонах 6–8; 8–10; 10–12 м/с.

Целесообразен выбор ВЭУ с расчетной скоростью ветра 11 м/с и высотой опоры 110 м. Для ВЭС может быть использована ВЭУ Nordex S77: $P_y = 1,5$ МВт, $V_p = 11,1$ м/с, $H = 110$ м. Принятая в расчётах стоимость ВЭУ 1 300 долл/кВт требует уточнения в официальном представительстве фирмы Nordex.

Целесообразен выбор ВЭУ с прямоприводным синхронным генератором, как наиболее надёжный вариант, или применение асинхронного генератора двойного питания.

Предпочтительно соединение ВЭУ с сетью через статический преобразователь частоты, который обеспечивает возможность работы ВЭУ с переменной частотой вращения и упрощает пусковые процессы.

При проектировании ВЭС следует предусмотреть возможность ее расширения и соответственно выбирать элементы электрической схемы связи с энергосистемой.

Не следует внедрять ВЭУ мощностью менее 1 МВт, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики. Оценочные расчёты показывают, что затраты на демонтаж, транспортировку и последующий монтаж таких ВЭУ перекрывают более низкую их стоимость. Ограниченное количество перспективных площадок следует заполнять установками максимальной мощности. Следует внедрять только современные ВЭУ мощностью 1 000–1 500 кВт континентального базирования.

При проектировании ВЭС должно быть учтено: наличие построек, хозяйственных или других объектов на территории площадок или вблизи, наличие лесных массивов, кустарника, крупных водоемов, наличие в радиусе 10 км линий электропередачи ЛЭП 6, 10, 35, 110 кВ и проверена возможность подключения ВЭУ 1 500 кВт и необходимость реконструкции действующей ЛЭП.

Окончательное решение о строительстве и конструктивных особенностях ВЭС может быть принято после проведения проектно-изыскательских работ с выполнением контрольных измерений ветрового режима на предполагаемых площадках специализированной метеорологическими службой.

УДК 621.316

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Кирснун А.Ю.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

Электроснабжение промышленных потребителей напряжением до 1 кВ обычно осуществляется от одно-, двух- и трехтрансформаторных подстанций. Однотрансформаторная подстанция предусматривается для питания электроприемников III-й категории. Нагрузка трансформатора однотрансформаторной подстанции должна быть примерно равна номинальной мощности (но не превышать ее). Номинальная мощность трансформатора S_H (кВА) определяется по выражению

$$S_H = \frac{S_p}{k_3}, \quad (1)$$

где S_p – расчетная нагрузка, полученная одним из методов расчета, кВА;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимаемый равным 0,95–1 для однострансформаторной подстанции [1].

Неоднозначность выбора трансформатора вызвана недостоверностью расчетной нагрузки. Причиной последней является неточность расчетных коэффициентов, удельных расходов электроэнергии и других необходимых для расчета нагрузок параметров. С изменением технологических процессов, использованием в производстве нового оборудования, вводом автоматизированных систем управления технологическим процессом изменяются значения этих параметров.

Следует также учитывать тенденцию изменения нагрузок во времени. Во многих случаях эта тенденция выражается линейным законом

$$S_p[t] = S_p(1 + \alpha_1 t), \quad 0 < t < T_{пр}, \quad (2)$$

где $S_p[t]$ – расчетная полная мощность через t лет, кВА;

α_1 – коэффициент годового роста максимальных (расчетных) нагрузок, который колеблется от 0,03 до 0,1;

$[0; T_{пр}]$ – период времени, в течение которого оценивают рост нагрузок, лет;

$T_{пр}$ – максимальное время прогноза, лет.

В связи с этим актуальна разработка методики выбора силовых трансформаторов в условиях неточно определенной нагрузки, то есть переход от точечной оценки расчетной нагрузки S_p к ее интервальной оценке $S_p \pm \Delta S_p$, характеризующей степень недостоверности определения нагрузки [2]. В таких условиях расчетная нагрузка будет лежать в интервале $[S_p^{\min}[t], S_p^{\max}[t]]$, а выражение для определения минимального значения $S_p^{\min}[t]$ (кВА) будет иметь вид

$$S_p^{\min}[t] = (S_p - \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\min} t^{\min}), \quad (3)$$

где α_1^{\min} – минимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок;

t^{\min} – минимально ожидаемое значение расчетного времени, лет.

Выражение для определения максимального значения $S_p^{\max}[t]$, будет иметь следующий вид

$$S_p^{\max}[t] = (S_p + \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\max} t^{\max}), \quad (4)$$

где α_1^{\max} – максимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок;

t^{\max} – максимально ожидаемое значение расчетного времени, лет.

Аналогично расчетной нагрузке в виде интервала $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$ (рисунок 1) можно представить номинальную расчетную мощность трансформатора.

С учетом (1) и (3) нижняя граница номинальной мощности трансформатора S_H^{\min} (кВА) выражается формулой

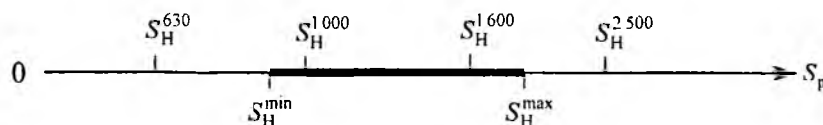


Рисунок 1. Расчетные и номинальные нагрузки трансформаторов

$$S_H^{\min} = \frac{(S_p - \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\min} t^{\min})}{k_3^{\max}}, \quad (5)$$

где k_3^{\max} – максимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

Верхняя граница номинальной мощности трансформатора S_H^{\max} с учетом (1) и (4) определяется по формуле

$$S_H^{\max} = \frac{(S_p + \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\max} t^{\max})}{k_3^{\min}}, \quad (6)$$

где k_3^{\min} – минимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

В общем случае при выборе типоразмеров трансформаторов следует учитывать все стандартные номинальные мощности S_H^{CT} (кВА) которые попали в интервал $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$, а также ближайшую мощность трансформатора (250 кВА, 400 кВА, 630 кВА, 1 000 кВА, 1 600 кВА, 2 500 кВА), лежащую правее данного интервала.

Выбор наиболее подходящего типоразмера трансформатора из выделенного набора мощностей производится путем сравнения суммарных приведенных затрат для каждого варианта.

Для случая, представленного на рисунке 1, следует рассмотреть три варианта

$$Z_1 = E_H K_1 + C_1 + Y_1; \quad (7)$$

$$Z_2 = E_H K_2 + C_2 + Y_2; \quad (8)$$

$$Z_3 = E_H K_3 + C_3, \quad (9)$$

где Z_1 и Z_2 – приведенные затраты по первому и второму вариантам (S_H^{1000}, S_H^{1600}), т. е. номинальные мощности трансформаторов попадают в интервал $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$, руб.;

K_1 и K_2 – единовременные капитальные затраты по этим же вариантам, руб.;

C_1 и C_2 – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по этим же вариантам, руб.;

Y_1 и Y_2 – ущерб, вызванный ожидаемым вынужденным отключением части потребителей из-за длительного превышения фактической нагрузкой номинальной полной мощности трансформатора S_H^{1000} и трансформатора S_H^{1600} , соответственно, руб.;

Z_3 – приведенные затраты по третьему варианту (S_H^{2500}), т. е. номинальная мощность трансформатора является ближайшей справа интервала $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$, руб.;

K_3 – единовременные капитальные затраты по третьему варианту, руб.;

C_3 – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по третьему варианту, руб.;

E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Величины ущерба в (7) и (8) определяем по формуле

$$Y = y_0 W_{\text{cp}}^{\text{пер}} [t], \quad (10)$$

где y_0 – удельный ущерб, обусловленный вынужденным отключением части потребителей, руб./кВт·ч;

$W_{\text{cp}}^{\text{пер}} [t]$ – ожидаемая средняя на интервале $[0; T_{\text{пр}}]$ величина годового недоотпуска электроэнергии из-за возможной перегрузки трансформатора (рисунок 2), кВт·ч

$$W_{\text{ср п}}^{\text{пер}}[t] = T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t] P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t], \quad (11)$$

где $T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t]$ – среднее на интервале $[0; T_{\text{пр}}]$ время использования максимальной нагрузки в условиях перегрузки, ч;

$P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]$ – ожидаемая средняя на интервале $[0; T_{\text{пр}}]$ максимальная нагрузка, кВт

$$P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] = S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] \cos \varphi, \quad (12)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, лежащий в пределах 0,3–1 в зависимости от вида нагрузки;

$S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]$ – средняя на интервале $[0; T_{\text{пр}}]$ максимальная полная нагрузка (кВА) при линейном законе изменения нагрузки определяется по формуле

$$S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] = \frac{S_{\text{п}}^{\text{max}}[t]}{2}. \quad (13)$$

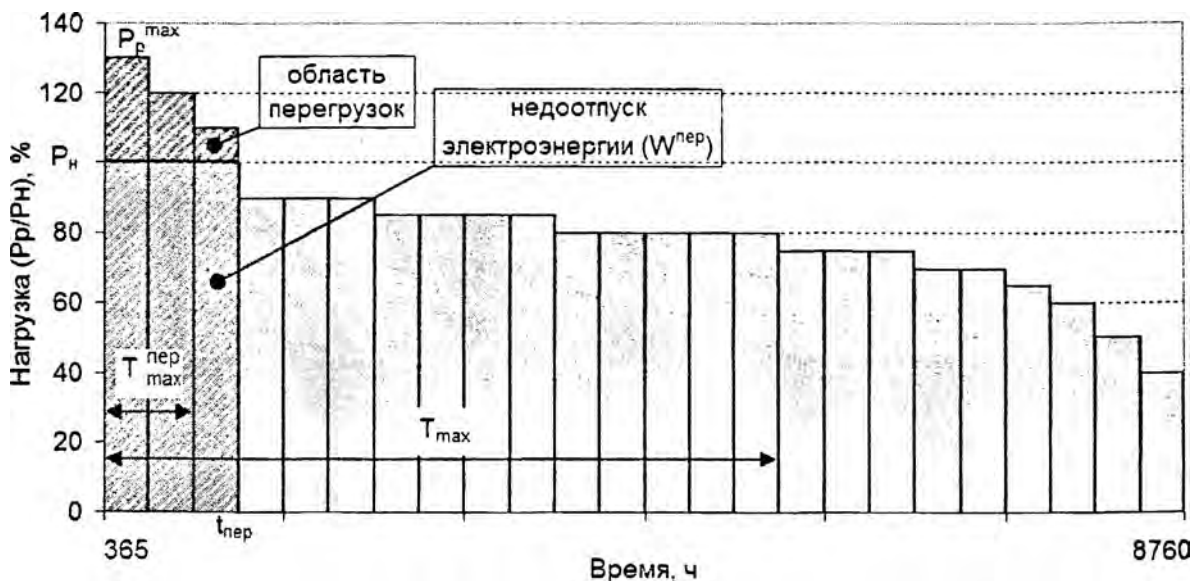


Рисунок 2. Годовой график активных нагрузок

Среднее время использования максимальной нагрузки в условиях перегрузки рассчитывается по следующему выражению

$$T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t] = T_{\text{max}} q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}], \quad (14)$$

где $q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}]$ – вероятность превышения средней на интервале $[0; T_{\text{пр}}]$ максимальной расчетной нагрузкой номинальной мощности трансформатора;

T_{max} – время использования максимальной нагрузки, ч, зависимое от числа рабочих смен и вида предприятия [3], и принимаемое независимым от t , при неизменной конфигурации годового графика нагрузки.

Исходя из нормального закона распределения годовой нагрузки [4], вероятность $q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}]$ определяем следующим образом

$$q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}] = \frac{1}{2} (\Phi_0[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]] - \Phi_0[S_{\text{H}}^{\text{CT}}]), \quad (15)$$

где Φ_0 – функция Лапласа.

С учетом (11), (12), (13), (14), (15) формула (10) принимает вид

$$Y = y_0 \frac{1}{2} \left(\Phi_0 [S_{\text{ср п}}^{\text{max}} [t]] - \Phi_0 [S_{\text{H}}^{\text{CT}}] \right) (S_{\text{p}} + \Delta S_{\text{p}}) (1 + \alpha_1^{\text{max}} t^{\text{max}}) \cos \varphi.$$

Таким образом, можно заключить, что граница перехода от одного типоразмера трансформатора к другому зависит от следующих параметров: y_0 , S_{p} , ΔS_{p} , α_1^{max} , t^{max} , $\cos \varphi$, а также S_{H}^{CT} , который в свою очередь зависит от α_1^{min} , t^{min} , k_3^{min} , k_3^{max} .

Литература

1. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
2. Анищенко, В.А., Кирспу, А.Ю. Учет неопределенности исходной информации при проектировании систем электроснабжения // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2005. – № 3. – С. 25–29.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Б. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. – Т. 1: Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

УДК 621.114

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ С ПОЛНЫМ ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ТФП-40-2УЗ И ТЗФП-110-2УЗ

Халматов А.В., Садовский В.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук МАКОСКО Ю.В.

В течении длительного времени в отечественной энергетике доминировали турбогенераторы с водородным охлаждением. Такое положение дел явилось следствием выбранного направления при конструировании крупных турбогенераторов, при котором с увеличением мощности генераторов другие охладители (воздух или вода) не обеспечивали необходимый отвод тепла. Преимущества водорода перед воздухом заключаются в том, что водород имеет более высокую теплопроводность и значительно меньшую плотность, чем воздух. Поэтому в атмосфере водорода теплоотдача с охлаждаемой поверхности примерно в 1,5 раза выше, чем в атмосфере воздуха. Кроме того, применение водорода, позволяет существенно уменьшить вентиляционные потери и потери на трение ротора об охлаждающую среду и повысить долговечность изоляции.

Но водородное охлаждение так же имеет и ряд недостатков:

- оболочка турбогенераторов должна обладать хорошей газонепроницаемостью;
- в помещениях с турбогенераторами должны соблюдаться повышенные меры пожарной безопасности;
- на территории станции должна находиться дорогая и громоздкая электролизерная установка для получения водорода, а так же удалённое от основных сооружений взрыво- и пожарозащищённое хранилище водорода.

Всё это ведёт к дополнительным затратам при установке и эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением. А так же к повышению уровня требований к безопасности объекта.

В связи с этим в недавнее время были разработаны, испытаны и пущены в производство турбогенераторы с полным воздушным охлаждением средней и большой мощности ТФП-40-2УЗ и ТЗФП-110-2УЗ (один из них ТФП-40-2УЗ уже больше года экс-

платируется на Витебской ТЭЦ). На основе их характеристик мы постараемся определить достоинства и недостатки турбогенераторов данного типа.

Генератор ТФП-40-2УЗ представляет собой трехфазную синхронную электрическую машину с неявнополюсным ротором. Он состоит из неподвижной части – статора, включающего в себя сердечник и обмотку, присоединяемую к внешней сети через выводы, установленные внизу, и вращающейся части – ротора, на котором размещена обмотка возбуждения, питаемая постоянным током от бесщёточного возбудителя, расположенного на валу ротора со стороны, противоположной турбине.

Для отвода потерь, выделяющихся в обмотках статора и ротора, в магнитопроводах (в сердечнике статора и в валу ротора) предусмотрено непосредственное воздушное охлаждение обмотки ротора и сердечника статора и косвенное – обмотки статора. Охлаждающий воздух циркулирует в генераторе под действием двух вентиляторов, установленных на валу ротора и, в свою очередь, охлаждается воздухоохладителями на боковых сторонах корпуса статора.

Отвод тепловых потерь из воздухоохладителей осуществляется с помощью охлаждающей воды, циркулируемой через воздухоохладители под действием насосов, установленных вне генератора.

Для предотвращения утечки воздуха из статора или, наоборот, подсоса воздуха и пыли из окружающей среды через зазор между кожухом и валом предусмотрены уплотнения вала.

Внутри корпуса статора встроены трубы с выведенными патрубками для подачи внутрь генератора воды или инертного газа в случае возгорания внутри генератора.

Для предотвращения увлажнения электрической изоляции активных частей генератора и возбудителя во время монтажа, ремонта или стоянки в генераторе предусмотрен подогрев воздуха с помощью электрических нагревателей, которые встроены внутри концевых опорных кронштейнов и внутри корпуса возбудителя.

Для предотвращения возможного загрязнения обмоток генератора из-за подсосов окружающего воздуха предусмотрено создание избыточного давления воздуха (надув) внутри генератора, создаваемого с помощью специальной системы.

Эксплуатация турбогенератора ТФП-40-2УЗ на Витебской ТЭЦ показала преимущества данного типа турбогенераторов: современная система управления и бесщёточная система возбуждения позволили уменьшить количество обслуживающего персонала, повышена безопасность работы, были снижены затраты на эксплуатацию и ремонт.

Конструкция турбогенератора ТЗФП-110-2УЗ является развитием технических идей заложенных в ТФП-40-2УЗ. К сожалению не все они были достаточны в условиях более высокой мощности, что и выявилось в ходе испытаний. Так, например, тепловые характеристики турбогенератора приближались к критическим. Так же недопустимо высокий уровень шума и недостаточная безопасность привели к необходимости модернизации. При модернизации для доведения температур до нормальных значений и обеспечения разумного термического резерва требовалось в 2 раза увеличить перепад давления при полуторократном увеличении расхода воздуха через петлеобразные каналы статора, для чего была изменена конструкция вентиляторов на роторе. Испытания и эксплуатация турбогенератора ТЗФП-110-2УЗ доказала возможность практической реализации турбогенераторов с полным воздушным охлаждением мощностью больше 100 МВт.

Эксплуатация турбогенераторов ТФП-40-2УЗ и ТЗФП-110-2УЗ показала преимущества данных типов генератора перед машинами с водородным охлаждением – отсутствие сложных узлов уплотнений, электролизерной, уменьшение численности обслуживающего персонала и сокращение объёма работ.

Преимущества ТФП-40-2УЗ и ТЗФП-110-2УЗ: малые эксплуатационные и ремонтные затраты, небольшое количество вспомогательного оборудования, сокращённое время подготовки к пуску, увеличенный межремонтный период, упрощённое ведение режима эксплуатации.

Литература

1. Энергетика Беларуси.
2. Техническая документация турбогенератора ТФП-40-2УЗ.

УДК 621.313

ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ: УСТРОЙСТВО, НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИИ

Кабанов А.А.

Научный руководитель – ОЛЕШКЕВИЧ В.М.

Топливные элементы относятся к химическим источникам тока. Топливный элемент, или электрохимический генератор – это устройство, обеспечивающее прямое преобразование химической энергии топлива в электричество, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. Хотя то же происходит в электрических аккумуляторах, топливные элементы имеют два важных отличия:

1) они функционируют до тех пор, пока топливо и окислитель поступают из внешнего источника;

2) химический состав электролита в процессе работы не изменяется, т. е. топливный элемент не нуждается в перезарядке.

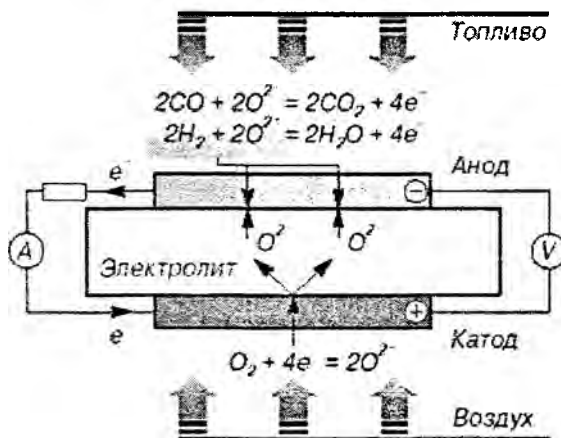
Это электрохимическое устройство в результате высокоэффективного «холодного» горения топлива непосредственно вырабатывает электроэнергию.

Человек повторил созданное природой устройство получения энергии. Этот факт говорит о перспективности направления. Все процессы в природе очень рациональны, поэтому шаги по реальному использованию ТЭ вселяют надежду на энергетическое будущее.

Первый топливный элемент (вернее, его действующая модель) был собран в 1839 году англичанином Уильямом Гроувом. Исследуя разложение воды на водород и кислород, он обнаружил побочный эффект – электролизер вырабатывал электрический ток.

Топливный элемент состоит из двух электродов, разделенных электролитом, и систем подвода топлива на один электрод и окислителя на другой, а также системы для удаления продуктов реакции. В большинстве случаев для ускорения химической реакции используются катализаторы. Внешней электрической цепью топливный элемент соединен с нагрузкой, которая потребляет электроэнергию.

Топливный элемент работает при поступлении на анод любого водородосодержащего топлива (природного газа, сжиженного газа, синтетического газа,



биогаза, метанола, дизельного топлива, продуктов газификации угля) после соответствующей обработки. В современных топливных элементах действующим началом является чистый водород. При его дозированной подаче в емкость, заполненную кислородом, возникает электрический ток (материал электродов замедляет реакцию, препятствуя взрыву). Процесс сопровождается образованием воды и выделением тепловой энергии.

Помимо водородного топлива в ТЭ используют и ископаемое топливо, состоящее в основном из углерода (уголь, газ и нефть). При сжигании атомы топлива теряют электроны, а атомы кислорода воздуха приобретают их. Так в процессе окисления атомы углерода и кислорода соединяются в продукты горения – молекулы углекислого газа. Этот процесс идет энергично: атомы и молекулы веществ, участвующих в горении, приобретают большие скорости, а это приводит к повышению их температуры. Они начинают испускать свет – появляется пламя.

В процессе горения химическая энергия переходит в тепловую энергию благодаря обмену электронами между атомами топлива и окислителя. Этот обмен происходит хаотически.

Горение – обмен электронов между атомами, а электрический ток – направленное движение электронов. Если в процессе химической реакции заставить электроны совершать работу, то температура процесса горения будет понижаться. В ТЭ электроны отбираются у реагирующих веществ на одном электроде, отдают свою энергию в виде электрического тока и присоединяются к реагирующим веществам на другом.

В ТЭ происходит преобразование энергии окислительно-восстановительной реакции в электрическую, причем, процессы окисления и восстановления пространственно разделены электролитом. Электроды и электролит в реакции не участвуют, но в реальных конструкциях со временем загрязняются примесями топлива. Электрохимическое горение может идти при невысоких температурах и практически без потерь.

Усложняет использование ТЭ то, что для них топливо необходимо «готовить». Для ТЭ получают водород путем конверсии органического топлива или газификации угля. Поэтому структурная схема электростанции на ТЭ, кроме батарей ТЭ, преобразователя постоянного тока в переменный и вспомогательного оборудования включает блок получения водорода.

Топливные элементы можно классифицировать по используемому топливу, рабочему давлению и температуре, по характеру применения.

В топливном элементе на водородном топливе водород и кислород переходят в электролит через микропористые углеродные или металлические электроды. Высокая плотность тока достигается в элементах, работающих при повышенной температуре (около 250 °С) и высоком давлении. Элементы, использующие водородное топливо, получаемое при переработке углеводородного топлива, например природного газа или нефтепродуктов, по-видимому, найдут наиболее широкое коммерческое применение. Объединяя большое число элементов, можно создавать мощные энергетические установки. В этих установках постоянный ток, вырабатываемый элементами, преобразуется в переменный со стандартными параметрами. Новым типом элементов, способным работать на водороде и кислороде при нормальных температуре и давлении, являются элементы с ионообменными мембранами. В этих элементах вместо жидкого электролита между электродами располагается полимерная мембрана, через которую свободно проходят ионы. В таких элементах наряду с кислородом может использоваться воздух. Образующаяся при работе элемента вода не растворяет твердый электролит и может быть легко удалена.

В топливном элементе на углеводородном и угольном топливе химическая энергия таких широко доступных и сравнительно недорогих топлив, как пропан, природный

газ, метиловый спирт, керосин или бензин, непосредственно преобразуется в электричество. Однако, пока не достигнуто заметных успехов в создании топливных элементов, работающих на газах, получаемых из углеводородного топлива, при нормальной температуре. Для повышения скорости реакции углеводородного и угольного топлива приходится повышать рабочую температуру топливного элемента. Электролитами служат расплавы карбонатов или других солей, которые заключаются в пористую керамическую матрицу. Топливо «расщепляется» внутри элемента с образованием водорода и оксида углерода, которые поддерживают протекание токообразующей реакции в элементе.

В топливных элементах, работающих на других видах топлива реакция не обязательно должна быть реакцией окисления. В перспективе могут быть найдены и другие химические реакции, которые позволят осуществить эффективное непосредственное получение электричества. В некоторых устройствах электроэнергия получается при окислении, например, цинка, натрия или магния, из которых изготавливаются расходуемые электроды.

Превращение энергии обычных топлив (угля, нефти, природного газа) в электричество было до сих пор многоступенчатым процессом. Сжигание топлива, позволяющее получить пар или газ, необходимые для работы турбины или двигателя внутреннего сгорания, которые, в свою очередь, вращают электрический генератор, – процесс не очень эффективный. Действительно, коэффициент использования энергии такого превращения ограничен по второму закону термодинамики, и его вряд ли можно существенно поднять выше существующего уровня. Коэффициент использования энергии топлива самых современных паротурбинных энергетических установок не превышает 40 %. Для топливных элементов нет термодинамического ограничения коэффициента использования энергии. В существующих топливных элементах от 60 до 70 % энергии топлива непосредственно превращается в электричество, и энергетические установки на топливных элементах, использующие водород из углеводородного топлива, проектируются на КПД 40–45 %.

Топливные элементы очень эффективны: они обладают чрезвычайно высоким коэффициентом полезного действия (до 34–36 %). Использование технологии топливных элементов позволит повысить КПД до 75 % по электроэнергии. Прибавим к этому, что топливный элемент одновременно вырабатывает еще и тепло, которое может быть утилизировано непосредственно или использовано для запуска турбины с целью получения дополнительного количества электроэнергии. В результате суммарный КПД системы может достигать 90–95 %. Более эффективной энергетической системы человечество пока не знает.

Существуют две сферы применения ТЭ: автономная и большая энергетика. Для автономного использования основными являются удельные характеристики и удобство эксплуатации. Стоимость вырабатываемой энергии не является основным показателем. Для большой энергетики решающим фактором является экономичность. Кроме того, установки должны быть долговечными, не содержать дорогих материалов и использовать природное топливо при минимальных затратах на подготовку.

Первое практическое применение ТЭ нашли на космических кораблях «Аполлон». Они были основными энергоустановками для питания бортовой аппаратуры и обеспечивали космонавтов водой и теплом.

Основными областями использования автономных установок с ТЭ были военные и военно-морские применения. В конце 60-х годов объем исследований по ТЭ сократился, а после 80-х вновь возрос применительно к большой энергетике.

В большой энергетике очень перспективно применение ТЭ для крупномасштабного накопления энергии, например, получение водорода. Возобновляемые источники

энергии (солнце и ветер) отличаются рассредоточенностью. Их серьезное использование, без которого в будущем не обойтись, немислимо без емких аккумуляторов, запаасающих энергию в той или иной форме.

Проблема накопления актуальна уже сегодня: суточные и недельные колебания нагрузки энергосистем заметно снижают их эффективность и требуют так называемых маневренных мощностей. Один из вариантов электрохимического накопителя энергии – топливный элемент в сочетании с электролизерами и газгольдерами (хранилище для больших количеств газа).

Топливные элементы могут стать широко используемым источником энергии на транспорте, в промышленности и домашнем хозяйстве. Обладая высоким КПД, топливные элементы имеют еще одно важное качество – экологическая чистота. Все ныне существующие энергоустановки уступают установкам на топливных элементах по экологической чистоте в десятки и сотни раз.

Высокая стоимость топливных элементов ограничивала их применение военными и космическими приложениями.

Предполагаемые применения топливных элементов включают их применение в качестве переносных источников энергии для армейских нужд и компактных альтернативных источников энергии для околоземных спутников с солнечными батареями при прохождении ими протяженных теневых участков орбиты. Небольшие размеры и масса топливных элементов позволили использовать их при пилотируемых полетах к Луне. Топливные элементы на борту трехместных кораблей «Аполлон» применялись для питания бортовых компьютеров и систем радиосвязи. Топливные элементы можно использовать в качестве источников питания оборудования в удаленных районах, для внедорожных транспортных средств, например в строительстве. В сочетании с электродвигателем постоянного тока топливный элемент будет эффективным источником движущей силы автомобиля.

Энергоустановки на топливных элементах наряду с АЭС нового поколения, возобновляемыми источниками энергии (ветер, вода, солнце) будут определять облик энергетики первой половины XXI века. Япония, например, уже к 2010 году планирует 13 % всей энергии вырабатывать за счет топливных элементов.

Для широкого применения топливных элементов необходим значительный технический прогресс, снижение их стоимости и возможность эффективного использования дешевого топлива. При выполнении этих условий топливные элементы сделают электрическую и механическую энергию широко доступными во всем мире.

УДК 621.313

ОБ ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Романов Р.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РАДКЕВИЧ В.Н.

В системах электроснабжения все большее применение находят кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). К началу 2007 года в городе Минске эксплуатировалось более 40 км таких линий на напряжении 10 кВ. Все питающие линии, прокладываемые от шин 10 кВ понижающих подстанций до распределительных пунктов, как правило, проектируются в однофазном исполнении с применением кабелей, изоляция которых выполнена из СПЭ. Кабели такого типа существенно отличаются от кабелей традиционного исполнения с бумажной изоляцией, как по конструкции, так и по при-

меняемым материалам. Это вызывает необходимость учитывать некоторые особенности, возникающие при выборе кабелей с полимерной изоляцией.

Условно процесс выбора кабеля с изоляцией из СПЭ можно подразделить на этапы:

1. Принятие решения о применении трехжильных либо одножильных кабелей.
2. Выбор рабочего напряжения (уровня изоляции) кабеля.
3. Выбор сечений жил и сечения экрана кабеля.
4. Выбор конструктивных особенностей (герметизация, материал жилы, материал оболочки, исполнение оболочки, способ производства изоляции и т. п.).

В настоящее время городские распределительные сети работают на напряжении 6–10 кВ. Такие сети в большинстве случаев работают в режиме компенсированной нейтрали. Поскольку технические условия, по которым выпускаются кабели с изоляцией из СПЭ, разрабатываются согласно требованиям МЭК, то при выборе кабеля необходимо пользоваться стандартом МЭК 60502-2. Данным документом определяется номинальное напряжение кабельной линии и вводится понятие категории сети – А, В, С. Категории регламентируют время работы сети с однофазным замыканием на землю: А – менее 1 минуты, В – менее 8 часов но не более 125 часов в год, С – все остальные. В соответствии с этим документом, если предполагается, что система электроснабжения довольно часто будет работать с однофазными замыканиями на землю, то рекомендуется ее классифицировать по категории С. По условиям наихудших возможных режимов было принято решение отнести сети электроснабжения города Минска к категории С. Для сети категории С номинальное напряжение кабеля выбирается по максимальному линейному напряжению, которое в данном случае равно 12 кВ. Для сети категории С номинальное фазное напряжение принимается 8,7 кВ. Следовательно, необходимо применять кабель на напряжение 8,7/15(17,5) кВ с номинальной толщиной изоляции 4,5 мм.

Согласно существующим нормам проектирования площадь сечения жил кабелей выбирается по экономической плотности тока и проверяется по нагреву расчетным в послеаварийном или ремонтном режиме, а также по термической стойкости. До настоящего времени не разработаны экономические плотности тока для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, а использование норм, установленных для кабелей с пластмассовой изоляцией, может привести к ошибкам при проектировании. Поэтому выбор кабелей с изоляцией из СПЭ следует осуществлять на основе сопоставительного технико-экономического расчета. Длительно допустимые токи для кабелей 6–10 кВ с пластмассовой изоляцией в нормативно-справочной литературе отсутствуют. Отметим, что кабели с изоляцией из СПЭ имеют допустимую температуру нагрева жилы 90 °С, что обеспечивает их значительно большую токовую нагрузку по сравнению с аналогичными кабелями, имеющими бумажную изоляцию. По данным заводо-производителей длительно допустимые токи кабелей с изоляцией из СПЭ примерно на 17 % больше, чем кабелей с бумажной изоляцией. Температура нагрева жилы при коротких замыканиях для кабелей с изоляцией из СПЭ составляет 250 °С, а для кабелей с бумажной изоляцией – 200 °С. При проверке кабелей с изоляцией из СПЭ на термическую стойкость пользуются информацией заводо-производителей, в которой указываются допустимые односекундные токи КЗ для сечений и поправочный коэффициент

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}}$$

для учета фактического времени отключения t линии при КЗ.

Одной из особенностей выбора кабельных линий одножильных с изоляцией из СПЭ является определение необходимого сечения экрана. Основой для определения сечения экрана является его термическая стойкость при КЗ. Согласно существующим правилам в качестве расчетного вида КЗ для определения термической стойкости сле-

дует принимать трехфазное. Расчет трехфазного тока КЗ производится в наихудшем месте, т. е. непосредственно у шин центра питания. Остальные действия аналогичны выбору сечения жилы по допустимому току КЗ. Другая особенность выбора экранов состоит в возможности протекания по экрану тока замыкания на землю в некомпенсированной сети. Данную проверку можно легко осуществить с помощью расчетного значения тока замыкания на землю.

Герметизация кабелей с изоляцией из СПЭ может быть двух типов: Г и 2Г. У кабелей с герметизацией (типа Г и 2Г) накладывается водоблокирующая лента на основную изоляцию поверх проводящего слоя под экран. Кабели с герметизацией типа 2Г имеют дополнительный алюмополимерный слой под оболочкой. Такие кабели прокладываются в земле, а также в воде (в несудоходных водоемах). В земле, независимо от коррозионной активности грунтов, могут прокладываться кабели с изоляцией из СПЭ без герметизации. Оболочка может быть изготовлена из полиэтилена для наружной прокладки либо из ПВХ пластика для прокладки внутренней.

Вывод

Выбор кабелей с изоляцией из СПЭ необходимо производить с учетом их технико-экономических и конструктивных особенностей. Для этого требуется внести соответствующие дополнения в нормы проектирования, регламентирующие выбор кабелей.

УДК 621.313

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА: КОГЕНЕРАЦИЯ И ТРИГЕНЕРАЦИЯ

Гончаров П.Ю.

Научный руководитель – ОЛЕСШКЕВИЧ В.М.

Американские эксперты по распределенной энергетике предполагают, что США к 2010 году понадобится около 137 000 МВт новых мощностей. Выполнение этих требований потребует 84 миллиарда долларов для строительства новых электростанций и 220 миллиардов для создания новых средств передачи и распределения электроэнергии. Выполнение того же требования с применением распределенной энергетике потребует всего 168 миллиардов долларов для строительства новых электростанций без затрат на строительство линий электропередачи.

Когенератор представляет собой электрогенераторную установку с поршневым двигателем, работающим на природном газе (дизельном топливе, биогазе), оснащенную системой утилизации выделяемого тепла. Когенераторы – это установки небольшой мощности, располагаемые непосредственно у потребителей.

«Когенерация» снижает потребности в новых линиях электропередач – позволяет избежать строительства дорогостоящих и опасных высоковольтных линий. Распределенная энергетика в будущем могла бы значительно уменьшить капитальные вложения и уменьшить стоимость электроэнергии до 3 центов за 1 кВт·ч. С когенерационными системами, расположенными в непосредственной близости от потребителя, исключаются потери энергии при передаче. Величины потерь нынешних сетей лежат в пределах от 5 до 20 % суммарной мощности.

Передача газа по газопроводам в 10–12 раз экономичнее передачи электрической энергии по высоковольтным линиям электропередачи. Нормативные потери в теплосетях – 5 %, а реальные, в среднем, – 12–16 % от передаваемой тепловой энергии.

Лучшей альтернативой существующему энергоснабжению являются газопоршневые электростанции, вырабатывающие гораздо более дешевые электроэнергию и тепло.

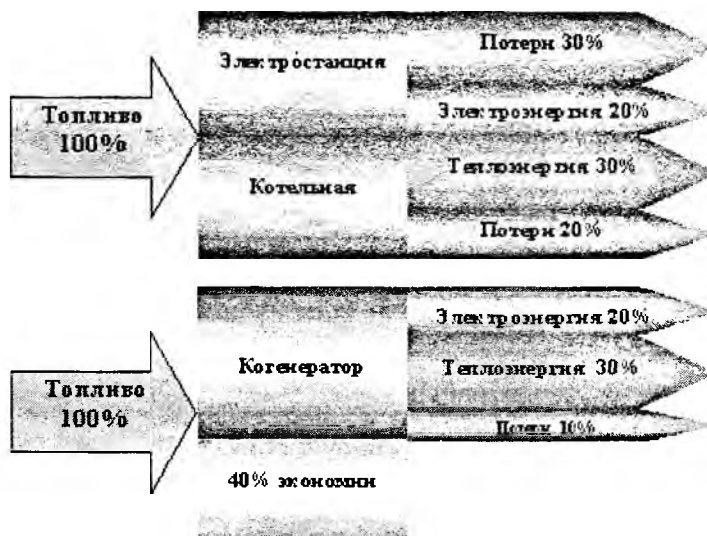
Тригенерация – это комбинированное производство электричества, тепла и холода. С технологической точки зрения имеется в виду соединение когенерационной установки с абсорбционной охладительной установкой.

Это является выгодным с точки зрения эксплуатации когенерационной установки, так как создает возможность использования тепловой энергии в течение всего года. Летом тепловая энергия используется для получения холода. Произведенный холод может использоваться в системах кондиционирования жилых зданий, административных и производственных зданий, торговых центров, больниц, стадионов.

Эффективность использования энергетических ресурсов (газ, нефть) в когенерационных установках на 20–30 % выше, чем в установках, вырабатывающих только электроэнергию или только тепло.

Когенераторные установки более экологичны (требуется меньше топлива для производства такого же количества энергии) и более экономичны (инвестиции на закупку и монтаж окупаются за короткий срок за счет производства более дешевой электроэнергии и тепла). Когенераторы окупаются очень быстро. При росте тарифов срок окупаемости сокращается.

В настоящее время в мировой энергетике прослеживается стойкая тенденция к увеличению производства и потребления энергии. Даже с учетом значительных структурных изменений в промышленности и перехода на энергосберегающие технологии, потребности в тепло- и электроэнергии в ближайшие десятилетия будут увеличиваться. Поэтому особо широкое применение когенераторов в странах Европы говорит о новой тенденции к развитию малой энергетики, как наиболее экономически эффективной и экологичной отрасли топливно-энергетического комплекса.



Внедрение подобных установок позволяет существенно снизить затраты на потребляемую энергию, что дает существенный экономический эффект для конечного потребителя, а также позволит решить проблему пиковых нагрузок и устранить недостатки централизованных систем и обеспечить потребителей качественным, бесперебойным энергоснабжением.

Недостатком поршневых машин является только ограниченная мощность до 3 МВт для одной машины. Средний промышленный потребитель в Беларуси имеет установленную мощность в 1–2 МВт. Секционирова общую мощность на 5–10 блоков, работающих параллельно, появляется возможность работы с 1,5–4 % до 100 % номинальной нагрузки при расчетном удельном потреблении топлива. При этом при отсутствии нагрузки невостробованные блоки останавливаются.

Секционирование генерирующих мощностей стало возможным лишь в последнее время, когда появились надежные, высокоточные системы управления, основанные на достижениях микропроцессорной техники и компьютерной технологии. В мире уже есть примеры установок, состоящих из десятков (40–50) генерирующих блоков под общим компьютерным управлением.

Экономическим доводом в пользу распространения секционированных генерирующих мощностей является то, что удельная стоимость (в расчете на 1 кВт генерирующей мощности) малых установок ниже, чем установок большой мощности.

Положительной особенностью секционированных систем является их более высокая надежность. Для промышленных и бытовых потребителей предлагаются установки мощностью от 0,2 до 3 МВт, секционированные блоками по 200 кВт с общим компьютерным управлением.

Когенерация позволяет воздержаться от экономически неэффективных затрат на средства дальней передачи энергии и исключает потери при транспортировке энергии, так как энергогенерирующее оборудование установлено в непосредственной близости от потребителя.

Когенерация, используя первичное топливо в два-три раза эффективней традиционной энергетики, снижает выбросы загрязняющих веществ (оксида азота, двуокиси серы и летучих органических соединений) в 2–3 раза.

УДК 621.318

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В КОНТАКТОРАХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Белько В.В., Хверось А.Ю.

Научный руководитель – САЦУКЕВИЧ В.Н.

Компьютерные технологии позволяют моделировать динамические процессы, возникающие при работе электрических механизмов. Цель работы – разработка компьютерной программы для графического моделирования работы контактора постоянного тока серии КПВ-600 при его включении и отключении.

Контактор представляет собой электрический аппарат, предназначенный для коммутации силовых электрических цепей. Он имеет следующие основные узлы: контактную систему, дугогасительное устройство, электромагнит и систему вспомогательных контактов. При подаче напряжения на обмотку электромагнита контактора его якорь притягивается. Подвижный контакт, связанный с якорем электромагнита, замыкает или размыкает главную цепь. Дугогасительное устройство обеспечивает быстрое гашение дуги. В контакторах постоянного тока применяются электромагниты клапанного типа [1].

Разработанная компьютерная программа предназначена для моделирования электродинамических процессов, возникающих при включении и отключении контактора постоянного тока. Для работы программы необходимы исходные данные, которые содержат параметры электромагнита постоянного тока, контактной системы. Исходные данные можно легко вводить и корректировать, можно изменять дополнительные параметры в процессе расчета. Программа позволяет загрузить файл с ранее подготовленными исходными данными. В результате работы программы производится расчет параметров обмотки напряжения электромагнита, определяется тепловой режим, дела-

ется вывод о работоспособности электромагнита [2]. Исходные данные и результаты расчетов можно сохранять и использовать в дальнейших расчетах.

Результаты расчетов используются для реального графического моделирования работы контактора. При включении электромагнита моделируется процесс притяжения якоря. При этом подвижный контакт, связанный с якорем электромагнита, замыкает главную цепь. Если время включения обмотки электромагнита ограничено из-за возможного перегрева, то программа выдает сообщение об этом и моделируется процесс перегрева. Цвет обмотки становится темно-красным. Если расчетная сила тяги электромагнита будет меньше исходной, то выдается сообщение об этом и якорь не притянется. При отключении электромагнита происходит размыкание главной цепи благодаря действию возвратной пружины. В это время моделируется работа возвратной пружины, перемещение якоря и контакта. В случае возникновения электрической дуги при отключении моделируется процесс ее горения. При этом она изменяет свою форму из-за перемещения контактов. Благодаря действию дугогасительного устройства и перемещения контактов в пространстве происходит гашение электрической дуги.

При отключении электрической цепи под нагрузкой образуется электрическая дуга. Электрическая дуга характеризуется следующими параметрами: траекторией, длиной, диаметром и временем гашения [2]. В программе после расчетов параметров контактора определяются эти характеристики дуги. Траектория электрической дуги при размыкании контактов имеет спирале- и петлеобразный характер. Для приближенных расчетов длины дуги принимают упрощенную траекторию. Расчетные зависимости приведены в литературе [2]. Длина дуги l_d определяется по формуле:

$$l_d = \sqrt{\delta_k^2 + 9\vartheta_d^2 t^2}, \text{ см,} \quad (1)$$

где δ_k – расстояние между контактами (раствор контактов), см;

ϑ_d – скорость движения дуги, см/с;

t – время горения дуги, с.

Диаметр движущейся дуги d может быть определен по эмпирической формуле:

$$d \approx 1,12 \sqrt{\frac{I_{\text{откл}}}{20 + \vartheta_d}}, \text{ см,} \quad (2)$$

где $I_{\text{откл}}$ – отключаемый ток, А;

ϑ_d – скорость дуги при среднем значении отключаемого тока $0,5I_{\text{откл}}$, см/с.

Время растяжения дуги до критической длины (время расхождения контактов) $t_{pд}$ определяется по формуле:

$$t_{pд} \approx \frac{l_{d\text{кр}}}{\sqrt{\vartheta_p^2 + 9\vartheta_d^2}}, \text{ с,} \quad (3)$$

где $l_{d\text{кр}}$ – критическая длина дуги, см;

ϑ_p – скорость расхождения контактов, см/с;

ϑ_d – скорость движения дуги, см/с.

Полное время горения дуги t_r определяется по формуле:

$$t_r = t_{pд} + t_n, \text{ с,} \quad (4)$$

где t_n – время гашения пламени дуги, с.

Расстояние до наиболее удаленной от коммутирующих контактов части дуги h_d определяется по формуле:

$$h_d = \vartheta_d t_{p_d}, \text{ см.} \quad (5)$$

Расчетные зависимости (1)–(5) используются в программе для моделирования процесса горения дуги. Эти параметры и определяют графическое представление дуги. Электрическая дуга возникает при размыкании контактов, если значения напряжения и тока больше минимальных, необходимых для поддержания дугового разряда. Если расчетное значение тока меньше минимально необходимого значения тока для поддержания горения дуги, то размыкание контактов происходит без образования дуги. Если расчетное значение больше, то в программе моделируется электрическая дуга постоянного тока. При размыкании контактов дуга изменяет свою траекторию, длину. Моделируемый диаметр дуги зависит от значения отключаемого тока. Скорость гашения дуги определяется по формуле (3).

Программа разработана на языке Visual Basic 6.0. Она содержит удобную систему помощи, которая позволяет разобраться в особенностях работы программы. При вводе некорректных параметров программа сообщит об этом пользователю и предложит ввести корректные данные. Разработанная программа может быть полезна студентам при изучении контакторов постоянного тока и особенностей электрической дуги.

Литература

1. Чунихин, А.А. Электрические аппараты: Общий курс. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 720 с.
2. Сахаров, П.В. Проектирование электрических аппаратов (Общие вопросы проектирования). Учебное пособие для студентов электротехнических вузов. – М.: Энергия, 1971. – 560 с.
3. Алексеев, Д.В. Компьютерное моделирование физических задач в Visual Basic. – М.: Солон-ПРЕСС, 2004. – 528 с.

УДК 620.004.5

ВЫБОР НЕВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ РЕЗЕРВИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Северин Л.А.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

Для повышения надежности систем автоматического регулирования применяют различные схемы структурного резервирования: дублирование, троирование, мажоритарные схемы «два из трех» («2 из 3»), «три из пяти» («3 из 5») и др.

Основными показателями, характеризующими надежность невосстанавливаемых систем, являются вероятность безотказной работы $P(t)$ и наработка на отказ T .

При экспоненциальном законе надежности каждого элемента система, состоящая из m последовательно соединенных элементов, также подчиняется этому закону:

$$P(t) = \prod_{i=1}^m p_i(t) = e^{-t\Lambda},$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента;

Λ – интенсивность отказов системы, равная сумме интенсивностей отказов элементов λ_i и не зависящая от времени t :

$$\Lambda = \sum_{i=1}^m \lambda_i = \text{const}.$$

Наработка на отказ обратно пропорциональна интенсивности отказов:

$$T = \Lambda^{-1}.$$

Системы последовательно соединенных элементов при большей наработке на отказ имеют и большую вероятность безотказной работы.

Невосстанавливаемые резервированные системы не подчиняются экспоненциальному закону надежности, т. к. вероятности их безотказной работы описываются комбинациями экспонент составляющих элементов и интенсивности отказов изменяются во времени ($\Lambda = \text{var}$). Это приводит к тому, что сравнение ряда резервированных систем по показателям надежности P и T дает противоречивые результаты [1, 2].

В таблице 1 приведены исходные данные исследованных схем с постоянным резервированием. Кратность резервирования k определяется отношением:

$$k = \frac{n-r}{n},$$

где n – общее число параллельно включенных элементов;

r – минимальное число элементов, необходимых для нормальной работы схемы.

Таблица 1. Исходные данные исследованных схем с постоянным резервированием

k	$P_k(k)$	T_k
0/1	$e^{-\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda}$
1/4	$5e^{-4\lambda t} - 4e^{-5\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{4} + \frac{1}{5} \right)$
1/3	$4e^{-3\lambda t} - 3e^{-4\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{4} \right)$
1/2	$3e^{-2\lambda t} - 2e^{-3\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} \right)$
1/1	$2e^{-\lambda t} - e^{-2\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{1}{2} \right)$
2/2	$6e^{-2\lambda t} - 8e^{-3\lambda t} + 3e^{-4\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \right)$
2/1	$3e^{-\lambda t} - 3e^{-2\lambda t} + e^{-3\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} \right)$
3/1	$4e^{-\lambda t} - 6e^{-2\lambda t} + 4e^{-3\lambda t} - e^{-4\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \right)$
4/1	$5e^{-\lambda t} - 10e^{-2\lambda t} + 10e^{-3\lambda t} - 5e^{-4\lambda t} + e^{-5\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \frac{1}{5} \right)$
3/2	$10e^{-2\lambda t} - 20e^{-3\lambda t} + 15e^{-4\lambda t} - 4e^{-5\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \frac{1}{5} \right)$
2/3	$10e^{-3\lambda t} - 15e^{-4\lambda t} + 6e^{-5\lambda t}$	$\frac{1}{\lambda} \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \frac{1}{5} \right)$

Результаты расчетов вероятностей безотказной работы и наработок на отказ по формулам из таблицы 1 представлены на рисунках 1 и 2. Анализ этих результатов показывает, что шкала предпочтений резервированных систем по показателю надежности T не зависит от интенсивности отказов λ . Наилучшей является система с кратностью резервирования $k = 4/1$, далее в порядке убывания T следуют системы с кратностью резервирования $k = 3/1$, $k = 2/1$, $k = 1/1$, $k = 3/2$, $k = 2/2$, $k = 0/1$, $k = 1/2$, $k = 2/3$, $k = 1/3$, $k = 1/4$.

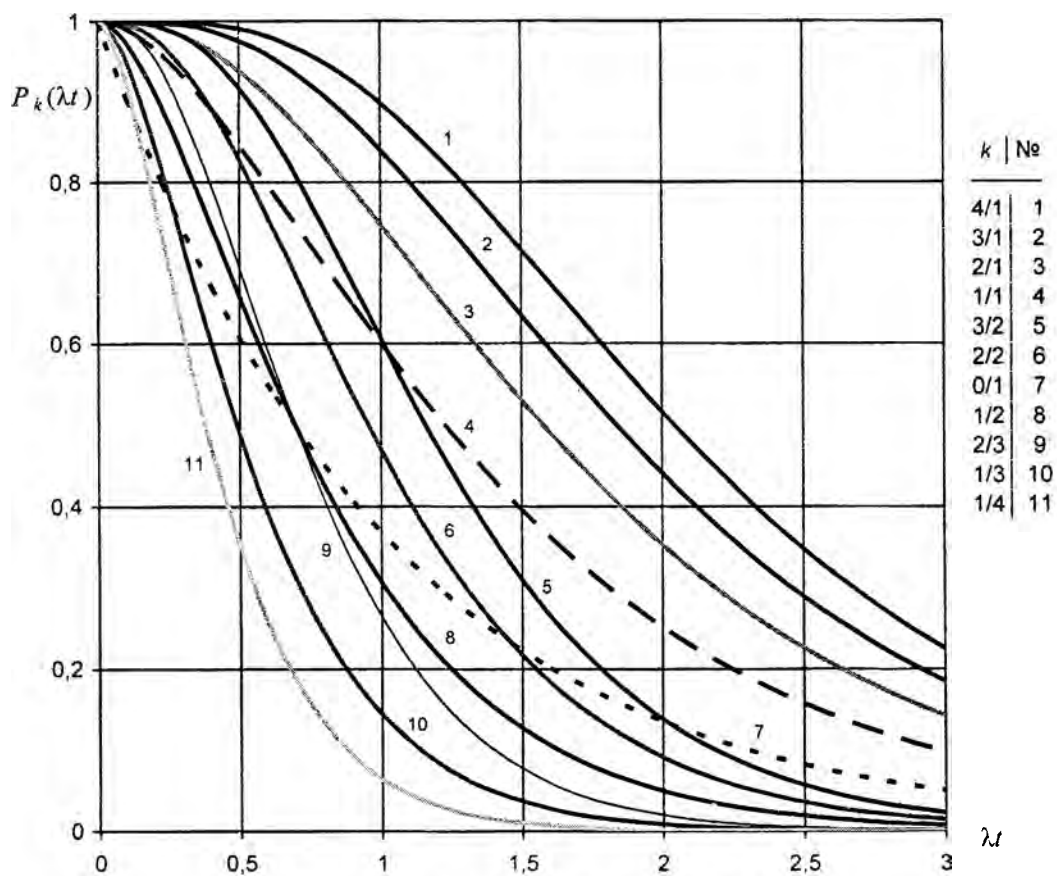


Рисунок 1. Вероятности безотказной работы

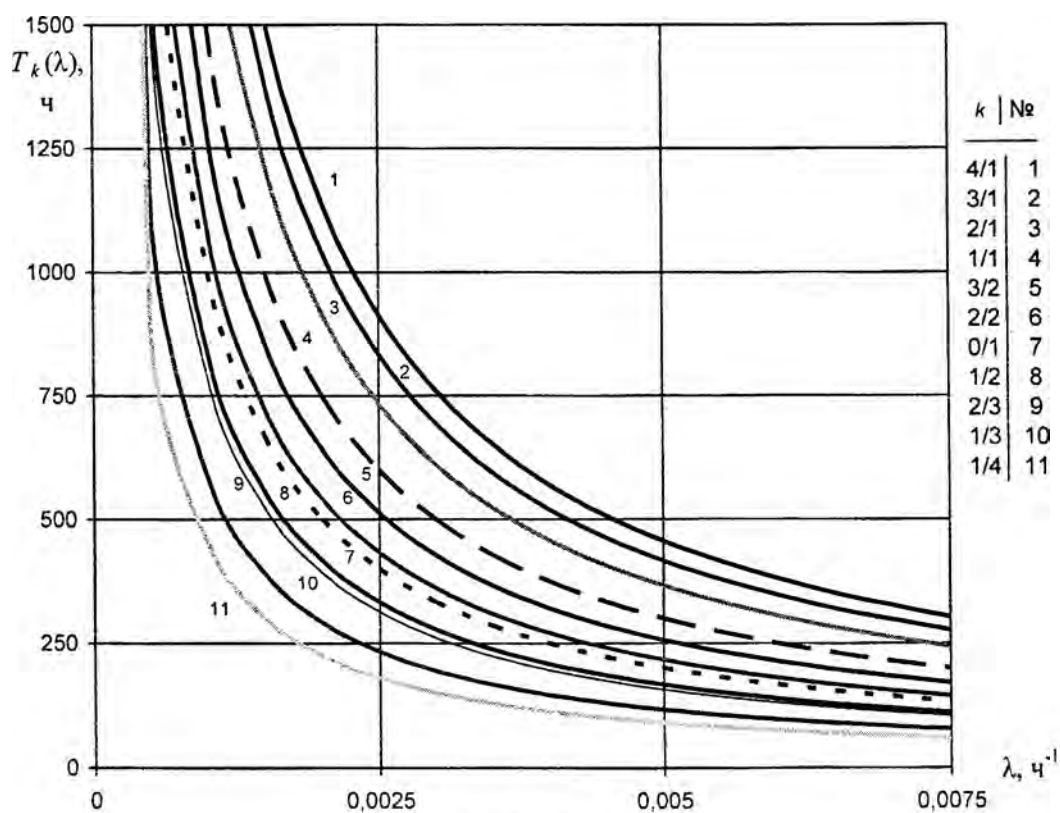


Рисунок 2. Нарботки на отказ

Таблица 2. Шкала предпочтений по показателю надежности P

Интервал изменения λt	Системы резервирования по мере убывания вероятности $P_{cp}(\lambda t)$											
	4/1	3/1	3/2	2/1	2/2	2/3	1/1	1/2	1/3	1/4	0/1	0/1
0,000–0,1287	4/1	3/1	3/2	2/1	2/2	2/3	1/1	1/2	1/3	1/4	0/1	0/1
0,1287–0,14055	4/1	3/1	3/2	2/1	2/2	2/3	1/1	1/2	1/3	1/4	0/1	0/1
0,14055–0,2645	4/1	3/1	3/2	2/1	2/2	1/1	2/3	1/2	1/3	0/1	1/4	1/4
0,2645–0,2877	4/1	3/1	3/2	2/1	2/2	1/1	2/3	1/2	1/3	0/1	1/4	1/4
0,2877–0,40554	4/1	3/1	2/1	3/2	2/2	1/1	2/3	1/2	1/3	0/1	1/4	1/4
0,40554–0,6932	4/1	3/1	2/1	3/2	1/1	2/2	2/3	1/2	0/1	1/3	1/4	1/4
0,6932–1,0227	4/1	3/1	2/1	3/2	1/1	2/2	2/3	1/2	0/1	1/3	1/4	1/4
1,0227–1,4593	4/1	3/1	2/1	3/2	1/1	2/2	0/1	1/2	2/3	1/3	1/4	1/4
1,4593–2,03162	4/1	3/1	2/1	1/1	3/2	2/2	0/1	1/2	2/3	1/3	1/4	1/4
2,03162–3,0000	4/1	3/1	2/1	1/1	3/2	2/2	0/1	1/2	2/3	1/3	1/4	1/4

Шкала предпочтений по показателю надежности P – переменная в зависимости от параметра λt (таблица 2), т. к. быстрота убывания вероятностей безотказной работы при росте λt у разных систем неодинакова. Построение шкалы предпочтений по P основывалось на сравнении средних на интервалах $(0, \lambda t)$ значениях вероятностей безотказной работы систем.

$$P_{cp}(0, \lambda t) = \frac{1}{\lambda t} \int_0^{\lambda t} P(x) dx.$$

Если ресурс системы t_p не превышает наработку на отказ, выбор системы целесообразно производить по показателю надежности P .

При проектировании системы с резервированием необходимо удовлетворять требованиям надежности с учетом стоимости системы C_{Σ} . Возможна постановка следующих задач оптимального резервирования.

Задача 1. При известных значениях λ_i, r, t_p стоимости одного элемента c_i выбрать систему минимальной стоимости, обеспечивающую заданную вероятность безотказной работы $P_{зад}$, т. е.

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m c_i \rightarrow \min ;$$

$$P_{cp}(\lambda t_p) \geq P_{зад}.$$

Задача 2. При известных значениях λ_i, r, c_i, t_p выбрать максимально надежную систему, стоимость которой не превышает допустимую $C_{доп}$, т. е.

$$P_{cp}(\lambda t_p) \rightarrow \max ;$$

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m c_i \leq C_{доп}.$$

Для случаев, когда сравниваемые системы имеют одинаковое количество элементов, шкала предпочтений по P позволяет выбрать максимально надежную систему и при отсутствии информации о стоимости элементов.

Литература

1. Теория надежности радиоэлектронных систем в примерах и задачах / Под ред. Г.В. Дружинина. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
2. Северин, Л.А., Анищенко, В.А. Обоснование критерия выбора схем резервирования систем управления. // Актуальные проблемы энергетики: материалы докладов 62-й научн.-техн. конф. студентов, магистрантов и аспирантов / БНТУ. – Минск: БНТУ, 2006. – С. 90–92.

УДК 621.313

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЕЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Бобровский В.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **ОЛЕШКЕВИЧ М.М.**

С началом развития науки и техники на планете начались поиски источников большого количества энергии. Вероятность, что в неизученном мире есть способ получать энергию из окружающего пространства, затрачивая на это минимум усилий, привела к тому, что множество ученых и изобретателей занимались исследованиями в этой области. До сих пор такие поиски остались нерезультативными.

В настоящее время наибольший интерес с точки зрения получения большого количества дармовой энергии представляют собой всевозможные поля, а также природа вакуума. Несмотря на то, что электромагнитные поля широко используются в современной технике, сама природа этого явления до сих пор остается тайной для науки и поэтому представляет огромный интерес для всевозможных исследований и экспериментов. Благодаря большому количеству научно-популярных изданий наиболее заметными учеными в области исследования явлений в магнитных полях являются Владимир Рошин и Сергей Годин.

В своей работе «Экспериментальное исследование нелинейных эффектов в динамической магнитной системе» они ставят целью экспериментальное исследование физических эффектов, возникающих в системе с вращающимися постоянными магнитами [1] и изучении сопутствующих эффектов. Построенную экспериментальную установку они называют конвертором, однако делают замечание, что вся лабораторная система конвертора была создана исходя из собственных теоретических взглядов, имеющейся технологии и существующих на тот момент финансовых возможностей. Далее кратко рассмотрим устройство их установки.

Диаметр магнитной системы рабочего тела около 1 метра. Статор изготовлялся из отдельных намагниченных сегментов, выполненных на основе редкоземельных магнитов с остаточной индукцией 0,85 Тл, коэрцитивной силой $H_c = 600$ кА/м и магнитной энергией $W \approx 150$ кДж/м³. Сегменты путем разряда батареи конденсаторов через индуктор. Для изготовления статора было использовано 110 кг редкоземельных магнитов, для изготовления роликов – 115 кг того же материала.

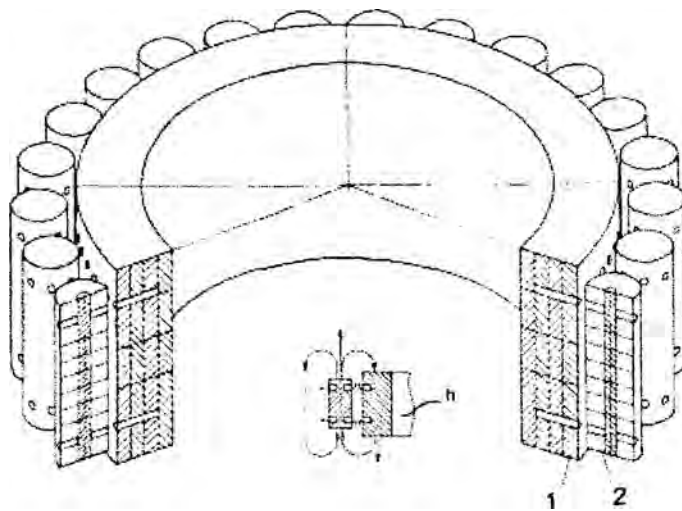


Рисунок 1. Вариант однорядного выполнения конвертора

На рисунках 1 и 2 изображено совместное расположение статора 1, элементов ротора – роликов 2 и способ их взаимодействия посредством поперечных магнитных вставок на статоре и роторе по принципу шестеренчатого зацепления. Между поверхностью статора и роликами был оставлен воздушный зазор – δ , имевший величину около 1 мм.

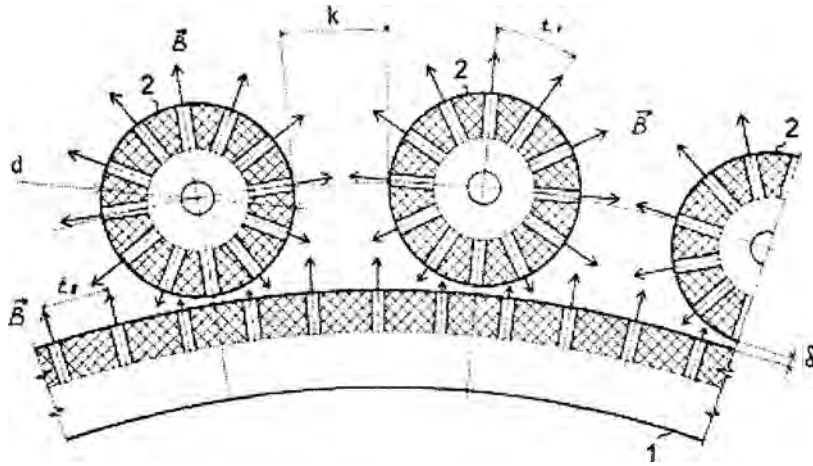


Рисунок 2. Способ организации магнитного зацепления статора и роликов

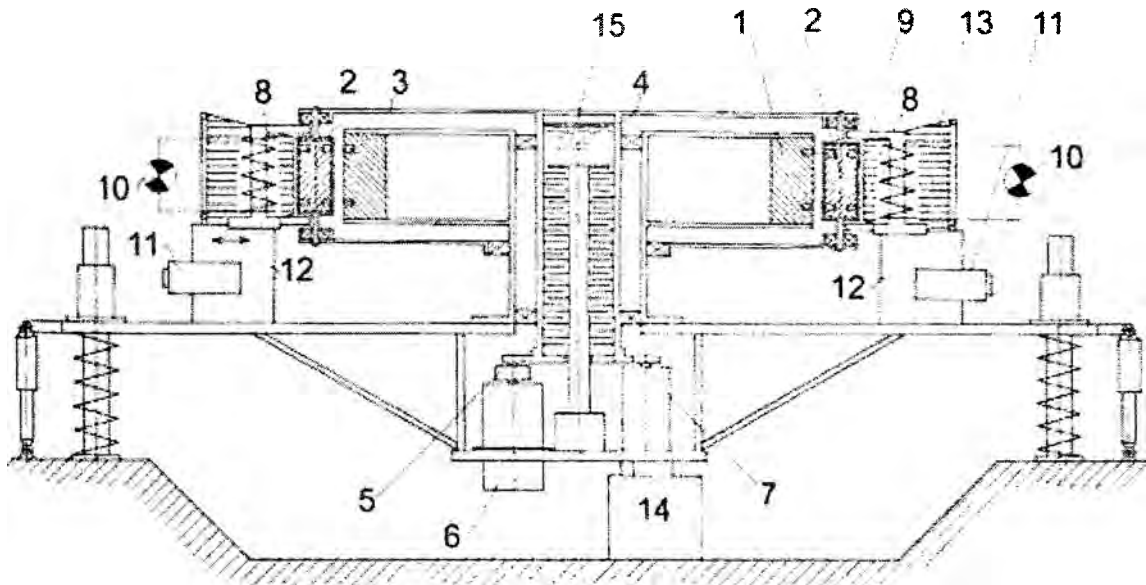


Рисунок 3. Общая схема однорядного магнито-гравитационного конвертора

Элементы магнитной системы были собраны в единую конструкцию на платформе, собранной из немагнитных сплавов. На рисунке 3 изображен общий вид платформы с однорядным конвертором. Эта платформа была снабжена пружинами, амортизаторами и имела возможность вертикального перемещения по трём направляющим. Величина перемещения измерялась с помощью индукционного датчика перемещений 14, таким образом сразу определялось изменение веса платформы в процессе эксперимента. Общий вес платформы с магнитной системой в исходном состоянии составлял 350 кг.

Статор 1 был укреплен неподвижно, а ролики 2 были укреплены на общем подвижном сепараторе 3 с помощью динамических воздушных подшипников с целью максимального снижения трения. Для передачи вращательного момента сепаратор был жестко связан с основным валом 4 устройства. Основной вал посредством фрикционных

обгонных муфт 5 был связан с пусковым двигателем 6, выводящим устройство в режим самоподдержания вращения и электродинамическим генератором 7. Вдоль ротора были расположены электромагнитные преобразователи 8 с разомкнутыми магнитопроводами 9. Магнитные ролики 2, пересекали магнитопроводы и замыкали магнитный поток через электромагнитные преобразователи 8, наводили в них ЭДС, которая поступала непосредственно на нагрузку 10 в виде ламп накаливания. Электромагнитные преобразователи 8 были оснащены электрическим приводом 11 и обладали возможностью плавно перемещаться по направляющим 12.

Таково краткое описание установки Рошина и Година. Более подробные детали можно прочитать в их работе. Из множества наблюдаемых ими эффектов наиболее интересен эффект самоподдержания вращения ротора после разгона до определенной критической скорости и, как следствие этого, возможность получать электроэнергию из электромагнитных преобразователей 8. Поиск материалов по данной теме выявил, что похожие явления наблюдал Джон Серли (John R.R. Searl) в 1946 году. Данное явление было названо эффектом Серла. В отличие от Рошина и Година Серл поясняет данный эффект. Он обнаружил, что добавление небольшой компоненты переменного тока (~100 мА) радиочастоты (~10 МГц) в процессе изготовления постоянных ферритовых магнитов придает им новые и неожиданные свойства. Первый набор постоянных магнитов, изготовленных по описанной процедуре, состоял из двух образцов – каждый размерами 100x10x10 мм, и двух роликов. Один ролик был сделан в виде цилиндра (~10 мм), а второй состоял из нескольких колец (внешним диаметром ~20 мм). Все эти образцы были намагничены одновременно вышеописанным способом. Если эти магниты сложить вместе так, как показано на рисунке 4, то они начинают взаимодействовать. Если магнит А медленно перемещать с помощью внешнего воздействия по направлению к углу 1 магнита С и слегка подтолкнуть вокруг него, магнит А приобретает значительную скорость, перекачивается через угол 2 и продолжает свое движение с левой стороны магнита С, пока не достигнет крайней точки. В тот момент, когда магнит А начинает движение от угла 1, магнит В внезапно начинает двигаться, разгоняется до высокой скорости, перекачивается через углы 3 и 4 и продолжает движение по правой стороне магнита С, пока также не достигнет крайней точки. После того, как магниты пройдут через крайние точки, они синхронно колеблются, пока не остановятся в своих новых положениях.

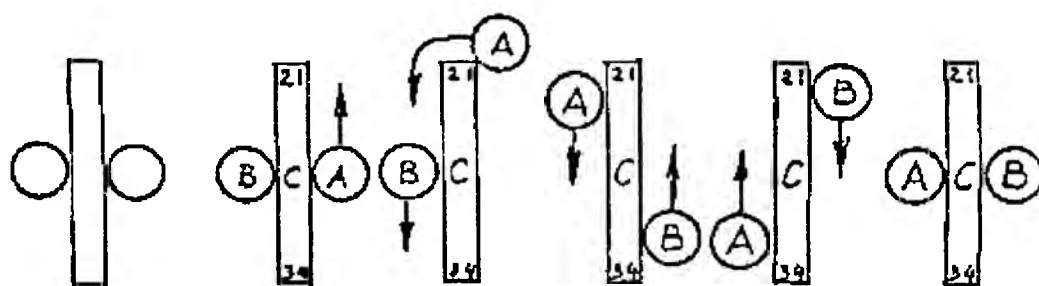


Рисунок 4

Следующим логическим шагом, предпринятым Серлом, было заменить прямоугольный магнит кольцевым, расположив ролики по внешней окружности (рисунок 5). По словам Серла, в такой конструкции наблюдается тот же эффект, то есть, если одному ролику придать небольшое движение, остальные ролики также начинают внезапно двигаться в том же направлении. Следующим логическим шагом, предпринятым Серлом, было заменить прямоугольный магнит кольцевым, расположив ролики по внешней окружности (рисунок 5). По словам Серла, в такой конструкции наблюдается тот

же эффект, то есть, если одному ролику придать небольшое движение, остальные ролики также начинают внезапно двигаться в том же направлении.

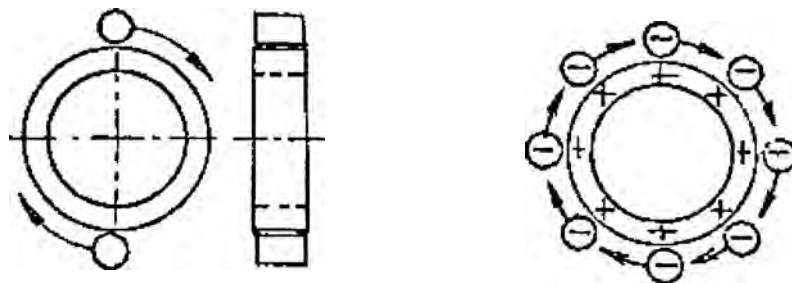


Рисунок 5

Добавив неподвижный С-образный электромагнит, получим устройство, производящее электроэнергию (рисунок 6).

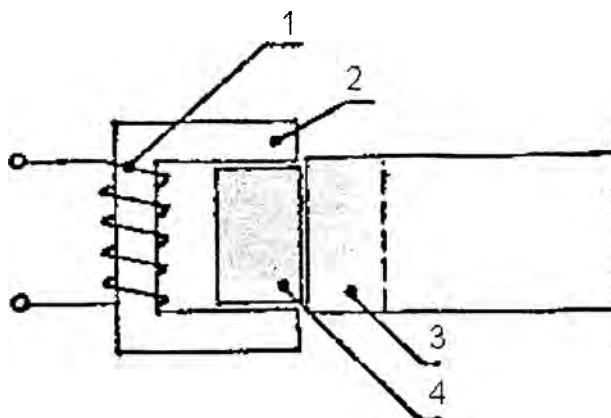


Рисунок 6. 1 – катушка; 2 – сердечник; 3 – кольцо; 4 – ролик

Уже в первый опыт Серла противоречит законам физики. Т. к. добавление переменной составляющей тока при намагничивании магнита не влияет на направление вектора намагниченности, то взаимное расположение магнитов, которое показано на рисунке 4, должно приводить к отталкиванию магнитов из-за одинаковой направленности их векторов намагниченности. Именно такая ориентация магнитов приводит к расположению роликов по разные стороны магнитного кольца (рисунок 5). При вращении одного из роликов вокруг кольца другое действительно будет также вращаться магнитного взаимодействия между роликами. Однако ролики не смогут вращаться бесконечно долго из-за сил трения между роликами и кольцом.

Мы видим, что явления, описанные Серлом, не имеют под собой основания. Аналогично и установка Рошина и Година не может быть признана работоспособной. Об этом также свидетельствует тот факт, что обладая установка такими свойствами, то экономический эффект от ее использования был бы огромен, но до сих пор нет сведений хотя бы о единичном использовании подобного устройства в промышленных целях. Можно заметить, что в настоящее время авторы «вечных» двигателей не заостряют внимания на принципиальных моментах работы их изобретений, а пытаются усложнить свои изобретения и запутать неопытного читателя большим объемом технических под-

робностей. Благодаря этому они находят большую популярность среди читателей научно-популярных изданий.

Литература

1. <http://n-t.ru/tp/ts/dms.htm>.
2. <http://www.ufolog.nm.ru/artikles/searl.htm>.

УДК 620.004.5

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РЕЛЕЙНО-КОНТАКТНЫХ СИСТЕМ С НЕСИММЕТРИЧНЫМИ ОТКАЗАМИ

Северин Л.А.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

Для повышения надежности релейно-контактных систем применяют различные схемы резервирования: с последовательным соединением элементов «два из двух» («2/2»), «три из трех» («3/3») и т. д.; параллельным «один из двух» («1/2»), «один из трех» («1/3») и т. д.; последовательно-параллельным; параллельно-последовательным; смешанным соединением элементов: «два из трех» («2/3»), «два из четырех» («2/4»), «три из четырех» («3/4»), «два из пяти» («2/5») и т. д.

Особенность релейно-контактных схем в том, что контактные элементы могут находиться в одном из трех состояний: исправном с вероятностью p_i и двух неисправных по причине отказов типа «обрыв» q_{i0} или «замыкание» q_{i3} [1].

Вследствие несимметричности отказов резервирование может не только не увеличивать, но даже снижать надежность релейно-контактных систем.

Для каждого i -го контакта выполняется условие:

$$p_i + q_{i0} + q_{i3} = 1.$$

Вывод формул показателей надежности для релейно-контактных схем, состоящих из n элементов, производится на основании биномиального разложения Ньютона [3]:

$$\prod_{i=1}^n (p_i + q_{i0} + q_{i3}) = 1.$$

Для различных схем резервирования были проведены расчеты вероятности безотказной работы P , вероятностей отказов типа «обрыв» Q_0 , «замыкание» Q_3 , полагая элементы систем равнонадежными ($p_i = p = \text{const}$, $q_{i0} = q_0 = \text{const}$, $q_{i3} = q_3 = \text{const}$).

Результаты расчетов вероятностей безотказной работы схем, при $p = 0,8 = \text{const}$ представлены в виде графиков зависимости вероятности безотказной работы схемы от

$P\left(\frac{q_0}{q_3}\right)$ отношения вероятности отказа типа «обрыв» q_{i0} к вероятности типа «замыкание» q_{i3} отдельных элементов (рисунок 1) и от $P\left(\frac{q_3}{q_0}\right)$ отношения вероятности отказа

типа «замыкание» q_{i3} к вероятности типа «обрыв» q_{i0} (рисунок 2). Как видно из рисунков, надежность систем при резко отличающихся вероятностях отказов различных типов у разных систем неодинакова. Это зависит как от конфигурации системы так и от числа резервных элементов.

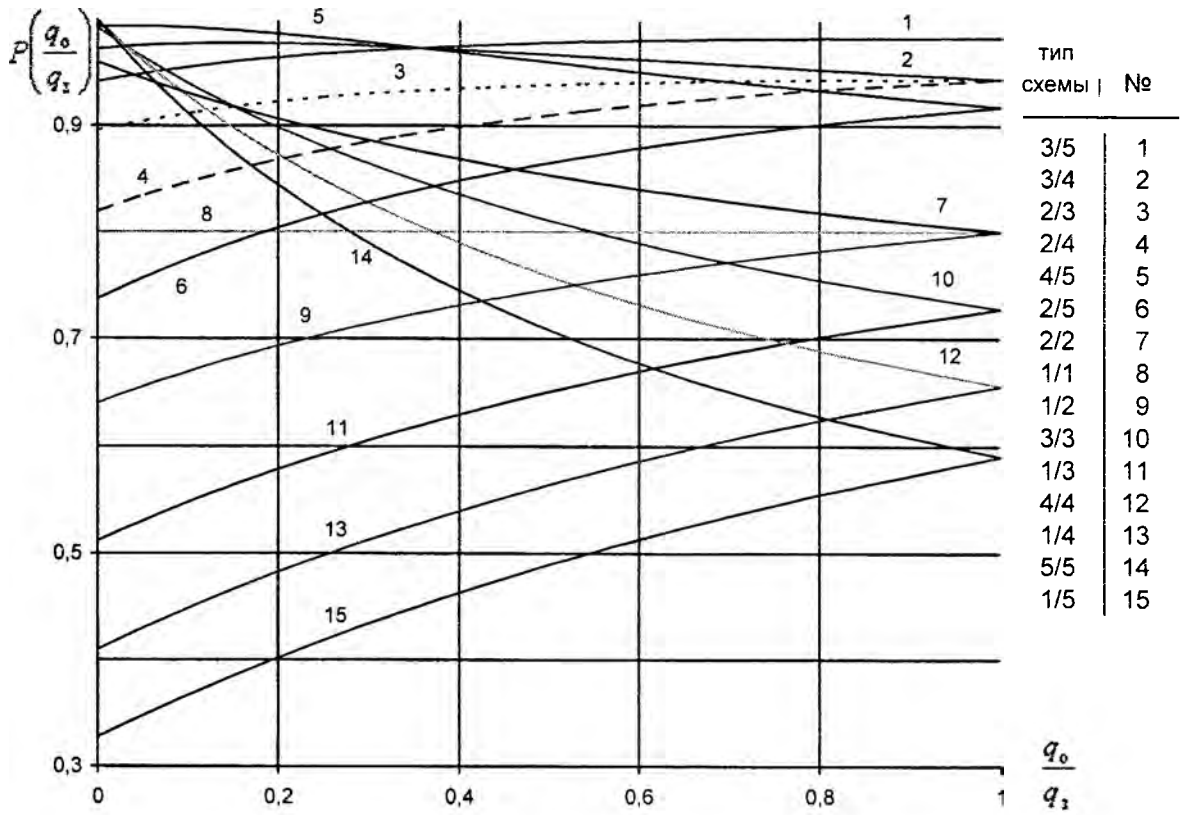


Рисунок 1

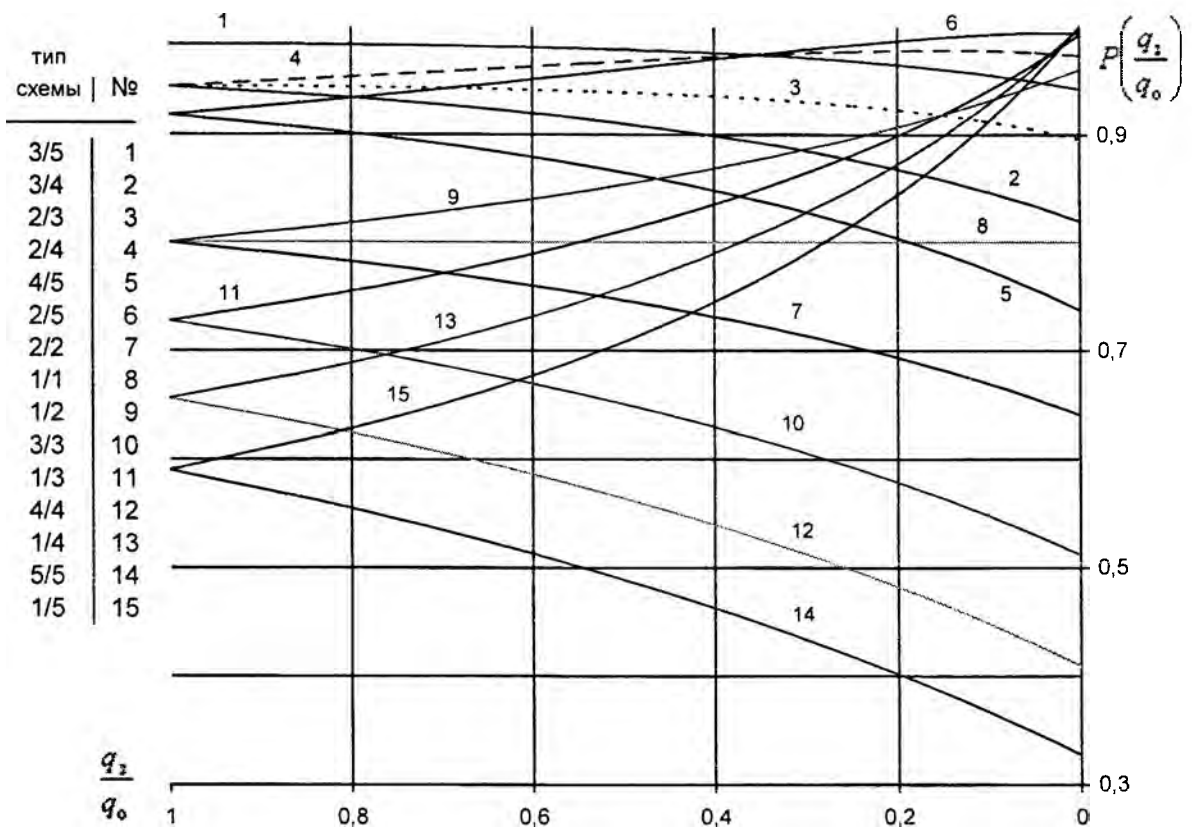


Рисунок 2

Шкала предпочтений по показателю надежности P представлена в таблице 1 для $P\left(\frac{q_0}{q_3}\right)$ и в таблице 2 для $P\left(\frac{q_3}{q_0}\right)$. Зная вероятность отказа типа «обрыв» q_0 и вероятность отказа типа «замыкание» q_3 контактных элементов, находим соответствующее соотношение вероятностей отказа: если $q_0 < q_3$, то $\frac{q_0}{q_3}$, если $q_0 > q_3$ – $\frac{q_3}{q_0}$. Далее, пользуясь шкалой предпочтений, выбираем наиболее надежную схему резервирования.

Таблица 1. Шкала предпочтений по показателю надежности P

Интервал изменения $\frac{q_0}{q_3}$	Системы резервирования														
	по мере убывания вероятности $P\left(\frac{q_0}{q_3}\right)$														
0,0000–0,00632	5/5	4/4	4/5	3/3	3/4	2/2	3/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,00632–0,0188	4/5	4/4	5/5	3/3	3/4	2/2	3/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0188–0,0261	4/5	4/4	3/3	5/5	3/4	2/2	3/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0261–0,0309	4/5	4/4	3/3	3/4	5/5	2/2	3/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0309–0,0397	4/5	3/4	3/3	4/4	5/5	2/2	3/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0397–0,0539	4/5	3/4	3/3	4/4	5/5	3/5	2/2	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0539–0,0645	4/5	3/4	3/3	4/4	3/5	5/5	2/2	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0645–0,0648	4/5	3/4	3/3	4/4	3/5	2/2	5/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0648–0,0751	4/5	3/4	3/3	3/5	4/4	2/2	5/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0751–0,0923	4/5	3/4	3/5	3/3	4/4	2/2	5/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,0923–0,1003	4/5	3/4	3/5	3/3	2/2	4/4	5/5	2/3	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,1003–0,123	4/5	3/4	3/5	3/3	2/2	4/4	2/3	5/5	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,123–0,151	4/5	3/4	3/5	3/3	2/2	2/3	4/4	5/5	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,151–0,171	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	3/3	4/4	5/5	2/4	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,171–0,186	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	3/3	4/4	2/4	5/5	1/1	2/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,186–0,207	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	3/3	4/4	2/4	5/5	2/5	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5
0,207–0,248	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	3/3	2/4	4/4	5/5	2/5	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5
0,248–0,257	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	3/3	2/4	4/4	2/5	5/5	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5
0,257–0,279	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	2/4	3/3	4/4	2/5	5/5	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5
0,279–0,299	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	2/4	3/3	4/4	2/5	1/1	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,299–0,303	4/5	3/4	3/5	2/3	2/2	2/4	3/3	2/5	4/4	1/1	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,303–0,355	4/5	3/4	3/5	2/3	2/4	2/2	3/3	2/5	4/4	1/1	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,355–0,371	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/2	3/3	2/5	4/4	1/1	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,371–0,372	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/2	3/3	2/5	1/1	4/4	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,372–0,425	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/2	2/5	3/3	1/1	4/4	5/5	1/2	1/3	1/4	1/5
0,425–0,462	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/2	2/5	3/3	1/1	4/4	1/2	5/5	1/3	1/4	1/5
0,462–0,528	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/5	2/2	3/3	1/1	4/4	1/2	5/5	1/3	1/4	1/5
0,528–0,549	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/5	2/2	3/3	1/1	1/2	4/4	5/5	1/3	1/4	1/5
0,549–0,617	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/5	2/2	1/1	3/3	1/2	4/4	5/5	1/3	1/4	1/5
0,617–0,693	3/5	3/4	4/5	2/3	2/4	2/5	2/2	1/1	3/3	1/2	4/4	1/3	5/5	1/4	1/5
0,693–0,698	3/5	3/4	2/3	4/5	2/4	2/5	2/2	1/1	3/3	1/2	4/4	1/3	5/5	1/4	1/5
0,698–0,763	3/5	3/4	2/3	4/5	2/4	2/5	2/2	1/1	1/2	3/3	4/4	1/3	5/5	1/4	1/5
0,763–0,797	3/5	3/4	2/3	4/5	2/4	2/5	2/2	1/1	1/2	3/3	1/3	4/4	5/5	1/4	1/5
0,797–0,809	3/5	3/4	2/3	2/4	4/5	2/5	2/2	1/1	1/2	3/3	1/3	4/4	5/5	1/4	1/5
0,809–1,000	3/5	3/4	2/3	2/4	4/5	2/5	2/2	1/1	1/2	3/3	1/3	4/4	1/4	5/5	1/5

С точки зрения вероятности безотказной работы при близких значениях q_0 и q_3 бесспорным преимуществом по надежности имеет схема со смешанным соединением элементов «3/5», затем идут практически равнонадежные схемы «2/3», «3/4», «2/4», но схема «2/3» является более экономичной. При $q_0 \gg q_3$ несомненное преимущество

имеют схемы с параллельным соединением элементов «1/5», «1/4» и ассиметричные схемы «2/5», «2/4». При $q_0 \ll q_3$ наиболее предпочтительны схемы с последовательным соединением элементов «5/5», «4/4» и ассиметричные схемы «4/5», «3/4».

Таблица 2. Шкала предпочтений по показателю надежности P

Интервал изменения $\frac{q_3}{q_0}$	Системы резервирования														
	по мере убывания вероятности $P\left(\frac{q_3}{q_0}\right)$														
0,000–0,00632	1/5	1/4	4/5	1/3	2/4	1/2	3/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,00632–0,0188	4/5	1/4	1/5	1/3	2/4	1/2	3/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0188–0,0261	4/5	1/4	1/3	1/5	2/4	1/2	3/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0261–0,0309	4/5	1/4	1/3	2/4	1/5	1/2	3/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0309–0,0397	4/5	2/4	1/3	1/4	1/5	1/2	3/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0397–0,0539	4/5	2/4	1/3	1/4	1/5	3/5	1/2	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0539–0,0645	4/5	2/4	1/3	1/4	3/5	1/5	1/2	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0645–0,0648	4/5	2/4	1/3	1/4	3/5	1/2	1/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0648–0,0751	4/5	2/4	1/3	3/5	1/4	1/2	1/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0751–0,0923	4/5	2/4	3/5	1/3	1/4	1/2	1/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,0923–0,1003	4/5	2/4	3/5	1/3	1/2	1/4	1/5	2/3	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,1003–0,123	4/5	2/4	3/5	1/3	1/2	1/4	2/3	1/5	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,123–0,151	4/5	2/4	3/5	1/3	1/2	2/3	1/4	1/5	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,151–0,171	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	1/3	1/4	1/5	3/4	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,171–0,186	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	1/3	1/4	3/4	1/5	1/1	4/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,186–0,207	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	1/3	1/4	3/4	1/5	4/5	1/1	2/2	3/3	4/4	5/5
0,207–0,248	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	1/3	3/4	1/4	1/5	4/5	1/1	2/2	3/3	4/4	5/5
0,248–0,257	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	1/3	3/4	1/4	4/5	1/5	1/1	2/2	3/3	4/4	5/5
0,257–0,279	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	3/4	1/3	1/4	4/5	1/5	1/1	2/2	3/3	4/4	5/5
0,279–0,299	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	3/4	1/3	1/4	4/5	1/1	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,299–0,303	4/5	2/4	3/5	2/3	1/2	3/4	1/3	4/5	1/4	1/1	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,303–0,355	4/5	2/4	3/5	2/3	3/4	1/2	1/3	4/5	1/4	1/1	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,355–0,371	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	1/2	1/3	4/5	1/4	1/1	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,371–0,372	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	1/2	1/3	4/5	1/1	1/4	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,372–0,425	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	1/2	4/5	1/3	1/1	1/4	1/5	2/2	3/3	4/4	5/5
0,425–0,462	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	1/2	4/5	1/3	1/1	1/4	2/2	1/5	3/3	4/4	5/5
0,462–0,528	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	4/5	1/2	1/3	1/1	1/4	2/2	1/5	3/3	4/4	5/5
0,528–0,549	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	4/5	1/2	1/3	1/1	2/2	1/4	1/5	3/3	4/4	5/5
0,549–0,617	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	4/5	1/2	1/1	1/3	2/2	1/4	1/5	3/3	4/4	5/5
0,617–0,693	3/5	2/4	4/5	2/3	3/4	4/5	1/2	1/1	1/3	2/2	1/4	3/3	1/5	4/4	5/5
0,693–0,698	3/5	2/4	2/3	4/5	3/4	4/5	1/2	1/1	1/3	2/2	1/4	3/3	1/5	4/4	5/5
0,698–0,763	3/5	2/4	2/3	4/5	3/4	4/5	1/2	1/1	2/2	1/3	1/4	3/3	1/5	4/4	5/5
0,763–0,797	3/5	2/4	2/3	4/5	3/4	4/5	1/2	1/1	2/2	1/3	3/3	1/4	1/5	4/4	5/5
0,797–0,809	3/5	2/4	2/3	3/4	4/5	4/5	1/2	1/1	2/2	1/3	3/3	1/4	1/5	4/4	5/5
0,809–1,000	3/5	2/4	2/3	3/4	4/5	4/5	1/2	1/1	2/2	1/3	3/3	1/4	4/4	1/5	5/5

При окончательном выборе системы резервирования необходимо дополнительно учитывать, что разнотипные отказы могут приводить к неодинаковым последствиям для технологических процессов. В этом случае шкалы предпочтений могут претерпеть изменения.

Литература

1. Диллон, Б., Сингх, Ч. Инженерные методы обеспечения надежности систем. – М.: Мир, 1984. – 318 с.
2. Машко, А.В., Анищенко, В.А. Учет множественных отказов при расчетах надежности резервированных релейно-контактных систем // Актуальные проблемы энергетики: материалы научной конференции учащихся, студентов и аспирантов, посвященной 85-летию БНТУ / БНТУ. – Минск: БНТУ, 2005. – С. 91–94.

3. Анищенко, В.А., Машко, А.В. Надежность резервированных релейно-контактных систем при множественных отказах // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1. – С. 16–22.

УДК 621.311

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА

Иванейчик А.В., Соболев Е.В.

Научные руководители – канд. техн. наук ЕВМИНОВ Л.И.,
канд. техн. наук КОЛЕСНИК Ю.Н.

В связи с тем, что расход электроэнергии на освещение значителен и составляет 11–14 % от всей потребляемой электроэнергии в республике, а экономия топливно-энергетических ресурсов является актуальной проблемой, то внедрение энергоэффективных, обеспечивающих минимальный расход электроэнергии осветительных установок является важнейшей задачей. Однако из-за достаточно высокой их стоимости требуется технико-экономическое обоснование эффективности таких установок. Поэтому задачей исследования является анализ технической и экономической эффективности внедрения наиболее энергоэффективных, на сегодняшний день, светодиодных ламп.

Светодиод – это полупроводниковый прибор, преобразующий энергию электрического тока в световую, основой которого является светоизлучающий кристалл. К преимуществам светодиодов можно отнести:

- низкое энергопотребление;
- долгий срок службы (до 100 000 часов);
- высокий ресурс прочности – ударная и вибрационная устойчивость;
- регулируемая интенсивность;
- экологическая безопасность.

Произведём анализ технической эффективности светодиодной лампы типа Т8 [1], основные технические параметры которой представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры светодиодной лампы типа Т8

Количество светодиодов, шт.	150
Сила света, мКд	13 000
Напряжение, В	110–240
Потребляемая мощность, Вт	8,3
Угол свечения, град.	120 ± 5

Так как производители указывают, как правило, в качестве основного светотехнического параметра светодиода силу света I , измеряемую в канделах, а основной величиной характеризующей источники света, является световой поток, измеряемый в люменах, то нужно пересчитать канделы в люмены.

Сила света определяет пространственную плотность (интенсивность) светового потока:

$$I = \frac{F}{\Omega}, \text{ лм/ср}, \quad (1)$$

где Ω – телесный угол, измеряемый в стерадианах, ср.

Площадь поверхности шара радиусом R составляет $4\pi R^2$. Если выделить на поверхности шара область площадью R^2 , то получим конус с пространственным углом как раз в один стерадиан. Полная площадь поверхности шара составляет 4π стерадиан. Телесный угол Ω связан с плоским углом α соотношением:

$$\Omega = 2\pi \left[1 - \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right], \text{ ср.} \quad (2)$$

Тогда $\alpha(1 \text{ ср}) = 65^\circ 32'$, $\alpha(\pi \text{ ср}) = 120^\circ$, $\alpha(2\pi \text{ ср}) = 180^\circ$, $\alpha(4\pi \text{ ср}) = 360^\circ$. Угол α – это и есть угол, приводимый изготовителями, как угол наблюдения, или угол излучения, определяемый по спаду силы света на 50 %.

Теперь, зная приводимый изготовителями угол наблюдения, можно приблизительно определить световой поток светодиодов:

$$F = I\Omega, \quad (3)$$

Полученные результаты, отображающие основные технические характеристики ламп, приведены в таблице 2.

Таблица 2. Сравнительная характеристика ламп

Параметр	Светодиодная лампа типа Т8	Люминесцентная лампа типа ЛБ
Срок службы, ч	100 000	13 000
Мощность, Вт	8,3	36
Световой поток, лм	6 126	3 350

Зная основные параметры, произведём расчёт эффективности использования светодиодных ламп в основном помещении чулочного цеха ОАО «8 Марта» (г. Гомель).

Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3. Чулочный цех ОАО «8 Марта»

Наименование	Значение
Окружающая среда	нормальная
Высота, м	4
Расчетная высота подвеса, м	3
Размер (длина/ширина), м	83,7/36,6
Площадь, м ²	3 063,42
Нормируемая освещенность, лк	300
Коэффициент запаса	1,6

Расчет производится точечным методом с использованием линейных изолюкс [2]. Результаты расчета для двух типов ламп сводим в таблицу 4.

Таблица 4. Результаты светотехнического расчета

Параметр	Светодиодная лампа типа Т8	Люминесцентная лампа типа ЛБ
Количество светильников/ламп	248/248	248/496
Световой поток лампы, лм	6 126	3 350
Общий световой поток, лм	1 519 248	1 661 600

Расход электроэнергии, определённый аналитическим методом, представлен в таблице 5.

Расчёт экономической эффективности замены светильников с люминесцентными лампами типа ЛБ на светодиодные светильники с лампами Т8 производился с помощью компьютерной программы [3], разработанной на основе математической модели [4]. В

результате расчёта оказалось, что технически и экономически обоснованная замена светильников в основном помещении чулочного цеха ОАО «8 Марта» даст экономию электроэнергии порядка 96 тыс. кВт·ч/год при сроке окупаемости порядка 8–9 месяцев и индексе доходности 4,5–6,5.

Таблица 5. Определение расхода электроэнергии

Наименование	Кол-во, шт	P_n , кВт	T , час	K_n	W , кВт·ч
для одной лампы					
Лампа ЛБ	1	0,036	6 072	1	218,59
Лампа Т8	1	0,0083	6 072	1	50,40
для цеха					
Лампа ЛБ	496	0,036	6 072	1	108 421,63
Лампа Т8	248	0,0083	6 072	1	12 498,60
Экономия электроэнергии					95 923,03

В результате проделанной работы было установлено, что светодиодная лампа типа Т8 обладает в 1,5–2 раза большим световым потоком и в 4 раза меньшим электропотреблением, чем люминесцентная лампа типа ЛБ. Техничко-экономическая оценка эффективности использования светодиодных источников света в основном помещении чулочного цеха ОАО «8 Марта» даст экономию электроэнергии порядка 96 тыс. кВт·ч/год (19,5 млн. руб.) при сроке окупаемости порядка 8–9 месяцев и индексе доходности 4,5–6,5.

Литература

1. Xendler – светодиодная продукция [Электронный ресурс]. – М.: 2007. – Режим доступа: <http://www.ledproducts.ru> – Дата доступа: 10.09.2007.
2. Справочная книга по проектированию электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 427 с.
3. Колесник, Ю.Н., Иванейчик, А.В. Оценка эффективности энергосбережения за счёт внедрения энергосберегающих источников света в рыночных условиях функционирования // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2007. – № 2. – С. 101–106.
4. Иванейчик, А.В. Техничко-экономическая модель эффективности энергосбережения в рыночных условиях функционирования // Металл – 2005: сборник тезисов выступлений на V МНТК молодых специалистов, инженеров и рабочих. – Жлобин, 2005. – С. 77–78.

УДК 621.314

РАССМОТРЕНИЕ МЕТОДИК ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Зайцева Т.А., Корзо Д.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ГОНЧАР А.А.

В данной статье продолжается рассмотрение вопросов, связанных с выбором трансформаторов, предназначенных к установке, когда их мощность, напряжение, тип и т. д. уже определены в соответствии с методиками, рекомендованными регламентирующими материалами.

Как показано в [1], для двух и более трансформаторов одинаковых номинальных мощностей, но с разными значениями (соотношениями) между паспортными потерями мощности в обмотках и стали (соответственно) имеется такая зона (загрузка), в которой по меньшей величине суммарных потерь мощности выгоднее применять один из них.

Исходя из минимума суммарных потерь активной мощности в трансформаторе необходимо отдавать предпочтение трансформаторам с меньшими потерями мощности в стали (магнитопроводе).

Как известно, текущее значение суммарных потерь активной мощности в каждом трансформаторе определяется соотношением

$$\sum \Delta P = k_3^2 P_{K3} + P_{XX},$$

где $\sum \Delta P$ – текущее значение суммарных потерь активной мощности в трансформаторе;

k_3 – коэффициент загрузки;

P_{K3} – потери активной мощности в обмотках;

P_{XX} – потери активной мощности в стали.

Для облегчения восприятия излагаемого материала на рисунке 1а, 1б и 1в показано взаимное расположение кривых суммарных потерь активной мощности пар трансформаторов при всех возможных соотношениях между потерями мощности в стали и обмотках (соответственно) в зависимости от коэффициента загрузки трансформаторов.

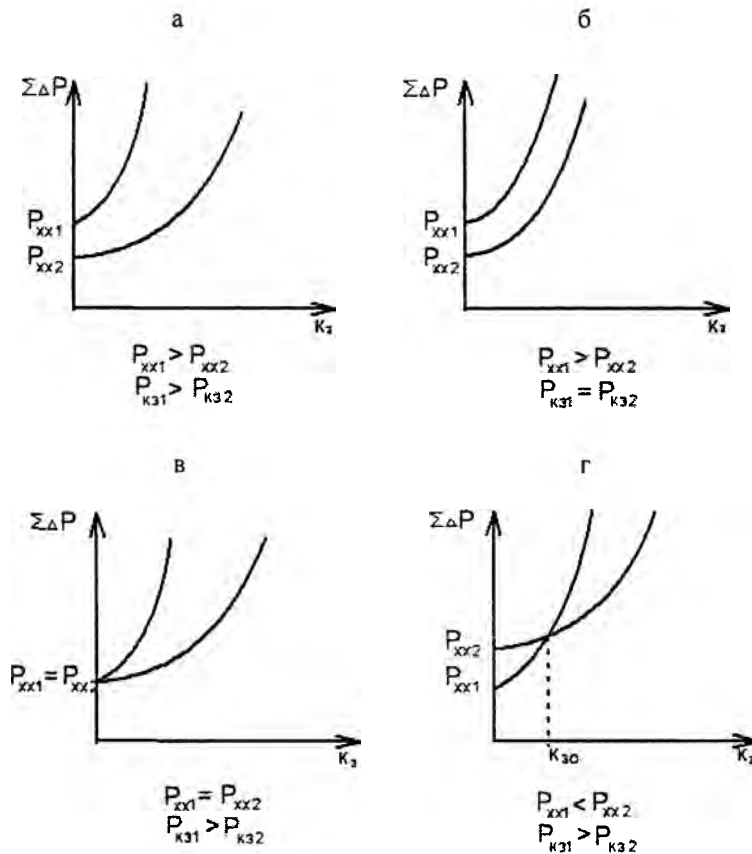


Рисунок 1. Зависимость суммарных потерь активной мощности от коэффициента загрузки при различных соотношениях потерь холостого хода и короткого замыкания (коэффициент загрузки $k_3 > 0$)

Анализ рисунков 1а, 1б и 1в однозначно показывает, что трансформаторы с индексом 2 обладают меньшей величиной суммарных потерь активной мощности, чем трансформаторы с индексом 1 при всех коэффициентах загрузки, так как при $k_3 > 0$ кривые не пересекаются.

Практический интерес представляет и случай 4 (рисунок 1г), когда кривые имеют точку пересечения. Из условия равенства потерь находим соответствующий коэффициент загрузки:

$$k_{30} = \sqrt{\frac{P_{XX2} - P_{XX1}}{P_{K31} - P_{K32}}} \quad (1)$$

Из рисунка 4 также видно, что трансформаторы с меньшими паспортными потерями мощности холостого хода (индекс 1) в диапазоне нагрузок $0 < k_3 < k_{30}$ выгоднее трансформаторов с индексом 2, так как в указанном диапазоне нагрузок у них меньше суммарные потери мощности.

Соотношение между потерями активных мощностей в стали и обмотках устанавливается на начальном этапе проектирования трансформатора и в готовом изделии без вмешательства в его конструкцию существенно меняться не может.

В частности, уменьшение потерь в магнитопроводе может быть достигнуто двумя путями:

1. При принятой марке стали за счет увеличения размеров магнитопровода. Увеличение площади поперечного сечения магнитопровода приводит к уменьшению индукции в нем и, в конце концов, к уменьшению потерь мощности. Это может привести к увеличению габаритов трансформатора.

2. Применение стали с меньшими удельными потерями мощности на единицу массы. Это позволит сохранить неизменными размеры магнитопровода или даже уменьшить его.

По-видимому, все это приведет к удорожанию трансформатора.

Исходя из изложенного, окончательный выбор трансформатора должен быть определен на основании технико-экономического сравнения вариантов, то есть по минимуму приведенных затрат.

Приведенные затраты могут быть представлены в следующем виде:

$$ПЗ = E_H K + \Delta \mathcal{E}_T c,$$

где E_H – коэффициент, учитывающий капвложения, принимаем $E_H = 0,12$;

K – продажная цена;

$\Delta \mathcal{E}_T$ – годовые потери электроэнергии, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_T = P_{XX} T_r + P_{K3} k_3^2 \tau;$$

T_r – число часов подключенного трансформатора к сети, принимаем $T_r = 8760$ ч;

P_{XX} и P_{K3} – соответственно потери мощности в стали и в обмотках;

τ – годовое число часов максимума нагрузочных потерь трансформатора;

k_3 – коэффициент загрузки;

c – тарифная ставка.

Отсюда получаем:

$$ПЗ = E_H K + (P_{XX} T_r + P_{K3} k_3^2 \tau) c.$$

Оценим результаты выбора трансформаторов по минимуму суммарных потерь мощности и по минимуму приведенных затрат.

В качестве примера воспользуемся данными для четырех трансформаторов номинальной мощностью $S_H = 630$ кВА каждый, имеющих разные потери мощности холостого хода и короткого замыкания, стоимости и так далее [2].

По минимуму суммарных потерь активной мощности конкурентоспособными являются трансформаторы ТМГ11 и ТМГМШ. На основании (2) и в соответствии с рисунком 2 наименьшими суммарными потерями мощности при коэффициентах загрузки

$k_3 < 0,9$ обладает трансформатор ТМГМШ. При нагрузках $k_3 > 0,9$ наименьшими потерями обладает трансформатор ТМГ11.

$$k_{30} = \sqrt{\frac{P_{XX2} - P_{XX1}}{P_{K31} - P_{K32}}} = \sqrt{\frac{1,06 - 0,94}{7,6 - 7,45}} = 0,9.$$

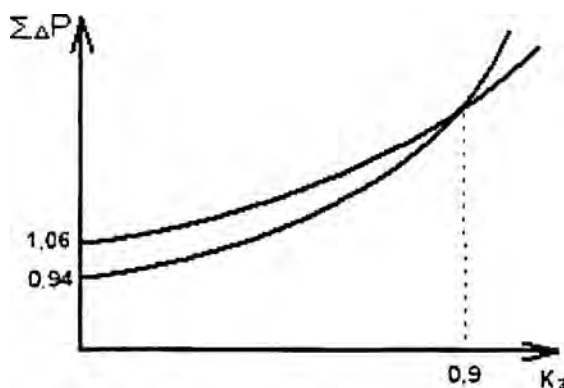


Рисунок 2

Рассчитаем приведенные затраты для четырех трансформаторов одинаковой мощности (630 кВА), имеющих различные потери холостого хода и короткого замыкания.

При этом зададимся 3-мя значениями коэффициента загрузки и 2-мя значениями годового числа часов максимума нагрузочных потерь: $k_3 = 0,32$, $k_3 = 0,8$, $k_3 = 0,9$, $\tau = 1\ 000$ ч, $\tau = 6\ 000$ ч.

Таблица 1. Приведенные затраты трансформаторов

		ТМГ		ТМГ11		ТМГ13		ТМГМШ	
P_{XX}	кВт	1,24		1,06		1,24		0,94	
P_{K3}	кВт	7,6		7,45		8,6		7,6	
K	USD	9 230		9 190		8 730		10 310	
E_{HK}	USD	1 108		1 103		1 048		1 237	
$P_{XX}T_{rc}$	USD	1 032		882		1 032		782	
$E_{HK} + P_{XX}T_{rc}$	USD	2 140		1 985		2 080		2 019	
τ	ч	1 000	6 000	1 000	6 000	1 000	6 000	1 000	6 000
k_3		0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
$PЗ$	USD	2 214	2 584	2 057	2 420	2 164	2 582	2 093	2 463
k_3		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$PЗ$	USD	2 602	4 913	2 438	4 704	2 603	5 217	2 481	4 791
k_3		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$PЗ$	USD	2 725	5 649	2 558	5 425	2 742	6 051	2 604	5 528

Таким образом, видно, что трансформатор, выбранный по минимуму суммарных потерь мощности, необязательно будет лучшим по минимуму приведенных затрат.

В данном конкретном случае выбор должен быть между трансформаторами ТМГ11 и ТМГМШ.

Литература

1. Гончар, А.А. Еще раз о выборе силовых трансформаторов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 5 – С. 35–37.
2. Стабровский, Л.Н. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя // Энергия и Менеджмент. – 2005. – № 3 – С. 31–35.

УДК 621.313

КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ

Козлов Е.М.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ОЛЕШКЕВИЧ М.М.

Научные консультанты – канд. техн. наук МАКОСКО Ю.В., ОЛЕШКЕВИЧ В.М.

По взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока ветроэнергетические установки подразделяются на: горизонтально-осевые и вертикально-осевые.

Ветроэнергетические установки с горизонтальной осью вращения (рисунок 1) – это в основном ветроколеса пропеллерного (рипеллерного) типа, приводимые во вращение подъёмной силой, действующей на лопасть или крыло с аэродинамическим профилем. Такая установка состоит из собственно пропеллерного ветродвигателя с ветроротором 1, установленного в ветроголовке 2 в подшипниках и электрического генератора 3, соединенного с ветродвигателем через редуктор 4 или непосредственно. Ветроголовка устанавливается на мачте 7 с возможностью поворота. Лопасти ветроротора могут поворачиваться вокруг своих осей с целью управления. Ветроголовка расположена на поворотной платформе 5 с электроприводом для ориентирования по ветру. Измерение скорости и направления ветра осуществляется измерительным устройством 6. Горизонтально-осевые установки с пропеллерным ветродвигателем имеют высокий коэффициент использования мощности ветрового потока – теоретически его величина равна 0,59. Практически достигнутые значения коэффициента, однако, не превышают 0,3–0,4. Существенными недостатками такого двигателя является необходимость расположения тяжелого электрического генератора и редуктора в ветроголовке на высоте установки и необходимость ориентирования ветроустановки по ветру.

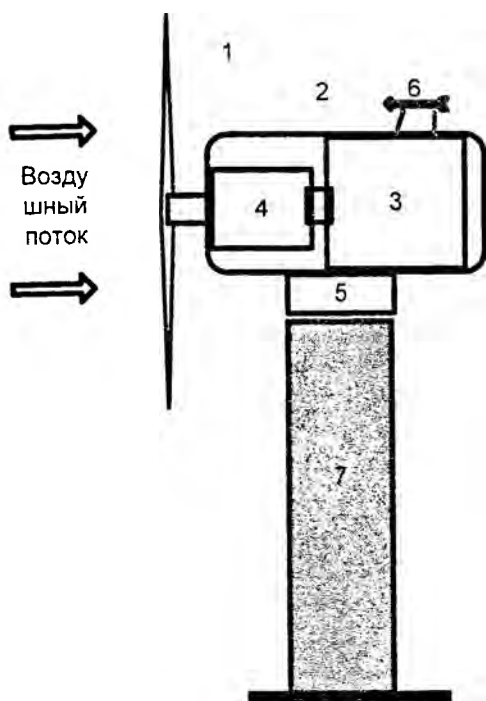


Рисунок 1. Ветроэнергетическая установка с горизонтально-осевым ротором:
1 – лопасти ветродвигателя; 2 – ветроголовка;
3 – электрический генератор; 4 – редуктор;
5 – поворотная платформа с электроприводом;
6 – измерительное устройство; 7 – башня

Ветроэнергетические установки с вертикальной осью находятся в рабочем положении при любом направлении ветра и не требуют ориентирования и позволяют ус-

танавливать генератор внизу (рисунок 2). Недостатки таких установок – большая подверженность усталостным разрушениям из-за возникающих колебательных процессов и пульсация вращающего момента, приводящая к нестабильности выходных параметров генератора, а также низкая эффективность преобразования ветрового потока в установках, использующих силу сопротивления. Установки с вертикальной осью вращения: ротор Савониуса (рисунок 2), ротор Дарье (рисунок 3а), ротор Эванса (рисунок 3б), ротор с откидными пластинами (рисунок 4а), роторная ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Флеттнера (рисунок 4б).

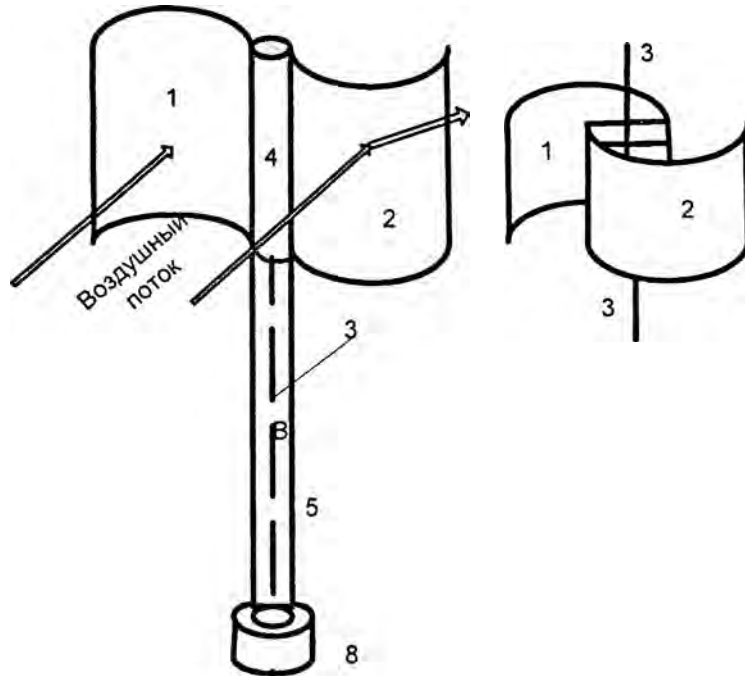


Рисунок 2. Ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Савониуса: 1 и 2 – лопасти, установленные на вращающейся ветроголовке; 3 и 4 – вертикальный вал; 5 – башня; 6 – электрический генератор

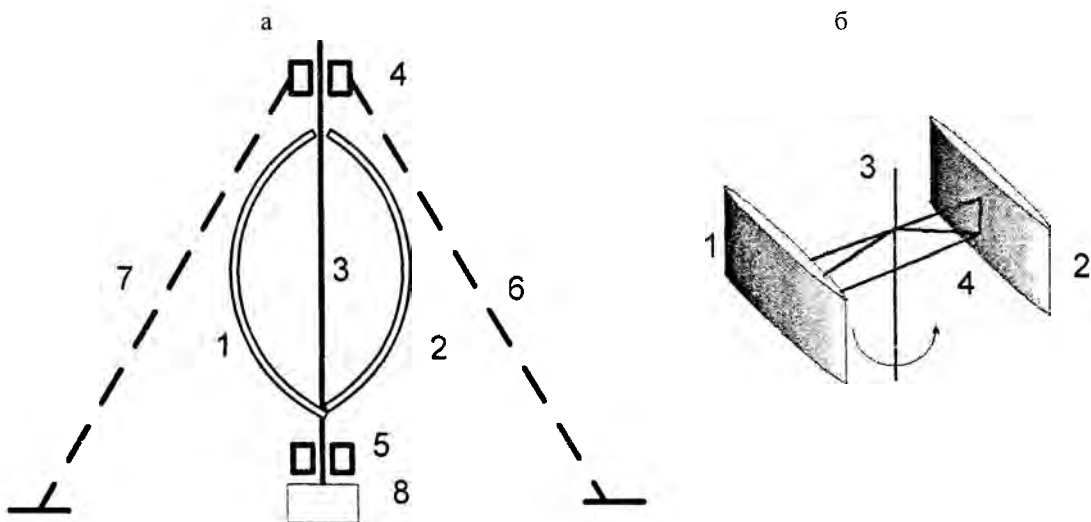


Рисунок 3. а – ротор Дарье: 1 и 2 – лопасти; 3 – вертикальный вал; 4 и 5 – подшипниковые узлы; 6 и 7 – растяжки; 8 – генератор; б – ротор Эванса: 1 и 2 – лопасти; 3 – вертикальный вал; 4 – ось поворота лопастей

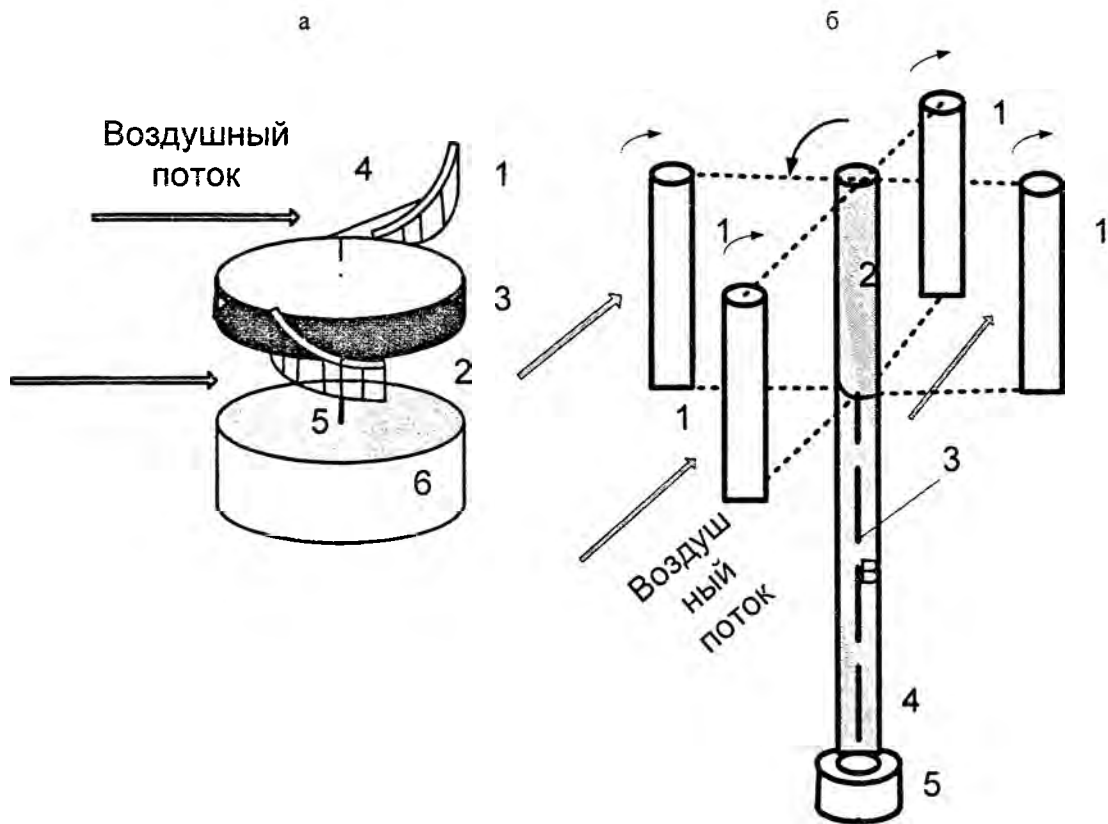


Рисунок 4. а – ротор с откидными пластинами: 1 и 2 – откидные пластины-лопасти; 3 – ветроротор; 4 – пружины; 5 – вертикальный вал; 6 – электрический генератор; б – роторная ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Флеттнера: 1 – лопасти, установленные на вращающейся ветроголовке; 2 и 3 – вертикальный вал; 4 – башня; 5 – генератор

Мощность ветродвигателя, использующего силу сопротивления, определяется исходя из того, что ветровой поток воздействует одновременно на две лопасти. Одна из них оказывает большое сопротивление потоку и является рабочей и вращает ветроколесо, другая обтекаемая тоже оказывает сопротивление потоку, но действует навстречу направлению вращения (рисунок 5).

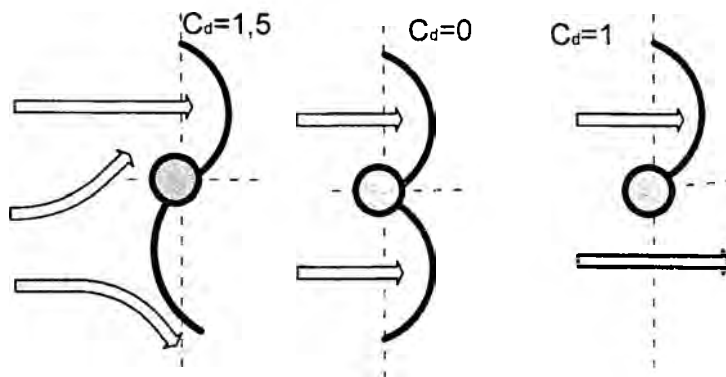


Рисунок 5. К расчету коэффициента мощности вертикально-осевого ветродвигателя

Развиваемая ветроколесом мощность с учетом того, что рабочая поверхность ветроколеса равна половине ометаемой площади

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2},$$

где c_p – коэффициент использования мощности потока

$$c_p = c_d a(1-a)^2.$$

Его максимальное значение соответствует $a = \frac{1}{3}$ и $c_d = 1,5$. Оно равно 0,22 по сравнению с максимальным значением этого коэффициента для горизонтально-осевого пропеллерного ветродвигателя, которое составляет 0,59. Некоторое повышение c_p возможно путем увеличения заполнения площади ветроколеса, применением направляющих аппаратов или одновременным применением силы сопротивления и подъемной силы.

Литература

1. Олешкевич, М.М., Лосяк, Ю.А. Нетрадиционные источники энергии: Учебно-методическое пособие для студентов вузов. – Минск: БГПА, 2001.

УДК 621.313

ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В XXI ВЕКЕ

Жебрик О.З.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент ОЛЕШКЕВИЧ М.М.

Традиционные источники энергии – уголь, газ, нефть, ядерное топливо – во все возрастающих масштабах добываются и сжигаются для получения энергии на электростанциях и на транспорте.

В 1960 году добыча энергоресурсов в мире составила 5 млрд. т у.т.

В 1986 году добыто энергоресурсов более 10 млрд. т у.т., произведено около 10 триллионов кВт·ч электроэнергии, из них в СССР – 1,6 триллиона кВт·ч, в Беларуси 0,035 триллиона кВт·ч (потребление – 0,05 триллиона). На топливосжигающих электростанциях мира произведено 63,7 % энергии, на ГЭС 20,4 %, на АЭС 15,3 %, на Гео-ГЭС, ветроЭС, солнечных ЭС и др. 0,3 %.

В 2000 году добыча энергоресурсов достигла 25 млрд. т у.т., в том числе: 27 % уголь, 35 % нефть (5,5 млрд. т), 13 % газ природный (2 400 млрд. м³), 13 % ядерное топливо – уран, возобновляемые энергоресурсы 12 % (1 т у.т. – это 29,3 МДж/кг, газ – 36 МДж/кг).

Запасы энергоносителей истощаются. По разным оценкам их хватит: газа на 50–100 лет, нефти – на 60–120 лет, угля – на 270–500 лет.

Предполагается, что к 2020 году добыча нефти возрастет до 8,4 млрд. т, а добыча газа – до 3 600 млрд. м³.

Крупнейшие в мире топливосжигающие электростанции:

- Сургутская-2 (СССР) – 4 млн. кВт – природный газ;
- Касима (Япония) – 4,4 млн. кВт – уголь;
- Дрекс (Великобритания) – 4,3 млн. кВт – уголь, дизельное топливо;
- Нантикоук (Канада) – 4 млн. кВт – уголь;
- Экибастузская-1 (Россия) – 4 млн. кВт – уголь.

Крупнейшие атомные электростанции:

- Брюс (Канада) – 7 млн. кВт – 8 реакторов;
- Гравлин (Франция) – 5,7 млн. кВт – 6 реакторов;
- Палюэль (Франция) – 5,4 млн. кВт – 4 реактора;
- Фукусима-1 (Япония) – 4,7 млн. кВт – 6 реакторов;
- Ленинградская (Россия) – 4 млн. кВт – 4 реактора.

Потребность в освоении возобновляемых источников энергии объясняется возрастающим спросом на топливо (особенно на нефть и газ), ростом населения и требований к уровню жизни, а также ухудшающейся экологической обстановкой на планете вследствие сжигания топлива. Важным последствием освоения возобновляемых источников энергии может стать повышение военной безопасности на планете, потому что большинство войн и военных конфликтов 20 и 21 столетий возникали в борьбе за владение энергоресурсами. Население Земли составляет более 6 млрд. человек и возрастает на 2–3 % в год. Население земли составляло: в 1000 году 0,3 млрд. чел., в 1500 – 0,446 млрд., в 1900 – 1,6 млрд., в 1973 – 3,85 млрд., в 1982 – 4,6 млрд., в 2002 – 6 млрд. человек.

Среднее потребление электроэнергии в мире составляет около 2 380 кВт·ч на человека в год (Канада – 18 961 кВт·ч, Швеция – 16 440 кВт·ч, США – 15 000 кВт·ч, Европа – 5 602 кВт·ч, Африка – 960 кВт·ч). Среднее потребление электроэнергии в Беларуси – 3 500 кВт·ч. При средних темпах роста национального дохода 2–5 % ежегодно потребление энергии должно возрастать на 4–8 %. Это достигается в основном развитием традиционной энергетики и особенно атомной, повышением эффективности использования энергии, а также развитием энергетики на возобновляемых источниках энергии.

Человечество старается найти новые источники энергии, которые были бы выгодны во всех отношениях: простота добычи, дешевизна транспортировки, экологическая чистота, восполняемость. Традиционные источники энергии отходят на второй план. Во-первых, из-за непрерывного роста промышленности, как основного потребителя всех видов энергии. Во-вторых, из-за необходимости значительных финансовых затрат на разведку новых месторождений, так как часто эти работы связаны с организацией глубокого бурения (в частности, в морских условиях) и другими сложными и наукоемкими технологиями. И, в-третьих, по экологическим причинам, связанным с добычей и использованием энергетических ресурсов. А человечеству электроэнергия нужна, причем потребности в ней увеличиваются с каждым годом, а ресурсы уменьшаются. В настоящее время в среднем в мире на выработку электроэнергии направляется от четверти до трети всех энергоресурсов. Показатели мирового потребления электроэнергии приведены в таблице 1.

Таблица 1. Показатели мирового потребления электроэнергии

Год	1986	1994	2001	2002	2005	2010	2015
Производство и потребление электроэнергии, трлн. кВт·ч	10	12,3	13,9	14,3	15,5	18,9	21,4

К 2030 году потребление электроэнергии в мире увеличится на 60 %, или на 2,3 % в год. При этом, неравномерность распределения энергии – очень большая. Так, африканские государства отстают от европейских в 11 раз, а от Северной Америки – 18 раз, от США – 25 раз. Поэтому всё большее внимание обращают на атомную энергию и возобновляемые источники энергии.

Атомная энергетика потребляет небольшое количество топлива, но топлива не дешевого. При развитии атомной энергетики сохраняется зависимость от поставщиков топлива и возможности захоронения отходов. Поэтому не стоит забывать о возобнов-

ляемых источниках энергии: энергии ветра, солнечной энергии, энергии биомассы, гидроэнергии рек.

По потреблению электроэнергии 1 место в мире занимают США, затем – Евросоюз. Беларусь занимает 53 место. Данные приведены в таблице 2.

Таблица 2. Потребление электроэнергии по странам

Страна	Потребление электроэнергии 2002 год, млн. кВт·ч	Население млн. чел	Потребление электроэнергии, кВт·ч/чел
Весь мир	14 280 000	6 000,0	2 380
США	3 660 000	244,0	15 000
Европейский Союз	2 661 000	475,0	5 602
Китай	1 630 000	1 300,0	1 254
Япония	971 000	121,0	8 025
Россия	894 300	150,0	5 962
Германия	519 500	73,6	7 058
Индия	510 100	900,0	567
Канада	487 300	25,7	18 961
Франция	414 700	55,7	7 445
Бразилия	351 900	141,4	2 489
Великобритания	337 400	57,0	5 919
Италия	293 900	57,3	5 129
Корея Южная	293 600	41,8	7 024
Испания	218 400	38,9	5 614
Австралия	195 600	15,9	12 302
Мексика	189 700	80,4	2 359
ЮАР	189 400	36,0	5 261
Тайвань	147 400	20,0	7 370
Швеция	138 100	8,4	16 440
Украина	170 000	51,3	3 314
Польша	141 000	38,3	3 681
Беларусь	35 000	10,0	3 500

А важнейшим возобновляемым источником является для нас энергия ветра, так как она экологически чистая и не представляет опасности даже в аварийной обстановке и не требует поставок топлива. А также следует обратить внимание на то, что за последние 20 лет мировое потребление энергии ветра и солнца возросло на 25–30 %. Прежде всего – в Соединенных Штатах, Японии и Западной Европе, которые являются мировыми лидерами, как в области применения возобновляемой энергии, так и в сфере продвижения новых технологий на этом рынке. Быстрый рост альтернативной энергетики в этих странах стал возможным, прежде всего, благодаря законодательной поддержке со стороны государства. Законы, принятые в Европе и США, обеспечивают благоприятные условия для производителей энергии из альтернативных источников. Большинство этих стран ввели налоговые льготы, обязали сетевые компании покупать «чистую» электроэнергию. Не менее важной причиной необходимости освоения альтернативных источников энергии является проблема глобального потепления. Суть ее заключается в том, что двуокись углерода (CO₂), высвобождаемая при сжигании угля, нефти и бензина в процессе получения тепла, электроэнергии и обеспечения работы транспортных средств, уменьшает тепловое излучение поверхности Земли, нагретой

Солнцем и создает так называемый парниковый эффект. По данным Минэнерго США в 2003 году общий объем таких выбросов составил 25 млрд. т, в 2015 году он превысит 33 млрд. т, а в 2030 году – 43,7 млрд. т.

УДК 621.311.019.3

СПОСОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕДОСТОВЕРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕМЕННЫХ

Северин Н.А.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

При наличии взаимных связей между технологическими переменными достоверность измерений последних можно контролировать на основе сравнительного анализа фактических и допустимых невязок уравнений связи.

Исходная система уравнений имеет вид:

$$\sum_{i=1}^m a_{ij}x_i = 0, \quad j = 1, \dots, r, \quad (1)$$

где x_i – неизвестные истинные значения переменных;

a_{ij} – коэффициенты при неизвестных, принимающие значения +1, -1, 0;

m – число переменных;

r – суммарное число независимых и зависимых уравнений связи.

Условия отсутствия недостоверных результатов измерений записывают следующим образом:

$$|\delta_{j \text{ факт}}| \leq \delta_{j \text{ доп}}, \quad j = 1, \dots, r, \quad (2)$$

где фактические невязки уравнений связи определяются подстановкой в систему (1) результатов измерений переменных \bar{x}_i ;

$$\delta_{j \text{ факт}} = \sum_{i=1}^m a_{ij}\bar{x}_i, \quad j = 1, \dots, r,$$

а допустимые невязки уравнений зависят от точности измерительной аппаратуры:

$$\delta_{j \text{ доп}} = \rho_{\Sigma} \sqrt{\sum_{i=1}^m a_{ij}^2 \delta_i^2}, \quad j = 1, \dots, r, \quad (3)$$

где ρ_{Σ} – квантиль;

δ_i – среднеквадратичная погрешность измерительных приборов, определяется

$$\delta_i = \frac{1}{\rho_i} a_i A_i, \quad i = 1, \dots, m, \quad (4)$$

где ρ_i – квантиль;

a_i – класс погрешности измерительных приборов;

A_i – диапазон шкал измерений приборов.

Квантили ρ_{Σ} и ρ_i в формулах (3) и (4) определяют доли отбрасываемых «хвостов», т. е. степень усечённости кривых вероятностей распределения соответственно допустимых невязок уравнений связи и измерений переменных.

Несоблюдение условий (2) является признаком наличия недостоверных результатов измерений. В [1] предложено идентифицировать (локализовать) недостоверные измерения на основе логического анализа присутствия (отсутствия) одних и тех же переменных в уравнениях, удовлетворяющих или же не удовлетворяющим условиям системы уравнений (2). Однако реализация такого подхода в ряде случаев сильно затруднена, поскольку оценки переменных, вводящие в допустимые границы невязки одних уравнений, могут приводить к возникновению новых недопустимо больших невязок в других уравнениях.

Исходя из предположения, что имеют место лишь одиночные отказы датчиков измерений, т. е. наиболее вероятно ошибочное измерение одного датчика, идентифицируем недостоверную переменную по критерию минимума максимального превышения допустимых невязок фактическими при поочередном замещении результатов измерений их оценками:

$$\Phi = \min \max \Delta \delta_{kj} \text{ при } 1 \leq j \leq r, 1 \leq k \leq m, \quad (5)$$

где $\Delta \delta_{kj}$ – превышение допустимых невязок, определяемое как:

$$\Delta \delta_{kj} = \begin{cases} \left| \delta_{kj}^* \text{ факт} \right| - \delta_{j \text{ доп}}, & \text{если } \delta_{kj}^* \text{ факт} > \delta_{j \text{ доп}}; \\ 0, & \text{если } \delta_{kj}^* \text{ факт} \leq \delta_{j \text{ доп}}. \end{cases}$$

Фактические невязки с учетом поочередного замещения результатов измерений \bar{x}_k их оценками \hat{x}_k формируются согласно выражению.

$$\delta_{kj}^* \text{ факт} = a_{ij} \hat{x}_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m a_{ij} \bar{x}_i, \quad j = 1, \dots, r, \quad k = 1, \dots, m.$$

Недостоверными признаются результаты измерений, удовлетворяющие критерию (5). Если выявлены несколько таких переменных, то при предположении о равномерном законе распределения аномально больших (грубых) погрешностей измерений недостоверные результаты полагаются равновероятными. В случае нормального распределения грубых погрешностей недостоверные измерения ранжируются по степени возрастания модулей разностей оценок и измерений переменных $|\hat{x}_k + \bar{x}_k|$, что позволит уменьшить затраты времени на поиск и устранение неисправностей в измерительном комплексе.

Отличительной особенностью измерительных систем с взаимосвязанными переменными является то, что независимых уравнений меньше числа измеряемых величин, поэтому система (1) кроме независимых уравнений содержит зависимые. Последние уравнения облегчают локализацию грубой ошибки в измерениях. Но для измерительных систем большой размерности составление всех возможных зависимых и независимых уравнения является сложной задачей. Для того чтобы точно знать, что в составленной системе уравнений учтены все возможные уравнения, наметим алгоритм их формирования для определения общего числа уравнений в системе. Известно, что зависимые уравнения выражаются через независимые, т. е. перебрав все возможные сочетания независимых уравнений, мы определяем все искомые уравнения.

Общее число уравнений в системе (1) определяется по формуле:

$$r = n_n + n_z, \quad (6)$$

где n_n – число исходных независимых уравнений;

n_z – число зависимых уравнений.

Выразим число зависимых уравнений через число исходных независимых уравнений:

$$n_3 = \sum_{i=2}^{n_H} C_{n_H}^i,$$

где S – число уравнений в системе;

$C_{n_H}^i$ – число возможных сочетаний из n_H по i , которое определяется по [2], как

$$C_{n_H}^i = \frac{n_H!}{i!(n_H - i)!}.$$

Покажем справедливость этой формулы на примере схемы, которая представлена на рисунке 1.

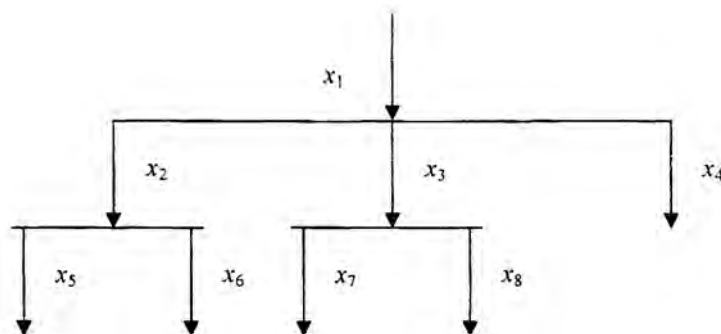


Рисунок 1. Схема функциональных связей

Составим исходную систему независимых уравнений для данной схемы, включив в нее лишь независимые уравнения:

$$\begin{cases} x_1 - x_2 - x_3 - x_4 = 0; \\ x_2 - x_5 - x_6 = 0; \\ x_3 - x_7 - x_8 = 0. \end{cases}$$

Путем ручного перебора всех возможных вариантов составим исходную систему, включающую как независимые, так и зависимые уравнения связи:

$$\begin{cases} x_1 - x_2 - x_3 - x_4 = 0; \\ x_2 - x_5 - x_6 = 0; \\ x_3 - x_7 - x_8 = 0; \\ x_1 - x_5 - x_6 - x_3 - x_4 = 0; \\ x_1 - x_2 - x_7 - x_8 - x_4 = 0; \\ x_1 - x_5 - x_6 - x_7 - x_8 - x_4 = 0; \\ x_2 + x_3 - x_5 - x_6 - x_7 - x_8 = 0. \end{cases}$$

Число сформированных таким образом уравнений совпадает с аналитическим, полученным из формуле (6):

$$r = n_H + n_3 = n_H + C_3^2 + C_3^3 = 3 + \frac{3!}{2! \cdot 1!} + \frac{3!}{3!} = 3 + 3 + 1 = 7.$$

Литература

1. Анищенко, В.А. Надежность измерительной информации в системах электроснабжения. – Минск: БГПА, 2000. – 128 с.
2. Бронштейн, И.Н., Семендяев, К.А. Справочник по математике. – М.: Наука, 1986. – 138 с.

УДК 621.311

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АВТОНОМНОСТЬ ЗДАНИЙ

Михневич О.А.

Научный руководитель – КОЛОСОВА И.В.

Пассивный дом – это солнечный дом, и одной из особенностей его является южная ориентация остекленных фасадов. Окна, занимающие более половины площади южной стены, типичны для пассивного дома, поскольку максимально аккумулируют солнечную энергию для обогрева внутреннего пространства. В традиционных зданиях около половины тепла теряется через стены, почти треть – через окна, немного через крышу и подвал, все остальное – через вентиляцию. В «пассивных» зданиях стены и окна максимально защищены от потерь тепла. Платят обитатели пассивных домов за тепло в 20 раз меньше, чем жильцы обычных домов. Концепция пассивного дома обрела популярность в Германии и Австрии, где построены уже сотни таких домов. При этом их рыночная стоимость почти сравнялась с ценами на обычное жилье.

Для успешного функционирования пассивного дома необходимы несколько условий:

- герметичность здания;
- наличие принудительной вентиляции с теплообменником;
- высокая теплозащита окон.

Все это направлено на максимальное сохранение тепла в помещении. Важнейшей составляющей пассивного дома становится система принудительной вентиляции, оснащенная теплообменником и фильтрами. Обычно дома свободно вентилируются, причем в вентиляционную шахту уходит теплый воздух, а в щели и открытые окна поступает холодный. Принудительная система вентиляции позволяет возратить до 90 % тепла уходящего воздуха. Достигается это посредством установки теплообменника, где и происходит нагревание поступающего свежего воздуха теплом уходящего. При такой системе вентиляции распределение тепла происходит равномерно по всем помещениям дома – как южным, так и северным. Кроме рекуперации тепла, такая система позволяет улучшить гигиенические характеристики воздуха – содержание пыли, бактерий и аллергенов значительно ниже, чем при использовании системы свободной вентиляции. Все эти факторы указывают на экологичность данной системы вентилирования.

Однако более тщательное изучение вопроса показало, что совершенно обойтись без дополнительного источника тепла «пассивный» дом вряд ли сможет. Это касается тех моментов, когда в холодное время года жильцы долго отсутствуют. Тогда, независимо от степени утепления, здание будет остывать. Подогрев воздуха в вентиляции необходим также при недостаточной температуре в помещениях. Обычно в этом качестве выступает газовый котел для подогрева воды. В общих вентиляционных системах используют солнечные коллекторы, которые обеспечивают горячее водоснабжение с марта по октябрь. Существуют и психологические проблемы, связанные, например, с убеждением, что «чистый» воздух должен поступать через открытые форточки или окна.

В Беларуси уже несколько лет следят за опытом западных стран в области сокращения потребления теплоэнергии жилым фондом. Специалисты белорусского института НИПТИС доказали: при новом строительстве 1 м² «пассивного дома» будет обходиться на 3–5 % дороже обычного, а срок окупаемости дополнительных затрат за счет экономии энергии составит 6–8 лет. Однако принудительную систему вентиляции целесообразнее устраивать в новостройках, где нет щелей в стенах, окнах, дверных проемах. Здесь воздухообмен действительно будет происходить через вентиляцию, а система рекуперации тепла сможет возвращать от 60 до 90 % тепла. В зданиях старого типа такие условия обеспечить пока невозможно.

Новая амбулатория с дневным стационаром в д. Занарочь Мядельского района Минской области, открывшаяся 24 октября 2006 года, стала первым в Беларуси энергоэффективным зданием.

При планировании и строительстве амбулатории для уменьшения потребления энергии учитывалось все: и место расположения, и форма корпуса, и зонирование помещений. Благодаря местоположению здание защищено от ветра и частых туманов, максимально открыто солнцу. Для повышения энергоэффективности выбрано наиболее конструктивное строительное исполнение с наименьшим количеством выступов и уступов. При расположении помещений учтены частота их использования и требования к температурному режиму. Одним из важнейших параметров, позволяющих снизить теплопотери через корпус здания, является его теплоизоляция. Для теплоизоляции наружных стен, чердачного перекрытия и перегородок применялись тростниковые плиты (толщина 5 см), изготовленные по немецкой технологии. Являясь хорошо изолирующим строительным материалом, они позволяют избежать мостиков холода в наружных ограждениях. Фасад здания и большие оконные поверхности размещены с южной стороны с целью накопления, особенно в межсезонье, солнечной тепловой энергии, которая включается в энергетический баланс. Чтобы избежать перенагрева здания в теплое время года, предусмотрена летняя теплозащита: солнцезащитные жалюзи, целенаправленная вытяжка теплового воздуха в помещении. Немаловажным фактором энергоэффективности здания является герметичность, поэтому по периметру здание снабжено герметичной обшивкой. Особенно тщательно заделаны швы между стенами и трубопроводом, стенами и окнами. Во избежание отрицательного кислородного баланса, слишком высокой концентрации CO₂ и других вредных веществ, влажности воздуха амбулатория оборудована вентиляционной установкой с рекуперацией тепла. Используемый воздух из помещений фильтруется и пропускается через теплообменник, в котором происходит предварительный подогрев поступающего свежего воздуха до 14–18 °С. Преимущество такой установки по сравнению с вытяжной вентиляцией без рекуперации заключается в возможности точной дозировки количества свежего воздуха для каждого отдельного помещения, предварительного подогрева свежего воздуха независимо от влияния давления ветра снаружи и воздушных потоков внутри здания. Большое значение имеет и эффективность выработки тепловой энергии за счет системы коллекторов, дополняющих теплосеть. Четыре солнечных коллектора, соединенных с бойлером, установлены на крыше амбулатории. Энергия, вырабатываемая гелиосистемой, используется прежде всего для горячего водоснабжения в теплое время года, а ее избыток направляется при необходимости в вентиляционную систему. Кроме того, на крыше смонтирована фотогальваническая установка из 9 модулей общей номинальной мощностью 850 Вт, преобразующая солнечную радиацию в электрический ток. Следует отметить, что в Беларуси это первый случай, когда фотоэлектрическая установка подключена к централизованной электросети для передачи в нее неизрасходованной энергии.

Институтом разработан проект и начато возведение в Минске энергоэффективного панельного здания. В нем предполагается применение названных выше технических решений. Планируется также использовать оконные блоки новой конструкции с термическим сопротивлением выше единицы. По подсчетам ученых, при эксплуатации экспериментального жилья уровень теплопотерь и расход топлива реально снизить более чем в пять раз. Энергоэффективный дом, согласно проекту, будет четырехэтажным и рассчитан на 18 квартир, который появится в районе коттеджной застройки Степянка в Минске.

Таким образом, энергоэффективное здание – это уже не сомнительное будущее, а неизбежное настоящее нашей страны. Не смотря на неполную изученность данного во-

проса, перед нами открываются большие перспективы в развитии нового направления энергетики, которое будет удовлетворять многим современным требованиям.

Литература

1. Основы энергосбережения: цикл лекций / Под ред. Н.Г. Хутской. – Минск: Технология, 1999. – 100 с.
2. Энергия для человека / Под ред. Е. Рылевский. – Польша: KLIMUK, 2003. – 79 с.

УДК 621.313

О ВОЗМОЖНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В БЕЛАРУСИ

Лобусь А.Н.

Научный руководитель – ПРОКОПЕНКО Л.В.

Беларусь в малой степени располагает собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР). Лишь около 15 % потребности страны покрывают собственные ТЭР. Остальные 85 % импортируются, причем в основном из России. При этом в последние годы наблюдается постоянный рост цен на импортируемое топливо и электроэнергию. Этот рост будет иметь место и в дальнейшем, достигнув, в конце концов, уровня мировых цен. Практически единственным не импортируемым источником энергии в Республике Беларусь является ветер. Оценочные расчеты показывают, что ветропотенциал Белоруссии, технически пригодный к использованию, составляет 300–400 млрд. кВт·ч в год [1].

В настоящее время, несмотря на принятое на государственном уровне решение о приоритетном развитии работ по использованию местных видов топлива и возобновляемых источников энергии, эффективность соответствующих разработок и результаты их внедрения не удовлетворяют необходимым требованиям. А одним из эффективных путей реализации указанного решения может стать развитие белорусской ветроэнергетики с учетом опыта ряда стран со сходными климатическими условиями. Мировой практикой определен следующий типологический ряд (типоряд) ветроэнергетических установок: В6, В8, В10, В12 и В15 с номинальной мощностью в диапазоне от 1 кВт до 1,5 МВт. Типоряд ветроустановок по В6, В8, В10 соответствует ветровым климатическим зонам (II, III, IV), характерным для равнинно-холмистой местности Прибалтийско-Черноморского региона, к которому относится также Беларусь – со среднегодовыми фоновыми скоростями ветра по зонам до 3,5; 3,5–4,0; 4,0–4,5 и более 4,5 м/с [2, 3].

По оценкам НПП «Ветромаш», РУП «Белэнергосетьпроект» и Госкомитета по гидрометеорологии в случае применения в Беларуси широко используемых за рубежом ветроустановок с коэффициентом использования энергии ветрового потока (0,25–0,4) континентального базирования технические ветроэнергетические ресурсы Беларуси составляют более 280 млрд. кВт·ч.

Анализ ветроэнергетического кадастра страны показывает, что только в Минской области насчитывается 1 076 таких площадок с распределением среднегодовой скорости ветра 6,8–8,1 м/с на уровне оси ветроколеса относительно уровня земли 55 м. Из них при условии освоения 1 % экономического ветроэнергетического потенциала под первоочередное строительство 945 ветроустановок мощностью не ниже 1 000 кВт приходится 252 строительные площадки – в основном под ветроэнергетические станции. Средне годовая выработка этих ветроустановок в статистическом распределении вре-

мени работы в номинальном режиме от 2 500 до 3 300 часов в год на срок эксплуатации составляет 2 676 млн. кВт·ч. Соответственно среднегодовая экономия топлива составит более 800 тыс. тонн. Положительные результаты эксплуатации ветротехники континентального базирования в сходных с Беларусью климатических условиях позволяют рассчитывать на то, что в нашей стране вполне возможно обеспечить заметные объемы поставок электроэнергии от ветроустановок в электрические сети энергосистемы.

Сроки окупаемости капитальных вложений в ветротехнику сопоставимы со сроками окупаемости малых гидроэлектростанций, парогазовых и газомазутных электростанций и значительно ниже сроков окупаемости угольных, атомных и дизельных электростанций.

Ветроустановки не требуют больших капитальных единовременных вложений, после окончания монтажных работ сразу же начинают вырабатывать энергию, а после исчерпания ресурса работы демонтируются и заменяются новыми. Комиссией по координации использования ВИЭ в АПК при НАН РБ проведен поиск потенциальных производителей отдельных узлов, систем и агрегатов ветроустановок (лопасти, редукторы, электрогенераторы, системы управления и проч.). Серьезную заинтересованность в этом плане выказали Барановичский авиаремонтный и Кобринский инструментальный заводы, «Белкоммунмаш», некоторые частные предприниматели, а также представители сельскохозяйственной отрасли. Надо заметить, что так как среднегодовая скорость ветра составляет 5–7 м/с, то большинство ВЭС зарубежного производства не будут работать, следовательно, надо ориентироваться на отечественного производителя. Среди предприятий стран СНГ серийно выпускает такие установки только одно предприятие в Хабаровске (компания «ЛМВ Ветроэнергетика»), и малые серии производят на Украине в г. Харькове и Киеве. Существует большое количество прогрессивных разработок и опытных образцов, малых ВЭС, которые можно было бы запустить в серийное производство уже сейчас. Одна из таких разработок – ВЭС с вертикально расположенным ротором (WEI Windrotor) имеет уникальные характеристики, может работать при любых направлениях и скоростях ветра, как малых (от 3,5 м/с), так и ураганных. Она проста в установке и техническом обслуживании, поскольку основное оборудование расположено на поверхности земли. Другая разработка, ветроэлектростанция с диффузором (ВЭУД-1), имеет стандартные характеристики при вдвое меньших размерах ветроколеса и сверхнизких скоростях ветра (до 3 м/с). При скоростях ветра 5 м/с она развивает номинальную мощность 1 кВт. Разработан целый ряд этих ВЭС, отличающихся размерами лопастей и величиной мощности (от 0,25 до 10 кВт). Заявленная стоимость киловаттной установки – 1 500 долл.

С начала развития ветроэнергетики возникали вопросы об экологии ВЭУ [4]. Особенно опасны в этом отношении агрегаты небольшой мощности до сотни киловатт, характеризующиеся высокой частотой вращения лопастей, что служит препятствием для прямого пролета птиц. С увеличением мощности ВЭУ падает и частота вращения, в настоящее время частота вращения установки мощностью 1–2 МВт составляет от 10 до 30 об/мин, а у ВЭУ 3–4,5 МВт – 8–14 об/мин. По этому поводу есть утверждение, что ВЭУ для птиц значительно менее опасны, чем высоковольтные линии электропередач.

В целом ВЭУ не слишком шумные машины по сравнению с другими механизмами соизмеримой мощности. Шум обычно представляет проблему, но он значительно снижен за счет применения «тихих» редукторов, подъема основного оборудования на значительную высоту и применения звукоизолирующих материалов в гондоле. Уровень шума зависит от формы лопастей, взаимодействия воздушных потоков с лопастями и башней, от формы кромки лопасти, от формы кончиков лопастей, от типа регулирования ВЭУ (поворотной-лопастная или без поворота лопастей), от условий турбулентности воздуха.

ВЭУ должны располагаться на таком расстоянии от жилых домов, чтобы шум не превышал допустимые нормы; уровень шума работающей ВЭУ до 45 дБ в дневное время, 35 дБ ночью.

Данное расстояние по результатам исследований должно составлять примерно 300 м.

Таким образом, можно сделать вывод, что в нашей стране развитие ветроэнергетики является не только возможным, но и экономически целесообразным направлением развития энергетики.

Литература

1. Лаврентьев, Н.А., Жуков, Д.Д. Белорусская ветроэнергетика – реалии и перспективы // Энергия и менеджмент. – 2002. – № 3. – С. 12–17.
2. Методические указания по обоснованию и разработке схемы размещения площадок под ветроэнергетические установки на территории Республики Беларусь / НИР № 12488. Руководитель к.т.н. Пекелис В.Г. – Минск: НИПИ «Белэнергосетьпроект», 1995
3. Формирование информационного банка данных по ветроэнергетическому потенциалу в зонах предполагаемого внедрения ветроустановок / НИР № 06.4.1. Руководитель к.т.н. Шадурский Г.П.; ГНТП тема «Жилищно-коммунальное хозяйство». – Минск: НППП «Ветромаш», 1998.
4. Сергеев, Г.С. Современный ветропарк: аргументов против почти не осталось // Чистая энергия. – 2006. – № 1. – С. 26–29.

УДК 621.313.2:629.113.62

КРИВЫЕ НАМАГНИЧИВАНИЯ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И ИХ АППРОКСИМАЦИЯ

Равино В.В., Сацукевич В.Н., Галямов П.М.

Введение. Динамическая нагруженность трансмиссий троллейбусов в значительной степени определяется характером протекания переходного процесса трогания.

За весь пробег троллейбуса до списания, установленный в 600 тыс. км, процессы трогания повторяются более $6 \cdot 10^5$ раз. При этом в трансмиссии возникают динамические нагрузки, приводящие к снижению срока службы зубчатых колес главной передачи троллейбуса, средний срок службы которых для троллейбуса модели ЗИУ-9В составляет 45 тыс. км [1]. Таким образом, в существующих троллейбусах процесс трогания протекает неудовлетворительно с точки зрения динамической нагруженности трансмиссии и нуждается в корректировке.

Постановка задачи. Характер переходного процесса в силовом агрегате автотранспортных средств определяется характеристиками двигателя и системы управления им [2]. Следовательно, снижать динамическую нагруженность трансмиссии троллейбуса при трогании возможно путем синтеза рациональных законов управления крутящим моментом тягового электродвигателя в этот период. Решением поставленной задачи могла бы стать система автоматического управления крутящим моментом тягового электродвигателя, однако она сложна в реализации. Поэтому на троллейбусах используют электропривод с обратной связью по току якоря тягового электродвигателя. При этом автоматически поддерживается ток якоря тягового электродвигателя на заданном уровне при изменении скорости троллейбуса с нуля вплоть до выхода тягового электродвигателя на естественную характеристику за счет увеличения напряжения, подводимого к якорной цепи. Т. к. в этот период разгона троллейбуса выбирается окружной люфт трансмиссии, то для исследования переходного процесса трогания доста-

точно ограничиться рассмотрением процессов, происходящих до выхода тягового электродвигателя на естественную характеристику, и не рассматривать последующее ослабление поля. На этом этапе разгона водитель имеет возможность задать любой пусковой ток, а также темп его нарастания [3]. При недостаточной квалификации водителя возможно скачкообразное задание максимального тока и резкий рывок троллейбуса. Поэтому на современных троллейбусах сигнал с датчика положения ходовой педали подается на систему автоматического регулирования тока якоря через задатчик интенсивности, который формирует необходимую плавность движения троллейбуса за счет формирования линейного закона нарастания тока якоря тягового электродвигателя при разгоне до значения, заданного водителем [4]. Но линейная характеристика задатчика интенсивности не является оптимальной с точки зрения процесса выборки окружного люфта при трогании, т. к. при этом по мере роста окружного люфта трансмиссии растет крутящий момент двигателя, при котором люфт выбирается, что увеличивает динамическую нагруженность трансмиссии по мере ее эксплуатационного износа.

Поиск оптимальных законов нарастания тока якоря тягового электродвигателя целесообразно вести на комплексной математической модели «система управления – двигатель – трансмиссия», где система управления моделируется как источник тока, ток которого нарастает при трогании в соответствии с характеристикой задатчика интенсивности. Поскольку при разгоне троллейбуса с нуля до естественной характеристики тягового электродвигателя ток якоря и крутящий момент последнего увеличиваются монотонно, то моделирование выполняется без учета гистерезисных явлений в магнитной системе, а связь между магнитным потоком и током возбуждения представляется посредством кривой намагничивания, а не полной петли гистерезиса.

В литературе кривые намагничивания тяговых электродвигателей приводят в графической форме. На рисунке 1 [5] показаны кривые намагничивания тяговых электродвигателей электропогрузчика (1), автомобиля БелАЗ с электротрансмиссией (2) и троллейбуса (3).

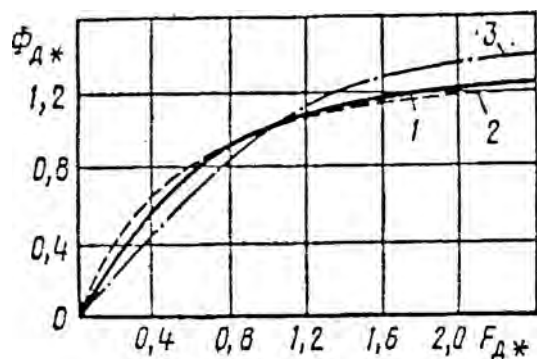


Рисунок 1. Кривые намагничивания

Однако для компьютерного моделирования динамики троллейбуса кривую намагничивания необходимо представить в аналитическом виде. При этом наибольшие затруднения вызывает перевод графически заданных кривых в табличную форму.

Аппроксимация кривой намагничивания осуществлялась с помощью программного пакета GetData, где автоматически были получены координаты ста точек графика. Затем эта зависимость аппроксимировалась с помощью пакета Advanced Grapher, где также рассчитывался критерий R^2 , характеризующий степень близости табличной и функциональной кривых. Было установлено, что наиболее точную аппроксимацию ($R^2 = 0,999$) дает полином шестой степени вида

$$\Phi^* = -0,0291693(F^*)^6 + 0,19309(F^*)^5 - 0,404478(F^*)^4 + \\ + 0,230369(F^*)^3 - 0,177845(F^*)^2 + 1,19443F^*.$$

Приведенное выражение использовалось при моделировании работы тягового электродвигателя при трогании. На основе математической модели синтезирован закон управления крутящим моментом тягового электродвигателя троллейбуса при трогании, обеспечивающий уменьшение максимального динамического момента в трансмиссии на 10–20 % по сравнению с существующим в зависимости от величины ее окружного люфта.

Литература

1. Карманов, К.Н. Диагностирование ведущих мостов троллейбусов ЗИУ–9В // Автомобильная промышленность. – 1999. – № 12. – С. 18–19.
2. Захарик, Ан.М., Захарик, Ю.М. Многоструктурный закон управления трансмиссией автотранспортных средств // Вестник машиностроения. – 2007. – № 3. – С. 41–44.
3. Ефремов, И.С., Косарев, Г.В. Теория и расчет троллейбусов (электрическое оборудование): в 2 ч. Ч. 2. – М.: Высшая школа, 1981. – 248 с.
4. Бычко, О.В. Белорусский троллейбус – новые технические решения // Металл-инфо. – 2005. – № 11. – С. 28–30.
5. Электрические трансмиссии пневмоколесных транспортных средств / И.С. Ефремов [и др.]. – М.: Энергия, 1976. – 256 с.

УДК 621.311.16

ВОПРОСЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 6–10/0,4 КВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Трушников А.Л.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РАДКЕВИЧ В.Н.

Одним из способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах напряжением 6–10/0,4 кВ систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий является отключение части малозагруженных трансформаторов в периоды снижения электрической нагрузки. Однако помимо величины нагрузки при этом следует учитывать ряд дополнительных параметров.

Организацию постоянного контроля и управления работой трансформаторных подстанций (ТП) промышленных предприятий можно осуществлять двумя путями: расширением функциональных обязанностей персонала энергетических служб, что может потребовать привлечения дополнительных работников, или внедрением автоматизированной системы управления работой трансформаторных подстанций. На наш взгляд, более предпочтительным является второй путь. В таком случае целесообразно использовать систему автоматизации на базе промышленного компьютера, на котором постоянно будет исполняться управляющая программа, реализующая алгоритм управления количеством включенных в работу трансформаторов.

Применение уже установленных микропроцессорных устройств защиты активно способствует внедрению на практике описанного способа снижения потерь активной мощности и энергии, так как эти устройства содержат в себе функции измерения токов и напряжений, а некоторые даже температуры. Устройства имеют мощные коммуникационные способности, вследствие чего можно их использовать как часть программно-аппаратного управляющего комплекса, предназначенного для автоматизации управле-

ния подстанцией и снижения потерь электроэнергии путем отключения малозагруженных силовых трансформаторов.

Алгоритм принятия решения на отключение или включение трансформаторов для систем электроснабжения должен учитывать предысторию работы силового трансформатора, т. е. предшествующие электрические нагрузки, отработанное время, фактический износ.

Для алгоритмизации процесса управления ТП требуются следующие исходные данные:

- междуфазное напряжение U_1 и ток I_1 стороны высшего и низшего напряжений ТП в комплексной форме;
- частоту питающего напряжения;
- информация о положении коммутационных аппаратов;
- температура верхних слоев трансформаторного масла.

На основе перечисленных данных с помощью микропроцессорной техники можно определить следующие параметры:

- активную, реактивную и полную мощности, потребляемые трансформатором по стороне высшего напряжения;
- активную, реактивную и полную мощности нагрузки ТП на стороне низшего напряжения;
- гармонические составляющие или коэффициент несинусоидальности тока нагрузки;
- фактические потери активной мощности и энергии за заданный период времени;
- фактический относительный износ изоляции трансформатора.

При имеющихся исходных данных реальный коэффициент загрузки трансформаторов вычисляется как

$$\beta = \frac{U_2 I_2}{U_{2 \text{ ном}} I_{2 \text{ ном}}},$$

где $U_{2 \text{ ном}}$ и $I_{2 \text{ ном}}$ – номинальные вторичное напряжение и ток трансформатора соответственно.

Текущий относительный износ изоляции определяется по выражению:

$$F_i = F_{i-1} + \Delta F,$$

где F_i – суммарный относительный износ изоляции трансформатора во время i -го периода осреднения;

F_{i-1} – значение суммарного относительного износа изоляции трансформатора во время предыдущего периода осреднения;

ΔF – относительный износ за рассматриваемый период осреднения,

$$F_{ji} = \frac{\Delta t_j}{T} 2^{\frac{\Theta_{\text{ннт } j} - \Theta_{\text{ннт } б}}{\Delta}},$$

Δt_j – период осреднения;

T – расчетный срок службы трансформатора, относительный износ при котором равен 1,0;

$\Theta_{\text{ннт } j}$ – температура наиболее нагретой точки обмотки в данном периоде осреднения;

$\Theta_{\text{ннт } б}$ – базовая условно постоянная температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой скорость расчетного износа витковой изоляции соответствует сроку службы трансформатора, условно принятому за единицу;

Δ – температурный интервал, при изменении на который температуры наиболее нагретой точки обмотки расчетный износ витковой изоляции изменяется в два раза, принимается $\Delta = 6$ °С, если нет других значений, определяемых из характеристик витковой изоляции «температура – срок службы».

Существуют выражения для расчета рабочих температур трансформатора [1], однако, если имеется возможность непосредственного измерения температуры, то ее следует использовать. Это позволит повысить точность результатов расчета по программе, реализующей алгоритм управления и получить наиболее реальное значение относительного износа изоляции трансформатора.

Вычисления коэффициента искажения синусоидальности кривой тока основываются на выделении из дискретных отсчетов по кривой тока, полученных от аналого-цифровых преобразователей (АЦП), амплитуд гармонических составляющих с помощью дискретного преобразования Фурье. Коэффициент гармоник рассчитывается по формуле, аналогичной формуле для расчета коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, устанавливаемой ГОСТ 13109-97 [2]:

$$K_{\Gamma} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n I_k^2}}{I_1} 100 \%,$$

где n – число учитываемых гармоник;

k – номер гармонической составляющей.

В соответствии с [3] допустимый коэффициент загрузки снижается с увеличением гармонических искажений кривой тока нагрузки. Таким образом, при определении числа работающих трансформаторов также следует учитывать и коэффициент гармоник.

Информация о положении коммутационных аппаратов дает возможность оценки частоты коммутаций трансформатора. Следует отметить, что частые коммутации могут оказать неблагоприятное влияние на силовые трансформаторы. Это связано с тем, что при включении трансформатора под напряжение возникает бросок тока намагничивания, который может достигать 5–7-ми кратного значения относительно номинального. Такой ток вызывает повышенные электродинамические воздействия на обмотки. Отключение первичных обмоток трансформаторов на холостом ходу или небольшой индуктивной нагрузке может вызвать опасные для электрооборудования коммутационные перенапряжения, которые приводят к срабатыванию вентильных разрядников. Количество отключений и включений силовых трансформаторов в течение определенного периода эксплуатации производителями электротехнической продукции не ограничивается. Однако число коммутаций в процессе эксплуатации должно быть разумным. По данным [4] некоторые производители считают возможным систематические отключения силовых трансформаторов на выходные дни (около 50 коммутаций в год). Перечисленные факторы не являются основными при управлении работой трансформаторных подстанций, однако, на наш взгляд, их также следует учитывать. Сложность и трудоемкость некоторых расчетов лишь подчеркивает необходимость применения средств автоматизации на базе микропроцессорных устройств.

Для практической реализации показанного алгоритма управления работой трансформаторных подстанций СЭС промышленного предприятия необходимо использовать уже существующее и дополнительно устанавливаемое оборудование. Как было отмечено выше, целесообразно использовать уже установленные устройства микропроцессорной защиты. В таком случае, они помимо основных функций, с заданной периодичностью передают на персональный компьютер, исполняющий основной алгоритм управления трансформаторной подстанцией, информацию о токах и напряжении на стороне 6–10 кВ трансформатора. К дополнительно устанавливаемому оборудованию относятся:

ся: персональный компьютер промышленного исполнения, измерительные преобразователи напряжения и тока на стороне 0,4 кВ трансформатора и сетевые устройства, позволяющие соединить ПАУК всех трансформаторных подстанций в единую сеть.

Выводы

1. При внедрении средств автоматизации, способствующих повышению эффективности использования силовых трансформаторов в сетях 6–10 кВ промышленных предприятий, следует использовать установленное оборудование, например, системы микропроцессорных защит, что позволит сократить капитальные вложения на внедрение систем автоматизированного управления трансформаторными подстанциями.

2. При разработке алгоритмов управления трансформаторными подстанциями промышленных предприятий следует в качестве входной информации использовать максимальное возможное количество измерительной информации для получения наиболее гибкой и качественной оптимизации использования установленных силовых трансформаторов.

Литература

1. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. 01.07.85. – М.: Издательство стандартов. 1985. – 30 с.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Шишкин, С.А. Оптимизация нагрузки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ при наличии низковольтных источников высших гармоник // *Электрика*. – 2006. – № 6. – С. 24–28.
4. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.

УДК 621.316

ИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ 110/10(6) КВ

Дроздов И.В.

Оборудование части подстанций Белорусской энергосистемы полностью исчерпало свой не только физический, но и моральный ресурс. Это подстанции, которые были введены в работу в 50–60-е годы XX века. Замена оборудования этих подстанций входит в долгосрочные планы развития энергосистемы. В основном планируется на таких подстанциях реконструкция закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10(6) кВ с заменой устаревших ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) на современные с вакуумными выключателями. Так же планируется частичная или полная замена оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ) 110(35) кВ, прежде всего связанная с заменой высоковольтных масляных выключателей напряжением 110 кВ на элегазовые и напряжением 35 кВ на вакуумные.

На подстанциях, введённых в работу в 70–80-х годах XX века проводимые реконструкции связаны прежде всего с заменой морально устаревшей схемы «отделитель-короткозамыкатель». Отделитель 110 кВ заменяется на элегазовый выключатель с разъединителем. В ЗРУ 10(6) кВ производится частичная реконструкция, которая заключается в пристыковке к сборным шинам через переходные ячейки новых типов КРУ с вакуумными выключателями или замена только выкатного элемента КРУ с масляным выключателем на вакуумный.

Замена схемы «отделитель-короткозамыкатель» на элегазовый выключатель 110 кВ значительно повышает надёжность электроснабжения потребителей и работы

оборудования части энергосистемы. Это связано прежде всего с тем, что при развитии аварии на одном присоединении одной из подстанций отпадает необходимость создания искусственного короткого замыкания короткозамыкателем на линии электропередач (ЛЭП) 110 кВ, питающей другие подстанции энергосистемы.

На подстанциях, введённых в работу в конце XX – в начале XXI века оборудование устанавливалось по последнему слову техники.

Единственной проблемой эксплуатации вакуумных выключателей является сравнительно небольшой ресурс вакуумной дугогасительной камеры, замена которой требуется уже после нескольких десятков отключений коротких замыканий.

Проблемы возникают и при эксплуатации ограничителей перенапряжений (ОПН) 110 кВ с полимерной изоляцией. Причиной повреждений являются прежде всего недопустимая ветровая нагрузка на ОПН, неправильно выбранные на уровне проектирования номинальные параметры ОПН, а также негерметичность полимерной изоляции. Альтернативным решением может быть установка ОПН с фарфоровой изоляцией.

Опыт эксплуатации электрооборудования распределительных устройств подстанций показывает, что наиболее повреждаемым элементами являются опорно-стержневые изоляторы (ОСИ) в составе разъединителей 110 кВ и концевые кабельные разделки 10(6) кВ в ячейках КРУ типов К-ХII и К-XXVI.

Эти характерные повреждения очень сильно влияют на снижение надёжности работы не только отдельно взятого предприятия распределительных сетей, но и на надёжность всей энергосистемы.

При повреждении опорно-стержневых изоляторов 110 кВ создаётся вероятность отключения не только трансформатора и самой подстанции, но и всей ЛЭП 110 кВ, питание от которой получают ещё несколько других подстанций, поскольку схема питания подстанций в основном является магистральной. Повреждение ОСИ связано прежде всего с некачественной технологией производства таких изоляторов. Срок работоспособности ОСИ рассчитан на 20–25 лет, но значительный рост их повреждаемости наблюдается уже после 10–15 лет эксплуатации.

На сетевом предприятии Минские кабельные сети проводятся работы по снижению вероятности отключения потребителей при повреждении ОСИ 110 кВ, связанные с установкой устройства, так называемого «хомута», препятствующего падению изоляторов при изломе. Стоимость такого устройства значительно меньше, чем установка дополнительного удерживающего изолятора.

При повреждении концевой кабельной разделки 10(6) кВ в ячейках КРУ типов К-ХII и К-XXVI отключается не только повреждённый участок (фидер), но и отключается вся секция сборных шин 10(6) кВ, на которой находятся от 10 до 25 присоединений, что очень сильно влияет на надёжность питания потребителей 1-й и 2-й категорий. Это связано с конструктивными особенностями ячеек типов К-ХII и К-XXVI: возникающая в повреждённой кабельной разделке электрическая дуга не имеет препятствий для попадания на сборные шины, в результате чего происходит дальнейшее перекрытие междупазного расстояния сборных шин по воздуху.

Решение такой проблемы состоит в отказе от использования концевых кабельных муфт 10(6) кВ, находящихся непосредственно в ячейках КРУ, и переносом их в кабельный подвал (полуэтаж). Переход между концевой кабельной муфтой 10(6) кВ и ячейкой КРУ выполняется однофазными кабелями 10(6) кВ. Альтернативой является ещё и полная замена ячеек КРУ типов К-ХII и К-XXVI на современные ячейки КРУ с вакуумными выключателями.

При эксплуатации высоковольтных вводов 110 кВ типа ГМТА 70–80-х годов выпуска возникает вероятность его разрушения во время работы. Это связано прежде всего с выработкой срока службы изоляции вводов. В энергосистеме принимаются меры

для снижения вероятности возникновения этих повреждений, связанные прежде всего с планово-предупредительной заменой этих вводов на вводы с твёрдой изоляцией.

Моральное и физическое старение основного и вспомогательного оборудования подстанций является важной проблемой для всей энергосистемы, которую необходимо решать в кратчайшие сроки в первую очередь для безаварийного электроснабжения потребителей электроэнергии, безопасности обслуживающего персонала, а также для соответствия энергосистемы современному уровню научно-технического прогресса.

Секция 4. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

УДК 621.438 + 621.311.22

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Гумашевский В.П., Бурый Ю.Э.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

В последнее десятилетие в энергетике Беларуси начали применять газотурбинные и парогазовые установки. Хотя опыт освоения парогазовых технологий в Беларуси не вполне удачен, в условиях преимущественного использования газового топлива именно такие установки обеспечивают наибольшую эффективность топливоиспользования при сравнительно меньших капитальных вложениях и более высоких экологических характеристиках [1–4].

Ведущими зарубежными фирмами разработаны мощные и экономичные ГТУ для прямого привода электрогенераторов: максимальная единичная мощность установок достигла к настоящему времени 300 МВт; КПД при автономной работе – 36–38 %, а в многовальных ГТУ, созданных на базе авиационных двигателей с высокими степенями повышения давления, приближается к 40 %. Осваиваются начальные температуры газов 1 300–1 500 °С и степени повышения давления в компрессоре до 20–30.

Таким образом, экономичность современных одноцелевых ГТУ практически достигает экономичности традиционных паротурбинных установок (таблица 1).

Таблица 1. Параметры работы ГТУ зарубежных производителей в условиях ISO 2314*

Марка ГТУ	Производитель	Мощность**, МВт	КПД, %	Расход газов, кг/с	Температура газов, °С
SGT5-4000F	Siemens	265	38,5	645	581
GT26	Alstom	265	38,2	561,6	640
PG9351(FA)	GE	255,6	36,5	624	609
701F	Mitsubishi	270,3	38,23	651	585,8

Примечание: * – Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 год;

** – Мощность ГТУ представлена по данным 2006 года

Большая часть ГТУ мощностью менее 25–30 МВт создана на базе или по типу авиационных или судовых газотурбинных двигателей.

При мощности более 50 МВт ГТУ проектируются специально для электростанций и выполняются одновальными, с умеренными степенями повышения давления и достаточно высокой температурой отработавших газов, что позволяет с большей эффективностью использовать их теплоту. Для уменьшения размеров и стоимости и повышения экономичности ГТУ мощностью 50–80 МВт выполняют высокооборотными с приводом электрического генератора через редуктор.

Разработаны ГТУ с промежуточным подводом теплоты в дополнительной кольцевой камере сгорания. Конструктивное исполнение камеры сгорания не существенно усложняет конструкцию и эксплуатацию установки, однако приводит к значительному повышению ее экономичности и температуры уходящих газов.

Основным охладителем в ГТУ является цикловой воздух, который отбирается за соответствующими ступенями компрессора и, нагретый в охлаждаемых деталях, сбрасывается в проточную часть. Разрабатываются системы парового и водяного охлаждения, позволяющие еще более повысить показатели работы установок.

В ГТУ освоено «малотоксичное» сжигание газового топлива. При работе на предварительно подготовленной гомогенной смеси газа с воздухом при больших избытках воздуха ($\alpha \approx 2$) и сравнительно невысокой (1 500–1 550 °С) температурой факела образование NO_x удается ограничить 20–50 мг/м³ (при 15 % кислорода в уходящих газах) с обеспечением высокой полноты сгорания (концентрация СО менее 50 мг/м³).

Детали турбины и камеры сгорания, омываемые высокотемпературными газами и испытывающие большие механические нагрузки, изготавливают из сложнолегированных сплавов на основе никеля. В крупных ГТУ начато применение монокристаллических и получаемых направленной кристаллизацией лопаток, позволяющих заметно улучшить их механические свойства.

Наиболее горячие детали защищают покрытиями, которые препятствуют коррозии и снижают температуру основного металла.

В современных энергетических ГТУ большой мощности температура отработавших в турбине газов достигает 580–640 °С (таблица 1). Этого достаточно для того, чтобы построить паросиловой цикл на высокие и даже сверхвысокие параметры пара, в том числе с промперегревом. При этом КПД комбинированных парогазовых установок может достигать 55–58 %, что в настоящее время уже реально получено (таблица 2).

Таблица 2. Показатели ПГУ, построенные на базе современных ГТУ*

Марка ГТУ	SGT5-4000F	GT26	PG9351(FA)	701F
Температура уходящих газов, °С	93,8	86,4	90,3	93,2
Тепловосприятие котла-утилизатора, МВт	533,9	558,1	565,7	547,7
Мощность ПТУ брутто, МВт	250,5	255,2	261,9	256,3
Мощность ПГУ нетто, МВт	776,5	780,8	768,8	792,8
КПД энергоблока нетто, %	56,4	56,3	54,9	56,1
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	218,1	218,6	224,1	219,4

Примечание: * – Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 год

В энергетике применяются различные сочетания газовых и паровых турбинных циклов. Среди них наибольшей экономичностью и распространением характеризуются утилизационные бинарные установки, в которых топливо подводится только в камере сгорания ГТУ. В котлах-утилизаторах, устанавливаемых за газовой турбиной за счет теплоты сбросных газов, вырабатывается пар, работающий затем в паровой турбине.

При этом для повышения эффективности топливоиспользования в схемах современных ПГУ применяются двух- и даже трехконтурные котлы-утилизаторы.

Бинарные ПГУ выполняются по принципу моноблока (одна ГТУ с котлом-утилизатором, работающие на одну паровую турбину) или дубльблока (две ГТУ с собственными котлами-утилизаторами, работающие на одну паровую турбину). В первом случае возможна одновальная компоновка парогазовой установки.

Удельная выработка электроэнергии на теплофикационных утилизационных ГТУ и ПГУ превышает величину этого показателя для паротурбинных ТЭЦ в 1,5–2,5 раза, что позволяет достигать больших значений экономии топлива в энергосистеме [4, 5].

Капитальные вложения в оборудование ГТУ иллюстрируется данными рисунка 1. Здесь сплошной линией представлены примерные значения удельной стоимости ГТУ (средние цены мирового рынка) по данным справочника Gas Turbine World 2000–2001 Handbook (у.е. соответствует доллару США). Точками показаны стоимости нескольких ГТУ производителей ближнего и дальнего зарубежья.

При этом по данным GAS TO POWER – EUROPE. International Gas Union / Energy Delta Institute and The Clingendael Institute, March 2006 удельная стоимость ПГУ составляет 500–700 у.е. на кВт (таблица 3).

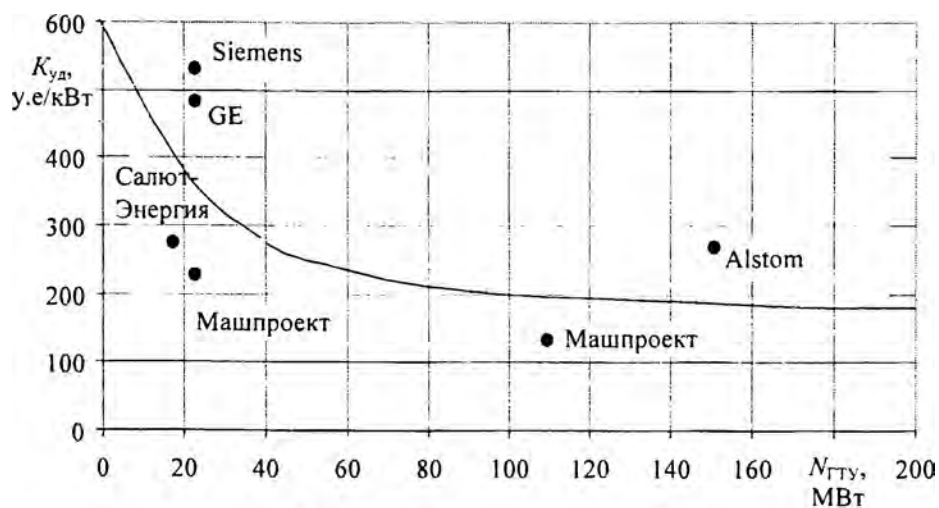


Рисунок 1. Удельная стоимость ГТУ

Таблица 3 Удельные капиталовложения $K_{уд}$ и электрический КПД разных типов станций по данным различных организаций

Показатель	Наименование организации			
	EIA	MINIFI	Univ. Essen	ECN
Угольные электростанции				
КПД, %	36,7	43–44	38,6	45,4
$K_{уд}$, у.е./кВт	1300	1750	1025	1500
Парогазовые станции				
КПД, %	53	57,1	55	58,5
$K_{уд}$, у.е./кВт	500	657,5	525	675
АЭС				
КПД, %	32,8	36,1		
$K_{уд}$, у.е./кВт	2000	2078,75		2312,5

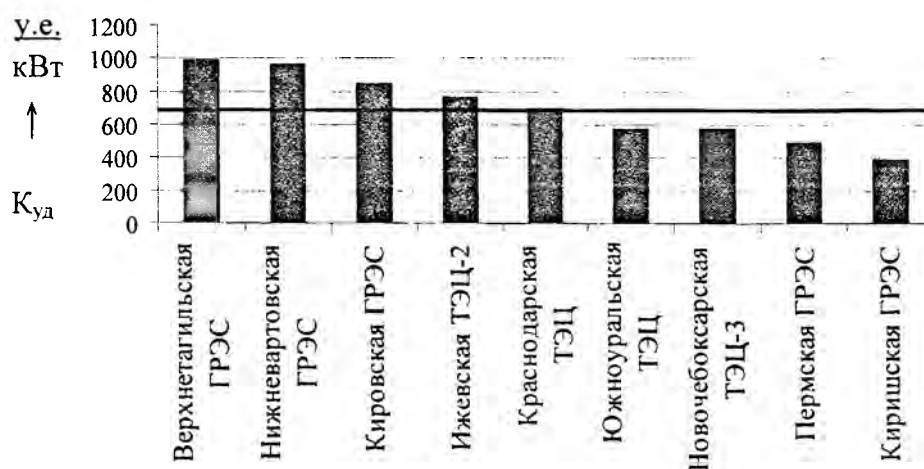


Рисунок 2. Удельная стоимость ПГУ в РФ

По данным доклада финансового директора ОАО РАО «ЕЭС России» С.К. Дубинина (2006 год) удельная стоимость ПГУ в Российской Федерации колеблется от примерно 400 у.е./кВт для ПГУ-750 Киришской ГРЭС (надстройка энергоблока 300 МВт) до почти 1 000 у.е./кВт для ПГУ Верхнетагильской ГРЭС. При этом средний уровень составляет около 700 у.е./кВт (рисунок 2).

Это ниже удельной стоимости паротурбинных ТЭС и тем более АЭС (таблица 3).

Очевидно, реконструкция ТЭС требует меньших капиталовложений, чем строительство новых электростанций. Для примера удельная стоимость основного оборудования ПГУ-230, выбранной для реконструкции Минской ТЭЦ-3, не превышает 300 у.е./кВт.

С учетом всего сказанного можно с уверенностью утверждать, что внедрение современных экономичных и надежных ГТУ и ПГУ (что является ведущей тенденцией развития энергетики стран дальнего и ближнего зарубежья) отвечает насущным потребностям теплоэнергетической отрасли Беларуси.

Литература

1. Цанев, С.В., Буров, В.Д., Ремезов, А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 550 с.
2. Состояние и перспективы развития парогазовых установок в энергетике России / Фаворский О.Н., Длугопольский В.И., Петреня Ю.К. и др. // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–8.
3. Ольховский, Г.Г. Разработки перспективных энергетических ГТУ // Теплоэнергетика. – 1996. – № 4. – С. 66–69.
4. Герасимов, В.В., Качан, А.Д. Об эффективности использования в энергетике Беларуси утилизационных ГТУ и ПГУ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1993. – № 7–8. – С. 43–45.
5. Читашвили, Г.П. Сравнительный анализ эффективности паротурбинных и газотурбинных ТЭС // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 58–61.

УДК 621.311/22

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗОК

Кунцевич Д.И., Сачков А.А., Угальников А.С.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор КУЛАКОВ Г.Т.

Износ основных производственных факторов в энергетической системе Беларуси в настоящее время достаточно высок (около 60 %). В связи с этим актуальной становится проблема существенного улучшения качества регулирования основных технологических параметров энергоблоков, работающих в широком диапазоне изменения нагрузок (для газомазутных котлоагрегатов – 30–100 %). Решение этой проблемы позволит повысить не только надежность работы энергетического оборудования, продлить его срок службы, но и улучшить экономические показатели энергоблока (уменьшить расход условного топлива на производство единицы электрической энергии), а также уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу за счет оптимизации процесса горения.

Вместе с тем с уменьшением нагрузки энергоблока динамические характеристики основных технологических параметров существенно ухудшаются.

Так, например, у динамических характеристик по температуре перегретого пара за котлом при скачкообразном регулирующем воздействии при 30 % нагрузке запаздывание увеличивается в 2,8 раза, большая постоянная времени передаточной функции пароперегревателя – в 3,2 раза по сравнению со 100 % нагрузкой при постоянном давлении пара перед турбиной.

Для улучшения качества регулирования нагрузок в широком диапазоне изменения нагрузок параметры динамической настройки основных систем автоматического регулирования (САР) энергоблока корректируют в функции от нагрузки энергоблока.

Проведенные исследования показали, что даже при оптимальных параметрах динамической настройки САР качество регулирования (интегральный квадратичный критерий оптимальности) при минимальной нагрузке существенно (в 2–3 раза) больше.

По результатам выполнения работы были сделаны следующие выводы:

– типовые структуры САР энергоблоков с устройством коррекции параметров динамической настройки в функции от нагрузки энергоблока не могут обеспечить существенного улучшения качества регулирования, что снижает экономичность, надежность и долговечность работы оборудования;

– одним из основных направлений существенного улучшения качества регулирования является поиск оптимальных алгоритмов адаптации САР на основе использования модифицированного упреждителя Смита, систем с переменной структурной и регуляторов с нечеткой логикой.

Литература

1. Кузьмицкий, И.Ф., Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления: Учебн. пособие. – Минск: БГТУ, 2006. – 486 с.

УДК 621.311.22

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНЕРЦИОННОГО УЧАСТКА ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ КОТЛА

Колоцей Е.Г., Батвишкова О.С.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор КУЛАКОВ Г.Т.

Для определения оптимальных параметров динамической настройки системы автоматического регулирования (САР) температуры перегретого пара за котлом необходимо знать динамические характеристики опережающего и инерционного участков пароперегревателя [1].

При экспериментальном определении динамики опережающего участка (вход – регулирующее воздействие, выход – температура перегретого пара за местом впрыска) никаких проблем не возникает, так как на вход этого участка объекта непосредственно подается скачек регулирующего воздействия. Однако в этом случае на вход инерционного участка пароперегревателя (вход – температура перегретого пара за местом впрыска, выход – температура перегретого пара за котлом) поступает не скачек, а переходная характеристики опережающего участка пароперегревателя.

В связи с этим, учитывая инерционные свойства пароперегревателя, который не пропускает на вход инерционного участка колебания высоких частот, для экспериментального определения переходной характеристики инерционного участка предлагается использовать разомкнуто-замкнутую САР с ПИ-регулятором, замкнутым по промежуточной регулируемой величине, то есть температуре перегретого пара за местом впрыска, а основная регулируемая величина (температура перегретого пара за котлом) выводится только на самопишущий прибор или через соответствующее УСО заносится в память ЭВМ. Для создания высоких частот время интегрирования ПИ-регулятора выбирают равным времени разгона термпары за место впрыска, а коэффициент усиления регулятора устанавливают максимально возможным. На вход регулятора подается скачек задания по температуре пара за местом впрыска. САР обрабатывает это скачек с высокой частотой, наложенной на нулевую частоту, то есть скачек задания. Однако в этом случае инерционный участок пропускает на вход только виртуальный скачек по

температуре пара за местом впрыска, в результате чего выходная переменная по температуре пара за котлом изменяется уже как переходная характеристика инерционного участка объекта. Усредненные результаты серии из четырех и более экспериментальных переходных характеристик используются для аппроксимации последних в виде соответствующей передаточной функции инерционного участка объекта, необходимого для оптимизации динамической настройки регуляторов впрыска.

Выводы

1. Для экспериментального определения инерционного участка пароперегревателя традиционные методы с помощью скачкообразного изменения расхода воды на впрыск не могут быть использованы.

2. Предложено для идентификации инерционного участка пароперегревателя применять разомкнуто-замкнутую САР, разомкнутую по основной и замкнутой по промежуточной регулируемой величине, что позволяет существенно упростить процедуру эксперимента и повысить точность определения параметров передаточной функции инерционного участка пароперегревателя.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования. – Минск: УП «Техно-принт», 2003. – 135 с.

УДК 621.311.22

ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Сакович Н.В., Пугачук С.О., Поджаров С.А.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор КУЛАКОВ Г.Т.

Аналитические методы расчета динамических характеристик теплоэнергетических объектов регулирования не получили широкого распространения в силу их сложности. Пока наиболее достоверны и легко доступны методы экспериментальной идентификации динамических характеристик регулируемых объектов на тепловых электрических станциях. Экспериментальные методы относительно просты и позволяют сравнительно быстро получить математическое описание объекта регулирования.

Активные экспериментальные методы определения динамических характеристик объектов разделяют в зависимости от вида входных воздействий:

- аperiodических, например типа скачек, для определения переходных характеристик объекта;
- прямоугольных или трапецеидальных импульсов для нахождения импульсных характеристик;
- периодических, например типа синусоиды, прямоугольной или трапецеидальной волн, для определения частотных характеристик.

Независимо от метода экспериментальное определение динамики объектов включает в себя 3 основных этапа: подготовку и планирование эксперимента, проведение эксперимента и обработку его результатов.

Отличительной особенностью экспериментов с аperiodическими воздействиями является необходимость отсутствия в период эксперимента каких либо других возмущающих воздействий, кроме испытательного. При этом воздействие типа «реальный» скачек не рекомендуется применять на объектах без самовыравнивания, а также в тех

случаях когда технологических регламент не допускает длительных отклонений выходной переменной.

Одним из основных преимуществ экспериментальных методов с периодическими входными воздействиями является их хорошая помехозащищенность, позволяющая в процессе обработки эксперимента выделить и исключить ту часть опытных данных, которая искажена возникшими в процессе эксперимента помехами. Вместе с тем, в случае использования синусоидальных входных воздействий возникает необходимость в генераторе периодических сигналов, что усложняет проведение эксперимента.

Выводы

1. Общими недостатками переходных и импульсных характеристик объекта является их плохая помехозащищенность, большие отклонения регулируемой величины в ходе эксперимента, малая достоверность начального участка динамической характеристики объекта из-за нечувствительности измерительной аппаратуры и соизмеримости отклонений регулируемой величины, вызванных шумами и целенаправленным входным воздействием.

2. К преимуществам переходных и импульсных характеристик относятся простота эксперимента и расчета.

3. Перспективными методами определения динамических характеристик объекта являются эксперименты с разомкнутой или замкнутой САР на частоте собственных колебаний [1], а также на частоте вынужденных колебаний [2].

Литература

1. Дубровный, В.А. и др. Справочник по наладке автоматических устройств контроля и регулирования. В 2-х частях. Часть 2. – Киев: Изд-во «Наукова думка», 1976. – 940 с.

2. Барласов, Б.З., Ильин, В.И. Наладка приборов и средств автоматизации. – М.: Высш. школа, 1975. – 350 с.

3. Кузьмицкий, И.Ф., Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления: Учебн. пособие. – Минск: БГТУ, 2006. – 486 с.

УДК 621.311.22

ОЦЕНКА ЭФФЕКТА ВНЕДРЕНИЯ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК НА ТЭС

Руммо В.Н., Транчак Н.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Важнейшей проблемой современного этапа энергетики Беларуси является повышение эффективности работы тепловых электростанций и экономия топливно-энергетических ресурсов. Одним из путей решения данной проблемы является применение на потребляющих газовое топливо ТЭС детандер-генераторных установок (ДГУ) [1].

При обычной работе газораспределительного пункта (ГРП) электростанции происходит дросселирование газа с потерей потенциальной энергии его повышенного давления. Детандер-генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в механическую энергию в специальной газорасширительной турбине – детандере, а затем в электрическую энергию – в генераторе.

Значительный опыт успешной эксплуатации детандер-генераторных установок накоплен в странах Западной Европы, США, Канаде и Японии. Там работают более двухсот установок единичной мощностью от сотен до тысяч киловатт [2].

Первая в Беларуси ДГУ введена в эксплуатацию в 1999 г. на Лукомльской ГРЭС. Сейчас такие установки работают также на Минской ТЭЦ-4, планируется внедрение ДГУ на Гомельской ТЭЦ-2.

Принципиальная технологическая схема подключения этих установок к ГРП показана на рисунке 1.

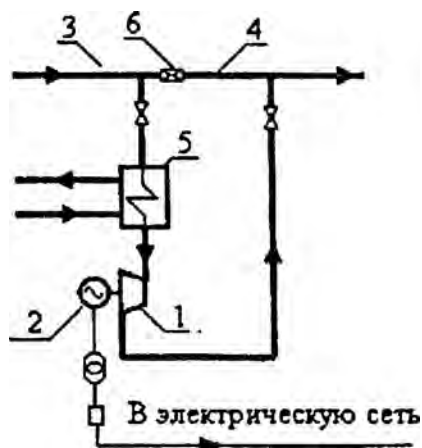


Рисунок 1. Принципиальная схема подключения ДГУ:
1 – детандер; 2 – генератор; 3 и 4 – трубопроводы высокого и низкого давления соответственно; 5 – теплообменник; 6 – газоредуцирующий пункт

Как видно, детандер-генераторные установки включаются параллельно узлу редуцирования ГРП и в них расширяется часть общего потока газа.

Основными составными частями ДГУ являются непосредственно детандер, электрический генератор, теплообменники подогрева газа, регулирующая и запорная арматура, система КИП и автоматики.

Давление газа на входе в детандер определяется давлением трубопроводов высокого давления на ГРП (с учетом гидравлических потерь в теплообменниках подогрева газа), а на выходе из детандера – требуемым давлением перед топливоиспользующими агрегатами (котельными установками).

Температура газа на входе в детандер колеблется от -10 до $+20$ °С. При расширении газа его температура значительно понижается. Это может привести к конструктивному разрушению, как самого детандера, так и оборудования ГРП, поэтому газ необходимо подогревать до такой температуры, чтобы на выходе из ДГУ она не опускалась ниже -10 °С в соответствии с нормативными требованиями.

Поскольку на электростанции расстояние от ГРП до потребляющего топливо оборудования (котлоагрегатов) невелико, и возможно использование физической теплоты подогретого газа, то экономически целесообразно подогревать газ до более высокой температуры. Дополнительно при этом увеличиваются работа расширения газа в детандере и его мощность.

На ТЭС подогрева газа можно использовать пар из отборов турбоустановок. Таким образом, ДГУ включаются в тепловую схему станции и влияют на экономичность работы ее основного оборудования, поскольку при этом в цикле паротурбинной установки снижаются потери теплоты в конденсаторе.

Эффект от получаемой дополнительной теплофикационной мощности можно отнести либо на работу паротурбинной установки, либо на работу ДГУ.

При первом способе расчетов на отпуск электроэнергии от детандер-генераторной установки относится теплота $Q_{ДГУ}$, физически отпущенная из отборов паровых турбин. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ составит

$$b_{\text{ДГУ1}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} \frac{Q_{\text{ДГУ}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где 3 600 – коэффициент перевода единицы мощности в единицу выработки электроэнергии;

$N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}$ – мощность ДГУ нетто;

$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$ – низшая теплотворная способность условного топлива;

$\eta_{\text{к}}$ – КПД котлоагрегата;

$\eta_{\text{тп}}$ – КПД транспорта теплоты.

Хотя при отборе пара на ДГУ мощность паровой турбины несколько снижается [2] при этом в соответствии с действующей методикой расчетов показателей ТЭС также уменьшается и расход теплоты с острым паром, относимый на выработку электроэнергии. Поэтому удельный расход топлива на отпуск электроэнергии паротурбинным блоком уменьшается против случая его работы с отключенным ДГУ и рассчитывается как

$$b_{\text{бл1}} = \frac{3600}{(N_{\text{э}}^{\text{бр}} - \Delta N_{\text{э}})(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - Q_{\text{ДГУ}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где $N_{\text{э}}^{\text{бр}}$ – электрическая мощность паровой турбины брутто при отсутствии в тепловой схеме ДГУ;

$\Delta N_{\text{э}}$ – снижение мощности паровой турбины вследствие отбора пара на ДГУ;

$\varepsilon_{\text{сн}}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды блока;

Q_0 – расход теплоты в свежем паре на турбину.

При **втором способе** расчетов на отпуск электроэнергии от ДГУ относится теплота, отпущенная из отборов паровых турбин с учетом ее энергоценности [3].

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии паротурбинным энергоблоком останется неизменным, а на отпуск электроэнергии детандергенераторной установкой – существенно снижается.

Удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии блоком и ДГУ соответственно равны:

$$b_{\text{бл2}} = \frac{3600}{(N_{\text{э}}^{\text{бр}} - \Delta N_{\text{э}})(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - \Delta Q_0}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}};$$

$$b_{\text{ДГУ2}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где ΔQ_0 – изменение расхода теплоты в свежем паре, соответствующее изменению мощности $\Delta N_{\text{э}}$.

С учетом того, что коэффициент ценности теплоты отбора [3] равен

$$\xi = \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{ДГУ}}},$$

получаем

$$b_{\text{ДГУ2}} = \xi b_{\text{ДГУ1}}.$$

Если принять, что энтальпия газа после расширения в детандере равна энтальпии на входе в ДГУ (перед теплообменниками подогрева газа), то ориентировочно получим

$$b_{\text{ДГУ1}} = 140 - 160 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$b_{\text{ДГУ}2} = 60 - 75 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Как видно, при **первом способе** расчетов удельный расход топлива на ДГУ находится на таком уровне, как если бы для подогрева газа использовалась теплота не отработавшего в турбине пара, а непосредственно сжигаемого в котлоагрегате топлива.

При **втором способе** расчетов удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ снижается примерно в два раза против величины, полученной при первом способе, и становится ниже топливного эквивалента киловатт-часа, равного 123 г у.т./кВт·ч.

При этом значение среднего по блоку и детандергенераторной установке удельного расхода топлива, а также суммарный эффект от эксплуатации ДГУ на ТЭС не зависят от принятого способа расчетов.

Аналогичные результаты можно получить при использовании нормативной энергетической характеристики паротурбинного оборудования [4].

Отнесение эффекта от дополнительной теплофикационной выработки на работу энергоблока упрощает расчеты и делает их более наглядными. Однако учет этого эффекта при оценке эффективности работы детандергенераторных установок позволяет более точно рассчитывать реальный срок их окупаемости и выявлять преимущества использования ДГУ на ТЭС, где имеются источники низкопотенциальной теплоты сетевой воды или отработавшего пара.

Литература

1. Степанец, А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / Под ред. А.Д. Трухня. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 258 с.
2. Агабабов, В.С., Корягин, А.В. Детандер-генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях: Учебн. пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 48 с.
3. Рубинштейн, Я.М., Щепетильников, М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
4. Яковлев, Б.В., Качан, С.А., Бабыленко, А.А. Показатели детандергенераторных установок, используемых на ТЭС // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 1. – С. 24–26.

УДК 621.438

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Богданович М.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Основу белорусской энергосистемы составляют тепловые электростанции, на которых работают паротурбинные установки различного типа, мощности и экономичности. Более половины установленных мощностей составляют теплофикационные агрегаты.

В последнее десятилетие в большой энергетике Беларуси начали применять парогазовые технологии. Первой была ПГУ утилизационного типа на Оршанской ТЭЦ, затем реконструкция Березовской ГРЭС с реализацией схемы «сбросной» ПГУ. В настоящее время производится реконструкция Минской ТЭЦ-3 с установкой утилизационной ПГУ, продолжается реконструкция Березовской ГРЭС, планируется реконструкция некоторых других ТЭС с применением газотурбинных установок.

Хотя опыт освоения парогазовых технологий в Беларуси не вполне удачен, в условиях преимущественного использования газового топлива именно такие установки

обеспечивают наибольшую эффективность топливоиспользования при сравнительно меньших капитальных вложениях и более высоких экологических характеристиках.

Известны преимущества теплофикационных газотурбинных и парогазовых установок перед паротурбинными [1–4].

Сравним эффективность работы теплофикационных установок различного типа по величине **удельной выработки электроэнергии** на тепловом потреблении W , показывающей соотношение отпуска электроэнергии и теплоты [5].

Как известно, для традиционных **паротурбинных установок** в зависимости от параметров цикла имеем $W_{\text{ПТ}}$

– для производственных отборов:

$$W_{\text{ПТ}}^{\text{п}} \approx 0,17 - 0,26;$$

– для отопительных отборов:

$$W_{\text{ПТ}}^{\text{т}} \approx 0,38 - 0,56.$$

Для **утилизационной ГТУ**, теплота сбросных газов которой используется для подогрева сетевой воды:

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{Q_{\text{ГТУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\frac{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}} - N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{эм}}} \eta_{\text{ку}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\left(1 - \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{эм}}}\right) \eta_{\text{ку}}},$$

где $N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – электрическая мощность ГТУ;

$Q_{\text{ГТУ}}$ – отпуск теплоты от ГТУ за счет нагрева сетевой воды уходящими газами;

$Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}}$ – расход топлива в тепловых единицах в камеру сгорания ГТУ;

$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – электрический КПД ГТУ

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}};$$

$B_{\text{ГТУ}}$ – расход топлива в массовых единицах в камеру сгорания ГТУ;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплотворная способность топлива (низшая теплота сгорания);

$\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД ГТУ;

$\eta_{\text{ку}}$ – КПД утилизационного контура, показывающий долю полезно использованной сбросной теплоты от общей теплоты газов после ГТУ, (определяется аналогично КПД котла-утилизатора).

Примем $\eta_{\text{эм}} = 0,98$, тогда получим

– при $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = 0,33$ и $\eta_{\text{ку}} = 0,75$

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{0,33}{\left(1 - \frac{0,33}{0,98}\right) 0,75} \approx 0,66;$$

– при $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = 0,37$ и $\eta_{\text{ку}} = 0,85$

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{0,37}{\left(1 - \frac{0,37}{0,98}\right) 0,85} \approx 0,70.$$

Это на 25–50 % выше величины удельной выработки для паротурбинных установок $W_{\text{ПТ}}$.

Для теплофикационной **утилизационной ПГУ** с противоавленческой паровой турбиной и отпуском теплоты только из ее отборов

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}^3}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТУ}}^3}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3 + W_{\text{ПТ}} Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{отб}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} + W_{\text{ПТ}},$$

где $N_{\text{ПГУ}}^3$, $N_{\text{ПТУ}}^3$, $N_{\text{ГТУ}}^3$ – электрическая мощность ПГУ и паротурбинной и газотурбинной установок в составе ПГУ соответственно;

$Q_{\text{ПГУ}} = Q_{\text{отб}}$ – отпуск теплоты от ПГУ, равный отпуску теплоты из отборов паровой турбины;

$W_{\text{ПТ}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении паротурбинной установки в составе ПГУ.

Расход теплоты в свежем паре Q_0 на паровую турбину из ее теплового баланса можно оценить по формуле

$$Q_0 = \frac{N_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + Q_{\text{отб}},$$

а из баланса утилизационного контура определяется как

$$Q_0 = \left(\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}},$$

где $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД котла-утилизатора, показывающий долю полезно используемой теплоты уходящих газов ГТУ в парогенерирующих поверхностях;

$\eta_{\text{ТП}}$ – КПД теплового потока, учитывающий потери теплоты при транспорте пара от котла-утилизатора до паровой турбины.

С учетом этого можно показать, что

$$\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} = \frac{\frac{W_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{1}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}}},$$

соответственно

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{\frac{W_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{1}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}}} + W_{\text{ПТ}}.$$

Приближенно полученные формулы можно применять при работе ПГУ по теплового графику с минимальным пропуском пара в конденсатор.

Рассчитаем величину удельной выработки на тепловом потреблении для теплофикационной ПГУ, приняв $W_{\text{ПТ}} = 0,3$, $\eta_{\text{ГТУ}}^3 = 0,33$, $\eta_{\text{КУ}} = 0,80$, $\eta_{\text{ТП}} = 0,98$.

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{\frac{0,3}{0,98} + 1}{\left(\frac{1}{0,33} - \frac{1}{0,98} \right) \cdot 0,80 \cdot 0,98} + 0,3 = 0,83 + 0,3 = 1,13.$$

Это в два и даже более раз выше, чем для традиционных паротурбинных установок $W_{\text{ПТ}}$.

Более полным критерием, который может быть использован для сравнения теплофикационных установок, представляется коэффициент относительной экономии топлива в энергосистеме против схемы замещения, определяемый как

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1,$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{ТЭЦ}}$, $B_{\text{ТЭЦ}}$ – электрическая мощность, отпуск теплоты и расход топлива на теплофикационной установке;

$B_{\text{зам}}$ – расход условного топлива при раздельном производстве того же количества электроэнергии и теплоты в схеме замещения;

$b_{\text{зам}}$, $b_{\text{кот}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС и на отпуск теплоты от замещающей котельной.

В расчетах можно принимать $b_{\text{зам}} \approx 320$ г у.т./кВт·ч = 320 кг у.т./МВт·ч, т. е. как для блоков Лукомльской ГРЭС, и $b_{\text{кот}} \approx 40$ кг у.т./ГДж = 0,04 кг у.т./МДж.

Для чисто теплофикационного режима работы *паротурбинной ТЭЦ* относительная экономия топлива в энергосистеме определится формулой

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ПТУ}} = \frac{\Delta B_{\text{ЭК}}}{B_{\text{ПТУ}}} = \frac{W_{\text{ПТ}} (b_{\text{зам}} - b_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}})}{W_{\text{ПТ}} b_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} + b_{\text{кот}}},$$

где $b_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} \approx 150$ кг у.т./МВт·ч – удельный расход топлива на производство электроэнергии по теплофикационному циклу (без потерь в конденсаторе).

Здесь принято, что удельный расход топлива на производство теплоты на ТЭЦ и в котельной совпадают и равны $b_{\text{кот}}$.

Для ТЭЦ на средние параметры пара при $W_{\text{ПТ}} \approx 0,35 \Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ПТУ}} \approx 0,3$. Для современных ТЭЦ на сверхвысокие и сверхкритические параметры $W_{\text{ПТ}} \approx 0,55$, а $\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ПТУ}} \approx 0,42$.

Для *утилизационной ГТУ* можно показать, что

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^2 b_{\text{зам}} + Q_{\text{ГТУ}} b_{\text{кот}}}{N_{\text{ГТУ}}^2 b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{b_{\text{зам}} + \frac{b_{\text{кот}}}{W_{\text{ГТУ}}}}{b_{\text{ГТУ}}} - 1,$$

где $b_{\text{ГТУ}} = \frac{123}{\eta_{\text{ГТУ}}^2}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ГТУ.

При $\eta_{\text{ГТУ}}^2 = 0,33$ $b_{\text{ГТУ}} \approx 373$ кг у.т./МВт·ч, а при $\eta_{\text{ГТУ}}^2 = 0,37$ $b_{\text{ГТУ}} \approx 333$ кг у.т./МВт·ч.

Как показывают расчеты, при применении современных высокотемпературных ГТУ системная экономия топлива превышает значение этого показателя для паротурбинных установок

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{320 + \frac{142}{0,66}}{373} - 1 = 0,44;$$

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{320 + \frac{142}{0,70}}{333} - 1 = 0,57.$$

Для **утилизационной ПГУ** с противодавленческой паровой турбиной (или при работе паровой турбины по тепловому графику) можно показать, что

$$\Delta B_{\text{эк}}^{\text{-ПГУ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ПГУ}}}{B_{\text{ПГУ}}} = \frac{(N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТ}}^3)b_{\text{зам}} + Q_{\text{отб}}b_{\text{кот}}}{N_{\text{ГТУ}}^3 b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{W_{\text{ПГУ}}b_{\text{зам}} + b_{\text{кот}}}{\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} b_{\text{ГТУ}}} - 1.$$

При $\eta_{\text{ГТУ}}^3 = 0,33$ получим

$$\Delta B_{\text{эк}}^{\text{-ПГУ}} = \frac{1,13 \cdot 320 + 142}{0,83 \cdot 373} - 1 = 0,62,$$

что существенно превышает экономию топлива, обеспечиваемую паротурбинными установками.

В соответствии с приведенным анализом, в условиях Беларуси с целью экономии топливных ресурсов внедрение теплофикационных утилизационных парогазовых и газотурбинных установок является целесообразным и своевременным.

Литература

1. Парогазовые установки – путь к повышению экономической эффективности и экологической чистоты теплоэнергетики // Теплоэнергетика. – 1990. – № 3. – С. 2–8.
2. Перспективы применения газовых турбин в энергетике // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–8.
3. Горбачинский, С.И., Цанев, С.В., Клевцов, А.В. К методике расчета энергетических показателей ПГУ с утилизационными паровыми котлами // Электрические станции. – 1994. – № 6. – С. 49–52.
4. Читашвили, Г.П. Сравнительный анализ эффективности паротурбинных и газотурбинных ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 58–61.
5. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

Секция 6. ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 620.9

ПРЕИМУЩЕСТВА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Коломыцкая Н.А.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Для генерирования 1 000 МВт·ч электроэнергии в течение одного года, в зависимости от энерготехнологии, требуется следующие объемы источников энергии: – 24 т урана (обогащенного до приблизительно 4 % U^{235}), – 1,7 млн. т нефти, – 2,7 млн. т угля, – 2,4 млрд. м³ природного газа, – 8,3 млн. т переработанных бытовых отходов. Таким образом, атомная энергетика – альтернатива использованию органического топлива для производства электроэнергии. Запас ископаемого топлива сокращаются, а продолжение его использования в качестве энергоисточника ухудшает экологическую ситуацию. В результате эксплуатации угольных электростанций в атмосферу ежегодно попадает 24 млрд. т углекислого газа. Все большее число экологов приходят к выводу, что использование ядерной энергии – лучший способ снижения эмиссии углерода в атмосферу.

Главные преимущества атомной энергетики по сравнению с другими способами выработки электроэнергии – это, прежде всего, низкие и устойчивые (по отношению к стоимости топлива) цены на электроэнергию и минимальное воздействие на экологическую среду.

В последние годы происходит существенное повышение цен на углеводородное топливо. Это, в свою очередь, вызывает рост цен на электроэнергию, вырабатываемую ТЭС, использующими органическое топливо.

По оценкам Организации по экономическому сотрудничеству и развитию (ОЭСР), атомная электроэнергия заметно дешевле электроэнергии, выработанной на нефти, а также на угле и газе при высоких затратах на их добычу и транспортировку. При сопоставлении ядерного топлива с углем и газом, при низких затратах на добычу и транспортировку органического топлива, цена электроэнергии примерно одинакова. Сравнение себестоимости электроэнергии, производимой с использованием различных видов топлива, представлено на рисунке 1.

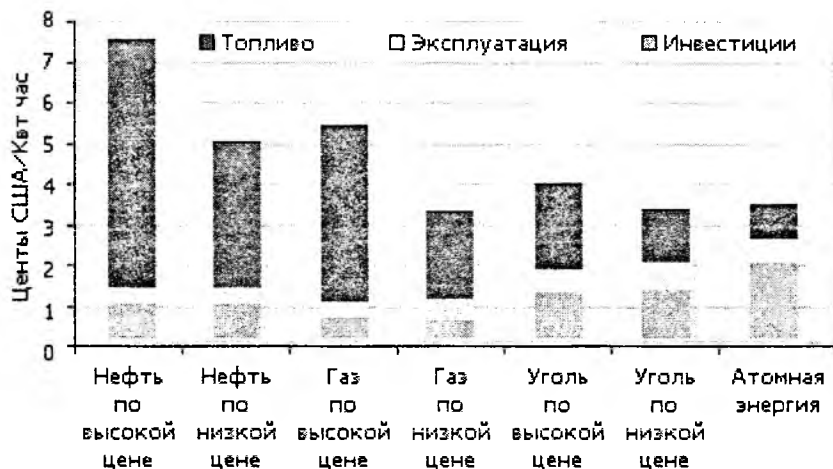


Рисунок 1. Себестоимость электроэнергии, производимой с использованием различных видов топлива

Опубликованные в 2005 году оценки ОЭСР показали, что стоимость произведенного на новых АЭС электричества обойдется от 2,1 до 3,1 цента за кВт·ч (при учетной ставке 5 %), стоимость же электричества, произведенного работающими на газе электростанциями, от 3,7 до 6,0 цента за кВт·ч.

Важнейшим преимуществом ядерной энергетики является стабильность цен на электроэнергию в течение длительного периода времени. Структура затрат на производство электроэнергии в атомной энергетике существенно отличается от структуры формирования цен в других видах энергетики. Это связано с тем, что себестоимость атомной электроэнергии определяется в основном капитальными вложениями в строительство АЭС, а не топливными затратами, в отличие от нефти, газа и угля. Топливная составляющая в общей стоимости электроэнергии, вырабатываемой АЭС не более 25 %, а для ТЭС, работающих на органическом топливе, на уровне 50–80 %.

Данное обстоятельство приводит к повышенной устойчивости цены на атомную электроэнергию по отношению к колебаниям цены на топливо (рисунок 2).

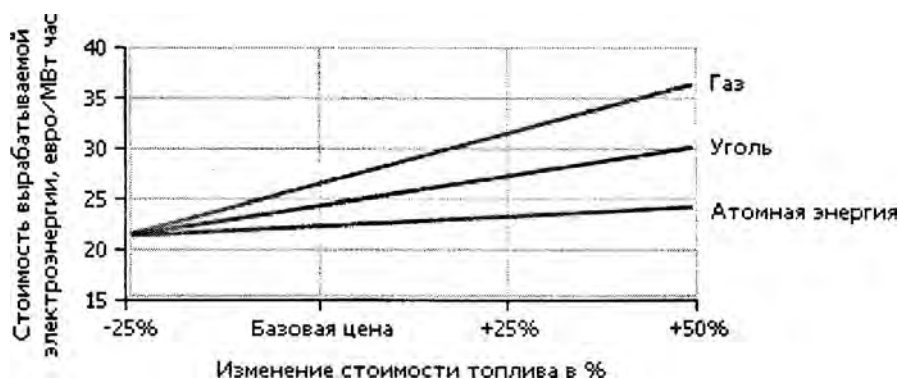


Рисунок 2. Зависимость себестоимости вырабатываемой электроэнергии от стоимости используемого топлива

На рисунке 2 рассматриваются последствия двукратного увеличения стоимости топлива (газ, уголь, уран) для себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на этих энергоисточниках. Данное возрастание топливной составляющей приводит к увеличению себестоимости электроэнергии на АЭС – на 9 %, на угольных ТЭС – на 31 %, на газовых – на 66 %. Данное обстоятельство приводит к повышенной устойчивости цены на атомную электроэнергию по отношению к колебаниям цены на топливо.

Таким образом, роль атомной энергетики как альтернативного варианта использованию ископаемого топлива в настоящее время существенно возрастает. Что касается промышленного применения возобновляемых природных источников энергии (солнечной, ветровой, приливной и др.), то при их главных преимуществах – доступности и относительно широкой распространенности, главная проблема в их использовании для производства электроэнергии состоит в их нестабильности и непредсказуемости.

В настоящее время в мире эксплуатируется 442 атомных энергоблока общей мощностью около 369 МВт. АЭС вырабатывают 16 % мировой электроэнергии. Самым большим парком АЭС в мире обладают США, где работают 103 атомных энергоблока. За ними следуют Франция (59 энергоблоков), Япония (55 энергоблоков) и Россия (31 энергоблок). Экспертные оценки МАГАТЭ предполагают строительство к 2020 году до 130 новых энергоблоков. При этом общая мощность АЭС достигнет 430 МВт. Доля ядерной энергетики в мировом энергобалансе может повыситься до 30 %. По оценкам экспертов объем рынка атомной энергетики может достичь 80–100 млрд. \$ к 2020 году.

Литература

1. <http://atomstroyexport.ru>.

О СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЕ УРЕГУЛИРОВАНИЯ ВНЕШНЕЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

Гречко А.В.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент МАНЦЕРОВА Т.Ф.

Страны-кредиторы, МВФ и Всемирный банк проводят дифференцированную политику по отношению к странам-должникам в зависимости от уровня их развития и обремененности долгами по внешним обязательствам. Степень долговой нагрузки определяется чаще всего отношением общей суммы долга и платежей по его обслуживанию к ВВП и к доходам от экспорта товаров и услуг. Различаются страны с «чрезмерной задолженностью» и с «умеренной задолженностью».

Урегулирование внешней задолженности осуществляется посредством реструктуризации долга, под которой понимается любое действие кредитора, изменяющее условия, установленные для погашения долга, и снижающее долговую нагрузку. Реструктуризация может осуществляться посредством реоформления долга (решедьюлинга), рефинансирования долга, операций по снижению долга и долговых платежей, обратного выкупа и прощения долга. При реоформлении долга просроченные платежи и будущее обслуживание долга в консолидационный период преобразуются в новый кредит на условиях, определяемых во время реструктуризации.

Решедьюлинг долга является одним из способов предоставления передышки должнику посредством переноса сроков платежей основной части долга, процентов по долгу или всех платежей по обслуживанию долга на более поздний срок по сравнению с ранее согласованным. Операции реоформления применяются и при капитализации процентных платежей, т. е. включении их в основную сумму долга по договоренности с кредитором. Предоставляемое странам с низким доходом концессионное (льготное) реоформление долгов сопровождается частичным прощением долга и снижением долговых обязательств.

Реоформление долга официальным двусторонним кредиторам осуществляется в рамках Парижского клуба и в целях поддержки экономической программы адаптации должника. Широко применяется в современной практике реоформление процентных платежей в основную сумму долга на основе соглашения с кредитором. Согласно процедуре рефинансирования долга просроченные платежи или будущие обязательства по обслуживанию долга по официально гарантированным экспортным кредитам оплачиваются новыми займами. Заем рефинансирования может быть предоставлен экспортно-кредитным агентством, правительственным институтом или коммерческим банком с гарантией экспортно-кредитного агентства.

Началом современного этапа в долговой политике Запада можно считать принятие «плана Брейди» в марте 1989 года. В предложениях министра финансов США Н. Брейди нашли поддержку рекомендации экспертов, некоторые предложения должников и накопленная практика преодоления долгового кризиса. Автор плана исходил из необходимости повышения платежеспособности стран-должников посредством снижения общей суммы банковского долга и платежей по его обслуживанию на индивидуальной двусторонней основе.

Новизна и суть плана сводились к разнообразию форм финансовой поддержки развивающихся стран, особое внимание уделялось схемам, которые позволят снизить долг коммерческим банкам и платежи по его обслуживанию в сочетании с проведением рыночных реформ и мероприятий по макроэкономической стабилизации. Предусматривалось, в частности, использование таких форм снижения задолженности, как выкуп

развивающимися странами у банков своих долговых обязательств со скидкой, преобразование этих обязательств в ценные бумаги с меньшим номиналом или под более низкие проценты.

Главная новация заключалась в том, что план предусматривал выделение официальной помощи частным банкам со стороны иностранных правительств и международных организаций, чтобы поощрить коммерческих кредиторов к снижению общего долга и платежей по его обслуживанию при получении со стороны государства-должника гарантий по своевременному и полному обслуживанию остальной части выданных кредитов.

Важными целями структурных реформ и их предпосылками являются оздоровление финансовой системы, снижение инфляции, дефицита бюджета, укрепление национальной валюты и другие меры макроэкономической стабилизации.

Поддержание дефицита на приемлемом уровне потребовало осуществления коренной бюджетной реформы. Дефицит надо было удержать на таком уровне, чтобы превышение доходов над расходами можно было профинансировать неинфляционными методами, т. е. в основном за счет внутренних и внешних государственных займов.

Ключевым звеном бюджетной политики является налоговая реформа, направленная на создание эффективной системы, обеспечивающей доходную часть бюджета и одновременно стимулирующей инвестиции в производство. Принципы изменения налоговых систем достаточно универсальны. Это расширение базы налогообложения, сокращение числа взимаемых налогов, пересмотр применяемых ставок, в том числе сокращение их множественности, ликвидация большинства налоговых льгот, ужесточение контроля над сбором налогов, частичная передача налогов местным органам власти.

Литература

1. Верба, В.Е. Финансы внешнеэкономической деятельности субъектов хозяйствования. – Минск: ЗАО «Белбизнеспресс», 1999.
2. Федякина, Л.Н. Международные финансы. – СПб.: Питер, 2005.
3. Рудый, К.В. Финансы внешнеэкономической деятельности: Учеб. пособие. – Минск: Выш. шк., 2004.

УДК 620.9

ОБ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ВАЛОВОГО ВНУТРЕННЕГО ПРОДУКТА БЕЛОРУССКОЙ ЭКОНОМИКИ

Наруто С.А.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Показатель энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) – зеркало экономического развития каждого государства, один из важнейших параметров, характеризующих энергетическую эффективность использования топливно-энергетических ресурсов при производстве единицы валового внутреннего продукта.

Энергоёмкость ВВП в сочетании с энергопотреблением на душу населения определяет эффективность национальной экономики. Последовательное снижение энергоёмкости ВВП указывает на экономическую эффективность проводимой энергосберегающей политики в стране.

Очевидно, что энергоёмкость зависит от двух параметров: суммарного энергопотребления и величины ВВП. Если первый параметр – физическая величина, достаточно

точно фиксируемая потребителями энергоресурсов и органами статистики, то при оценке значения ВВП возникают трудности, в особенности для экономики с трансформационными процессами. Это обусловлено, прежде всего, нестабильностью курса валюты и цен на товары. И поэтому насколько точно и корректно будет определен валовой продукт, насколько объективно можно судить об энергоёмкости, а значит, об экономическом состоянии государства.

Валовый внутренний продукт – это обобщающий показатель экономической деятельности страны. Данный показатель может быть рассчитан тремя методами: производственным, распределительным (метод образования доходов) и методом конечного использования. При этом абсолютное значение ВВП, исчисленного любым из указанных методов, будет одинаковым.

По производственному методу ВВП – это сумма валовой добавленной стоимости всех производителей-резидентов (всех отраслей экономики) плюс налоги за вычетом субсидий на продукты и импорт минус косвенно измеряемые услуги финансового посредничества. Или иначе: валовая добавленная стоимость определяется как разность между стоимостью произведенных товаров (работ, услуг) и стоимостью товаров (работ, услуг), потребленных в процессе производства (промежуточным потреблением).

По распределительному методу ВВП – это сумма первичных доходов, распределенных по производителям-резидентам (зарплата, прибыль, ссудный процент, рента).

По методу конечного использования ВВП – сумма конечного использования товаров и услуг, валового накопления и чистого экспорта.

В официальной статистике ВВП определяется через совокупную стоимость конечных товаров и услуг, произведенных на экономической территории страны в течение года.

Значения ВВП приводятся как в текущих ценах (номинальный ВВП), так и в сопоставимых ценах (реальный ВВП). В целях сопоставления значений ВВП за разный период времени их расчет осуществляют в постоянных ценах любого года с использованием индекс-дефлятора ВВП. Эти величины соотносятся следующим образом:

$$id_i = \frac{GDP_i}{GDP_{i-1} \cdot ir}, \%,$$

где id_i – индекс-дефлятор ВВП за i -й год;

GDP_i – ВВП в текущих ценах за i -й год;

GDP_{i-1} – ВВП в текущих ценах за предыдущий ($i - 1$)-й год;

ir – индекс изменения ВВП по отношению к его значению в предыдущем году в сопоставимых ценах.

На рисунке 1 представлена динамика ВВП, потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и энергоёмкости ВВП в период с 1990 года по 2003 год.

Из анализа приведенной на рисунке 1 динамики изменения ВВП (в сопоставимых ценах) можно отметить, что уровень падения ВВП достиг своего значения в 1995 году 65,3 % к уровню 1990 года. Уровень снижения ВВП составил 34,7 %. Начиная с 1996 года, наблюдается тенденция роста ВВП со средним темпом около 6 %. В результате ВВП в сопоставимых ценах в 2003 году вырос по отношению к 1995 году на 59 % и превысил его уровень 1990 года на 3,8 %. В международной практике считается, что для развивающихся стран ежегодные темпы роста ВВП могут составлять 9–10 %, для развитых стран – 4–5 %, для высокоразвитых стран – 1–2 %.

Очевидно, что в период с 1990 по 1995 год снижение энергоёмкости ВВП происходило на фоне спада экономики республики (ВВП снизился на 35 %), при этом темп уменьшения потребления ТЭР превышал темп падения ВВП. В результате этого энергоёмкость ВВП снизилась на 14–15 %.

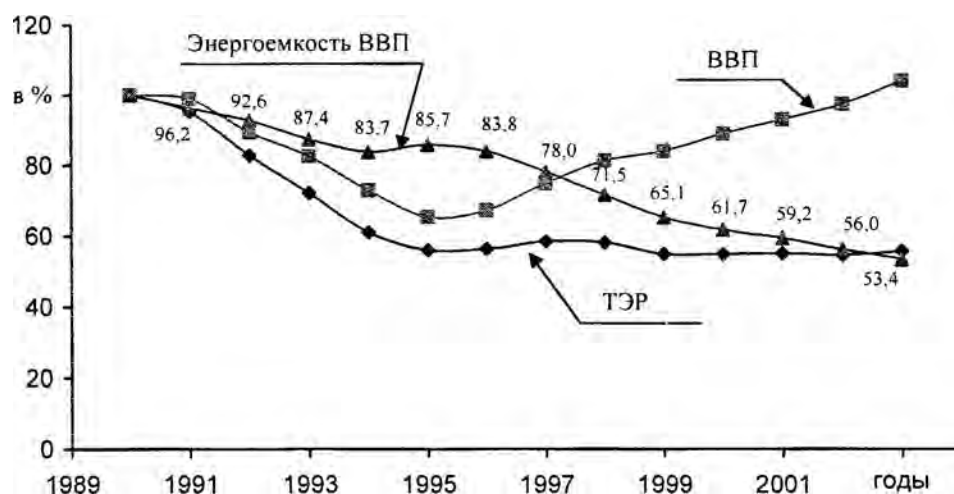


Рисунок 1. Изменение показателей относительно данных 1990 года
(ВВП в сопоставимых ценах)

Дальнейшее снижение этого показателя обусловлено, прежде всего, реализацией в республике государственной энергосберегающей политики. Это позволило в течение 1995–2003 годов уменьшить потребление топливно-энергетических ресурсов на 55 %, хотя ВВП за этот период вырос в 1,6 раза.

Безусловно, это стало возможным не только благодаря внедрению энергосберегающих мероприятий, но вследствие произошедших в экономике структурных изменений, в том числе вытеснению из производства энергоемких технологий и оборудования.

Таким образом, энергоемкость ВВП в 2003 году, в сравнении с 1990 годом, снизилась на 46,6 % (по отношению к 1995 году – на 37,6 %).

При глобализации и интеграции экономики Республики Беларусь в мировую актуализируется проблема сопоставления уровня энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) с другими странами. Межстрановые сравнения служат важным ориентиром при формировании политики государства в вопросах регулирования цен на энергоресурсы. Данная задача сводится к оценке ВВП.

Существует несколько способов оценки и сопоставления ВВП в международном аспекте:

- оценка ВВП на основе среднегодового валютного курса;
- метод Атласа;
- оценка ВВП на основе паритета покупательской способности.

Однако оценка ВВП на основе паритета покупательской способности это метод, который получил наибольшее распространение в международной практике для сопоставления относительных уровней экономического развития различных стран. В данном случае ВВП рассчитывается через паритет покупательской способности в соответствии с Программой международных сопоставлений, проводимых ООН в рамках Европейской системы сопоставлений (ЕПС).

В качестве пересчета используются не обменные курсы национальной валюты, а паритеты покупательской способности (ППС). Это обусловлено тем, что обменные курсы не отражают покупательскую способность национальных валют.

ППС позволяет устранить различия в уровне цен между странами в процессе перевода одной денежной единицы в другую. Этого нельзя достигнуть с помощью обменного курса, так как он не обеспечивает реального отражения покупательской способности на национальном рынке.

Вследствие этого международные сопоставления имеют особое значение для стран с переходной экономикой, так как помогают этим странам лучше оценивать свои экономические показатели в сравнении с другими странами.

Курс национальной валюты по паритету покупательской способности есть отношение количества национальной валюты, затрачиваемое в данной стране на покупку определенного набора товаров и услуг (потребительской корзины), такого же по составу и равного по качеству тому, которое приобретает житель США за один доллар.

Сопоставления ВВП, проводимые в рамках ЕПС, являются в первую очередь сопоставлениями уровня цен. Они осуществляются на основе концепции исчисления ВВП по расходам. Величины этих конечных расходов являются производным компонентом цен и физического объема.

Международные сопоставления ВВП требуют выполнения следующих трех условий: определение ВВП должно быть одинаковым во всех странах; ВВП должен выражаться в одной и той же денежной единице и уровень цен, на основе которого оценивается ВВП, также должен быть одинаковым. Удовлетворение двух последних условий обеспечивается за счет использования паритетов покупательской способности.

ППС представляют собой переводные коэффициенты, которые элиминируют различия в уровне цен между странами в процессе перевода. Другими словами, ППС является одновременно дефлятором цен и инструментом перевода денежных единиц. В своей простейшей форме ППС представляет собой соотношение средних уровней цен, выраженных в одной и той же денежной единице, для определенного набора (корзины) товаров.

Республика Беларусь приняла участие в трех раундах международных сопоставлений (1993, 1996 и 1999 годы). В рамках Европейской программы сопоставлений за 1996 год республика отслеживала национальные цены на 1 125 позиций потребительских и инвестиционных товаров и услуг. Эти позиции характеризуют конечное потребление домашних хозяйств, валовое накопление основного капитала (машины и оборудование, строительство, а также жилые здания), чистый экспорт товаров и услуг. Таким образом, используемая для пересчета объема ВВП в доллары США совокупность позиций (представителей) охватывает всю структуру ВВП.

Для сопоставления официальных обменных курсов и паритета покупательской способности различных стран рассматриваются индексы сравнительного уровня цен (ИСУЦ), представляющие собой отношение коэффициента ППС к официальному обменному курсу.

Таким образом, в дальнейшем в процессе анализа и исследования будут использованы значения ВВП, пересчитанные по методике ППС. Для этого случая динамика изменения энергоемкости ВВП Республики Беларусь графически выглядит следующим образом (рисунок 2).

Очевидно, что кривые, отражающие изменение энергоемкости ВВП, рассчитанного по валютному курсу в сопоставимых ценах, например 1995 года, и по оценкам ВВП на основе паритета покупательской способности, практически эквидистанты и качественно отражают реальную картину изменения энергоемкости ВВП. При этом последние достаточно хорошо коррелируются с данными МЭА.

Приведенные на рисунке 2 результаты свидетельствуют о снижении энергоемкости ВВП белорусской экономики в период с 1990 по 2003 год (за исключением 1995 года), что обусловлено реализацией энергосберегающей политики в республике и структурными изменениями в экономике. За рассматриваемый период это снижение составило 46 %, или 3,5 % ежегодно (в период с 1995 по 2003 год – 4,6 %). Достаточно сказать, что энергоемкость мирового валового национального продукта в 1973–1999 годах (в период после энергетического кризиса) была снижена на 25 %, или в

среднем на 2 % в год. По прогнозу МЭА в период до 2020 года она будет сокращаться ежегодно на 1,1 %.

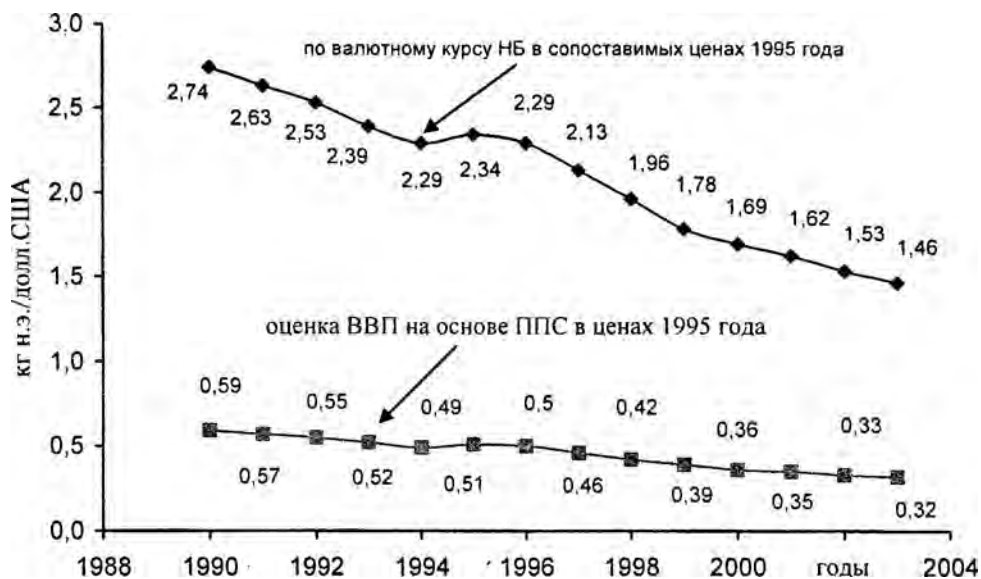


Рисунок 2. Изменение энергоёмкости ВВП по годам

Литература

1. Черноусов, С.В. Энергоёмкость валового внутреннего продукта белорусской экономики // Энергоэффективность. – 2004. – № 3. – С. 11–13.
2. Черноусов, С.В. Энергоёмкость валового внутреннего продукта белорусской экономики в международном аспекте // Энергоэффективность. – 2004. – № 5. – С. 9–11.
3. Черноусов, С.В. Энергоёмкость валового внутреннего продукта белорусской экономики в международном аспекте // Энергоэффективность. – 2004. – № 4. – С. 13–15.

УДК 620.9

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Курс Е.А.

Научный руководитель – ЧЕРДЫНЦЕВА Л.Р.

Рост цен на энергоресурсы, зависимость экономики Республики Беларусь от импорта топлива, применение энергозатратных технологий, высокая доля энергетической составляющей в единице ВВП характеризуют работу по энергосбережению как одно из наиболее приоритетных направлений. Проблемы энергосбережения быстро и эффективно решаются инновационным методом. Это связано с использованием новых научных идей, энергосберегающих технологий и т. д. Однако не менее важным являются нововведения в части энергосбережения, особенно в управлении процессом энергосбережения.

Энергосбережение как один из видов производственной деятельности требует такого же взвешенного и глубокого продуманного управления, как и ряд других направлений, например качество и финансы предприятия. Но управление или менеджмент данной сферы деятельности, его теоретические и практические аспекты достаточно глубоко не прорабатывались, и вся работа на предприятии в этом направлении почти

полностью зависит от уровня компетентности и опыта работы инженерной и в частности энергетической службы.

В соответствии с действующим законодательством на предприятиях с объемом потребления 1 500 т у.т. и более раз в 5 лет проводится энергетический аудит независимой стороной с выдачей рекомендаций по энергосбережению. Понятно, чтобы энергетический аудит был только первым, начальным этапом более сложной и гораздо более эффективной в части энергосбережения работы по созданию системы управления энергосбережением на предприятии.

Создание, внедрение и эффективное функционирование системы управления энергосбережением (СУЭ) должно осуществляться на следующих принципах:

– заинтересованности в энергосбережении всех сторон (общества, владельцев предприятий, потребителей работников);

– лидерства руководителей;

– вовлеченности персонала;

– личного и организационного самообучения;

– постоянного улучшения;

– оперативности в принятии решений;

– тесного взаимовыгодного сотрудничества с организациями энергоснабжения.

Идентификацию факторов энергосбережения осуществляет руководитель структурного подразделения совместно с начальником энергетического отдела. Оценка влияния на факторы энергосбережения осуществляется в каждом структурном подразделении по каждому виду ресурса.

В рамках изучения возможности влияния на каждый вид энергопотребления оцениваются целесообразность и перспективность их глубокой проработки, имеющиеся возможности структурного подразделения и финансовые возможности предприятия. При этом основным критерием для принятия данного факта в проработку является оценка необходимых затрат и получаемый эффект от реализации намечаемых мероприятий.

После завершения процедуры идентификации факторов энергосбережения в каждом структурном подразделении энергетическим отделом проводится анализ наработанных материалов и создается реестр значимых факторов энергосбережения предприятия, определяется степень влияния на них различных отделов и служб, а также разрабатываются целевые и плановые показатели по энергосбережению на 5 лет. Реестр и целевые и плановые показатели рассматриваются и утверждаются на заседании рабочей группы по энергосбережению под руководством главного инженера предприятия.

Итогом проведения работы являются формирование программы управления энергосбережением предприятия на 5 лет, где определены целевые и плановые показатели по энергосбережению, намечены предприятия, при необходимости разбитые на этапы, установлены сроки и лица, ответственные за выполнение, и ориентировочно определяются ресурсы для их реализации.

Пятилетняя программа детализируется в ежегодных планах организационно-технических мероприятий (ОТМ) предприятия. Программы и годовые планы разрабатываются под финансовые возможности предприятия. Решение о разработке СУЭ – исключительная прерогатива высшего руководства предприятия. Только глубокое понимание первым руководителем значения и необходимости работы по энергосбережению, только реальное вовлечение в эту работу всего персонала предприятия могут дать ощутимые результаты. Опыт внедрения систем менеджмента качества и экологического менеджмента показывает, что реальные результаты могут быть получены только на второй-третий год после внедрения кропотливой работы по поддержанию системы в работоспособном состоянии.

Ориентированная на работу во всех структурных подразделениях деятельность по энергосбережению неизменно ставит как задачу раздельного учета в производственных структурах, так и более сложную задачу автоматизации учета энергоресурсов в целом по предприятию, причем с легко просчитываемыми сроками окупаемости затрат на эти цели, и решаемую на самом современном уровне. В широком смысле понятие «энергоресурсы» включает в себя топливо, тепловую энергию в виде пара и горячей воды и электрическую энергию. На практике предприятием используются и другие виды ресурсов (сжиженный газ, бензин, дизельное топливо и др.). Кроме того, потребляются такие виды ресурсов, как вода, сжатый воздух и ряд др. Энергосберегающие предприятия к этим видам ресурсов отношения не имеют, но на каких-то более ранних стадиях на их производство были затрачены те или другие виды энергоресурсов, и для конкретных предприятий – потребителей их доля затрат в себестоимости продукции может отражаться также, как и затраты на энергоресурсы. Поэтому при создании СУЭ понятие «энергосбережение» целесообразно распространить и на эти виды ресурсов, а также на воду, в системах оборотного водоснабжения и хозяйственно – бытовые стоки.

Работа по энергосбережению должна носить комплексный характер. Очень большое значение имеют внедрение энергосберегающих технологий и экономичного с точки зрения потребления энергии оборудования, однако не менее важны обучение и повышение уровня компетентности в этой области всего персонала предприятия, а особенно важен процесс управления энергосбережением – деятельность, на которую ещё в далёком прошлом не обращалось достаточного внимания. Деятельность эта не требует значительных материальных затрат, но эффективность её очевидна, и овладение современными методами менеджмента – задача, которая находится на первом месте.

Литература

1. Горустович, В.В., Парыкин, Н.А. Система управления энергосбережением предприятия // Энергоэффективность. – 2006. – № 8. – С. 15–17.

УДК 658.016.8

КАЧЕСТВО ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Густинович Т.В.

Научный руководитель – ЯЧНАЯ Е.В.

Тенденции формирования трудовых ресурсов предопределяются динамикой численности населения в трудоспособном возрасте, прежде всего численностью поколений, вступающих в трудоспособный возраст и выходящих за его пределы. В 2001–2005 годах число вступивших в трудоспособный возраст составило 816 тыс. чел. Трудовые ресурсы пополнили поколения, родившиеся в 1985–1989 годах, который характеризовался достаточно высокими показателями рождаемости. За пределы трудоспособного возраста вышло малочисленное поколение военных годов рождения. Их число составило 460 тыс. чел. Простое сравнение показателей числа вступающих в трудоспособный возраст и выходящих за его пределы показывает, что в прошедшем пятилетии приток трудового потенциала в 1,8 раза превышал его выбытие. Это и обусловило увеличение численности населения в трудоспособном возрасте – на 185 тыс. чел. Влияние миграционного фактора на формирование трудового потенциала в Беларуси не существенно.

В текущем пятилетии формирование трудового потенциала будет проходить под влиянием прироста трудоспособного населения до 2007 года и его абсолютного сокра-

шения в последующие годы, в связи с вступлением в трудоспособный возраст малочисленных когорт родившихся в первой половине 90-х годов и выходом за его пределы поколения послевоенных лет рождения. По расчетам, численность населения в трудоспособном возрасте за 2006–2010 годы уменьшится более чем на 82 тыс. чел.

Другим источником трудового потенциала является население моложе и старше трудоспособного возраста, доля которых составляет 4,3 % в общей численности трудовых ресурсов (против 4,9 % в 2000 году). Что касается работающих подростков, то их роль в структуре трудовых ресурсов незначительна – 0,2 тыс. чел. Это закономерный процесс снижения уровня подростковой занятости, связанный с необходимостью получения образования. Наблюдается устойчивая тенденция сокращения и численности работающих пенсионеров. В целом за 2001–2005 годы их численность уменьшилась с 292,3 тыс. до 267,7 тыс. чел. или на 8,4 %.

Занятость лиц пенсионного возраста обусловлено, с одной стороны, их потребностью в общественном труде в связи с недостаточной материальной обеспеченностью. С другой, – применение их труда целесообразно в ряде отраслей и производств, либо требующих высокого уровня образования, квалификации и опыта (наука, образование), либо на малоквалифицированных рабочих местах, куда не идет молодежь из-за низкой оплаты труда.

Таким образом, формирование трудового потенциала республики предопределяется в основном динамикой численности трудоспособных граждан. Рост данной категории населения обусловил увеличение численности трудовых ресурсов страны с 6 004,6 тыс. в 2000 году до 6 210,2 тыс. чел. в 2005 году, или на 3,5 %. Однако, если в городах их численность росла (с 4 677,1 тыс. до 4 896,9 тыс. чел.), то село теряло свой трудоспособный потенциал (с 1 327,5 тыс. до 1 313,3 тыс. чел.), что во многом явилось следствием постарения сельского населения и продолжающегося, хотя и в меньших масштабах, миграционного оттока молодежи в города.

В перспективе вследствие сокращения трудоспособного населения численность трудовых ресурсов, по прогнозу, уменьшится до 6 127 тыс. чел. в 2010 году (на 83 тыс. чел.). Как показывают расчеты, в городах они будут расти до 2007 года, а затем начнут снижаться – до 4 849 тыс. чел. в 2010 году. В сельской местности прогнозируется устойчивая тенденция сокращения трудовых ресурсов – до 1 278 тыс. чел. в 2010 году (на 35 тыс.). Село по-прежнему будет терять свой трудовой потенциал и в более значительных масштабах, чем на современном этапе.

Основная часть трудовых ресурсов сосредоточена в общественном производстве – 70 %. Это один из показателей, по которому мы приблизились к мировым стандартам (в России – 72,7 %, в развитых странах – примерно 65 %). Уровень занятости населения по-прежнему остается высоким, хотя отмечается тенденция уменьшения численности работающих в экономике по сравнению с 2000 годом (с 4 441,0 тыс. до 4 349,8 тыс. чел. в 2005 году). В последние годы темпы снижения численности занятых заметно сократились, а в 2005 году произошло увеличение спроса на рабочую силу, и практически во всех отраслях (за исключением сельского хозяйства, науки и образования) прием работников превысил их увольнение.

Следует отметить, что динамика занятости имеет различную направленность в разрезе городской и сельской местности. Начиная с 1996 года наблюдается тенденция роста городской занятости при снижении численности сельских работников. Так, за 2001–2005 годы численность занятого населения в городах и поселках городского типа увеличилась на 46 тыс. чел. (до 3 443,4 тыс. чел.), а в сельской местности она сократилась на 137,5 тыс. чел. (до 906,4 тыс. чел.).

Динамика изменения отраслевой структуры занятости характеризуется сокращением численности работников в производственном секторе экономики и усилением ее

социальной направленности. Численность работающих в сфере производства товаров уменьшилась с 2 239,2 тыс. в 2000 году до 2 030,3 тыс. чел. в 2005 году, или на 209 тыс. чел. (37,2 %). За этот период доля занятых здесь снизилась с 50,5 % до 46,7 % от общей численности работающих в экономике.

Профессионально-квалификационный дисбаланс спроса и предложения рабочей силы на рынке труда является одним из основных факторов снижения качества трудового потенциала в Республике Беларусь. Решение этой проблемы требует, в первую очередь, изменения структуры и повышения качества системы профессиональной подготовки кадров, ее увязки с реальными потребностями общественного производства. Не менее важная задача – обеспечение наиболее полной сбалансированности профессионально-квалификационной структуры спроса и предложения рабочих мест на локальных рынках труда с учетом перспектив социально-экономического развития регионов.

УДК 621.311

СОБСТВЕННАЯ МИНИ-ТЭЦ ОАО «ЛАКОКРАСКА»

Коховец Н.К.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СПАГАР И.Н.

В сентябре 2006 года после успешных испытаний была введена в промышленную эксплуатацию отечественная турбогенераторная установка единичной мощностью 250 кВт с паровой турбиной «Двина»

В свете последних событий (нефтегазового конфликта) между Россией и Беларусью, правительству пришлось переосмыслить стратегическую линию развития энергетического комплекса Республики Беларусь и концепцию энергетической безопасности страны. Вопросы, касающиеся энергосбережения, снижения энергетической составляющей в себестоимости единицы продукции стали еще более актуальными и заставили по новому взглянуть на методы и возможные пути реализации программы по снижению энергопотребления, повышая при этом внутренний валовой продукт. Особенно это касается предприятий нефтехимического комплекса, где энергетическая составляющая имеет большую долю в себестоимости единицы продукции.

Во фталевом цехе, где установлена ТГУ, доля энергетической себестоимости составляет около 20 %. Поэтому специалистами прорабатываются различные варианты снижения энергопотребления. Большой потенциал в этой области заложен в технологии производства фталевого ангидрида, в ходе производства которого получают насыщенный пар давлением 6 и 22 кг/см². До недавнего времени этот пар использовался только как источник тепла для собственного производства. Однако это был не самый оптимальный вариант. Для производственных целей тепло такого высокого потенциала не было востребовано, поэтому пар дросселировали до давления 1,5–2 кг/см². Для более полного использования энергии пара и исключения потерь при дросселировании было принято решение о замене редуцирующего устройства паровой турбиной.

Детальная технико-экономическая проработка показала достаточно большую эффективность данного мероприятия. Было принято решение об организации собственной мини-ТЭЦ. В первую очередь было решено установить турбогенераторную установку (ТГУ) на более низкое давление пара (6 кг/см²). В ходе проработки технических вопросов выяснилось, что для таких низких параметров готовой турбины нет, и ее нужно было спроектировать и изготовить в короткие сроки. В ходе проведения тендерных торгов

предпочтение было отдано белорусскому предприятию ООО «НТЦ ЭНОТЕХ», которое предложило самый выгодный вариант по поставке ТГУ. К этому времени ООО «НТЦ ЭНОТЕХ» уже имело практический опыт по изготовлению ТГУ для таких объектов (мини-ТЭЦ) «под ключ».

За самые кратчайшие сроки (в течении четырех месяцев) была спроектирована и изготовлена турбогенераторная установка. Строительно-монтажные работы еще не успели начать, как основное оборудование уже было поставлено на ОАО «Лакокраска». После этого пришлось форсировать темпы строительных и монтажных работ, чтобы ускорить ввод в эксплуатацию мини-ТЭЦ. Генеральный подрядчик, Гродненское монтажное управление ОАО «Промтехмонтаж», успешно справился с поставленной задачей. В августе 2006 года все оборудование было смонтировано и готово для проведения пуско-наладочных работ. Уже в сентябре 2006 года на ОАО «Лакокраска» были проведены приемо-сдаточные испытания и ТГУ Двина была передана в эксплуатацию (рисунок 1).

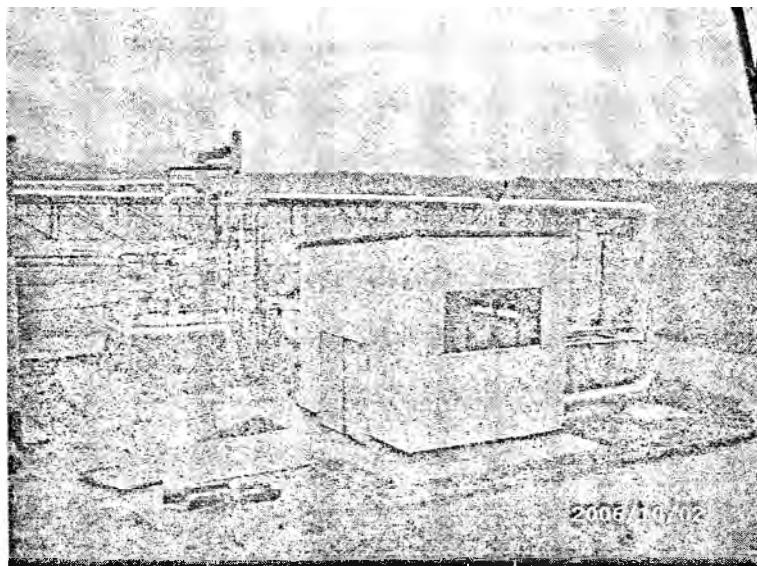


Рисунок 1. Внешний вид турбогенераторной

Принципиальная тепловая схема и техническое описание ТГУ

Насыщенный пар с параметрами $P_0 = 7 \text{ кг/см}^2$ (абс.) и температурой $T_0 = 167 \text{ }^\circ\text{C}$ из коллектора поступает по паропроводу на паровую турбину (Т) (рисунок 2). В турбине пар расширяется до давления $P_2 = 1,3 \text{ кгс/см}^2$ (абс.), после чего подается в «утильную линию» и далее на подогреватель сетевой воды (ПСВ).

Турбина имеет сошловое парораспределение, два регулирующих клапана, что позволяет использовать более эффективно турбину на частичных (малорасходных) нагрузках. Стопорный клапан предназначен для мгновенного отключения подачи пара на турбину при аварийном останове турбины. Обратные клапаны предназначены для предотвращения заброса пара в турбину. Перед турбиной установлены две паровые задвижки, одна из которых электрифицирована ЭПЗ-1. На выходе из турбины установлена электрифицированная паровая задвижка ЭПЗ-2.

Передние и задние концевые уплотнения турбины имеют по две каминные камеры отсоса пара из концевых уплотнений. Отсос пара из концевых уплотнений осуществляет эжектор отсоса уплотнений, рабочей средой которого является прямая «оборотка». Для создания необходимого давления воды перед эжектором установлен насос. Вода после эжектора сбрасывается в дренажный колодец (схема временная). Дренаж турбины заведен в дренажный колодец.

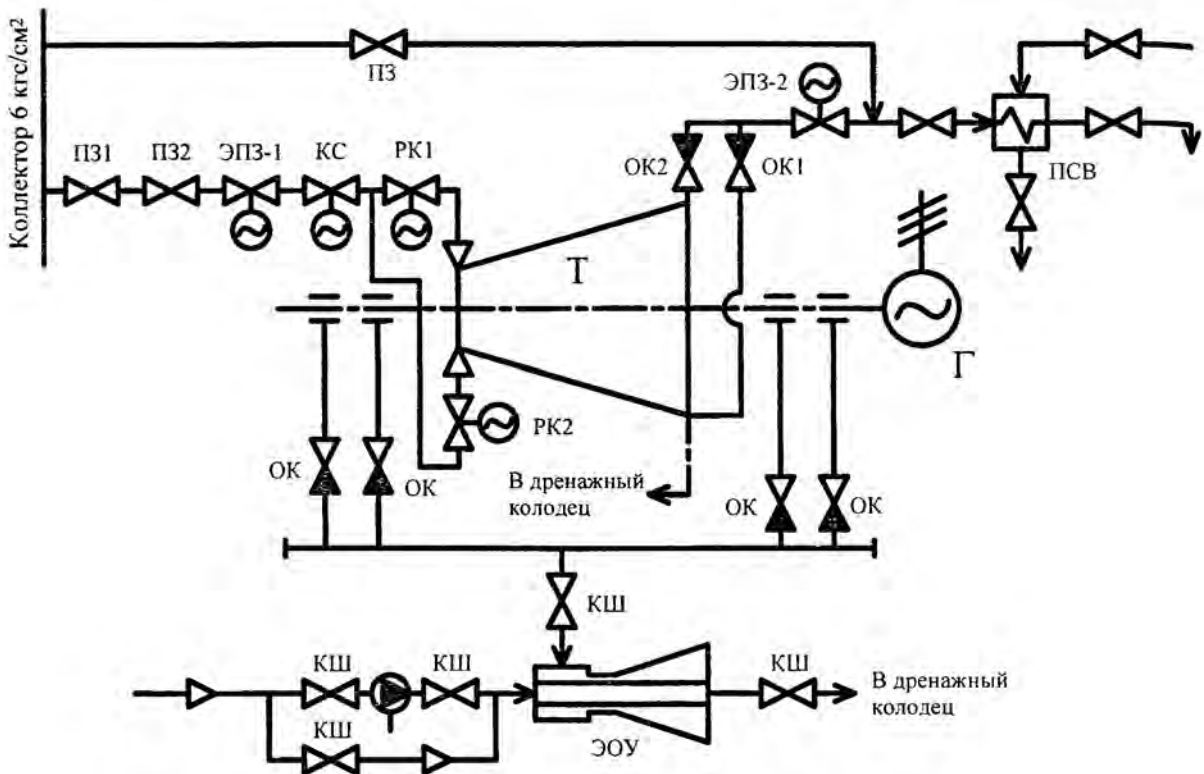


Рисунок 2. Принципиальная тепловая схема ТГУ: Т – турбина; Г – генератор;
ПЗ, ПЗ1 и ПЗ2 – паровая задвижка; ЭПЗ – электрифицированная паровая задвижка;
СК – клапан стопорный; РК – регулирующий клапан; ОК – обратный клапан;
ЭОУ – эжектор отсоса уплотнений; КШ – кран шаровый;
ПСВ – подогреватель сетевой воды

Турбогенераторная установка включает в себя паровую турбину и генератор (рисунок 3), смонтированных на общей раме и представляют собой единый блок. Установка укомплектована паровой турбиной противодавленческого типа. Турбина выполнена на основе ступени давления с повторным подводом рабочего тела. В этом случае на одном рабочем колесе реализована многоступенчатая схема расширения пара.

Конструктивно проточная часть турбины изготовлена так, что оптимальные параметры пара обеспечены на всех участках рабочего колеса. Это обеспечено как конструкцией самой турбины, так и качеством изготовления и монтажа. В турбине, в отличие

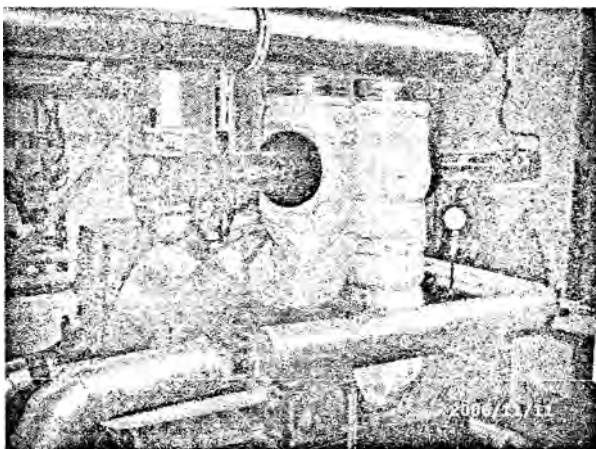


Рисунок 3. Внешний вид ТГУ

от классических энергетических турбин, применены подшипниковые узлы с подшипниками качения. Это позволило упростить систему смазки – в качестве смазки применена консистентная смазка. В классических турбинах используются подшипники скольжения с принудительной смазкой специальными маслами под давлением. Это сложная и пожароопасная система.

Паровая турбина оснащена системой концевых уплотнений в местах выхода вала из корпуса турбины. Сис-

тема значительно снижает протечки пара через указанные зоны. Минимальные протечки пара через концевые уплотнения утилизируются в охладителе уплотнений. В качестве последнего применен струйный пароводяной подогреватель. Расход охлаждающей воды через него не более 15 т/ч при давлении 3–4 кг/см².

В ТГУ установлен генератор асинхронного типа с рабочим напряжением на клеммах – 400 В. Такое решение позволило значительно упростить электрическую схему и снизить стоимость установки. Кроме этого асинхронный генератор не требует дополнительных специальных систем синхронизации генератора при включении в сеть. Синхронизация осуществляется автоматически за счет самой сети. Для упрощения операции включения генератора рекомендуется включать генератор в сеть при частоте вращения ротора ТГУ 3000 ± 2 об/мин.

Турбогенераторная установка оснащена системам управления, контроля и технологических защит, сигнализации и отображения технологических параметров.

Система управления обеспечивает автоматическое управление установкой практически во всем диапазоне работы. Система обеспечивает стабильное поддержание пара на выходе из турбины, регулирует подачу пара, обеспечивая наиболее оптимальный режим ее работы. Система предусматривает возможность управления ТГУ как в полностью автоматическом, так и в ручном режимах. Система управления укомплектована регулирующими клапанами с электрическим приводами фирмы REGARD.

Система контроля и технологических защит обеспечивает останов установки с закрытие стопорного и регулирующего клапанов при:

- повышении частоты вращения ротора турбины сверх номинального значения;
- повышении вибрации подшипников турбины;
- повышении температуры подшипников турбины;
- повышении давления пара за турбиной свыше установленной величины;
- отключении электропитания систем управления;
- при отключении генератора от сети;
- по инициативе оператора – при прочих аварийных ситуациях.

Система защит в качестве исполнительного устройства оснащена стопорным клапаном (СК) конструкции «баттерфляй» с электромеханическим устройством. Кроме этого при аварийном отключении система защит выдает команду на закрытие регулирующего клапана.

Система сигнализации и отображения технологических параметров обеспечивает аварийную звуковую и световую сигнализацию при срабатывании аварийных защит:

- повышенной вибрации подшипников турбины;
- повышении температуры подшипников турбины;
- повышении давления пара за турбиной свыше установленной величины;
- отключении электропитания систем управления.

На щите управления ТГУ отображаются основные технологические параметры работы установки – текущие параметры безопасности (температура, вибрация подшипников турбины, частота вращения ротора), положение и состояние органов управления паровой турбины и генератора, текущие технологические параметры установки – параметры и расход пара, текущее значение мощности.

Системы в базовом исполнении представляет собой двухуровневый программно-технический комплекс (ПТК). Комплекс позволяет осуществлять изменение конфигурации как аппаратно, так и программно. ПТК реализован на базе блока управления и защит БУЗ-0,25, собранного на базе серийного микропроцессора. ПТК позволяет надстраивать систему верхним уровнем на базе серийного персонального компьютера. Указанные системы и блоки совместно с вспомогательной аппаратурой смонтированы в шкафу управления и защит (ШУЗ) ТГУ (рисунок 4).

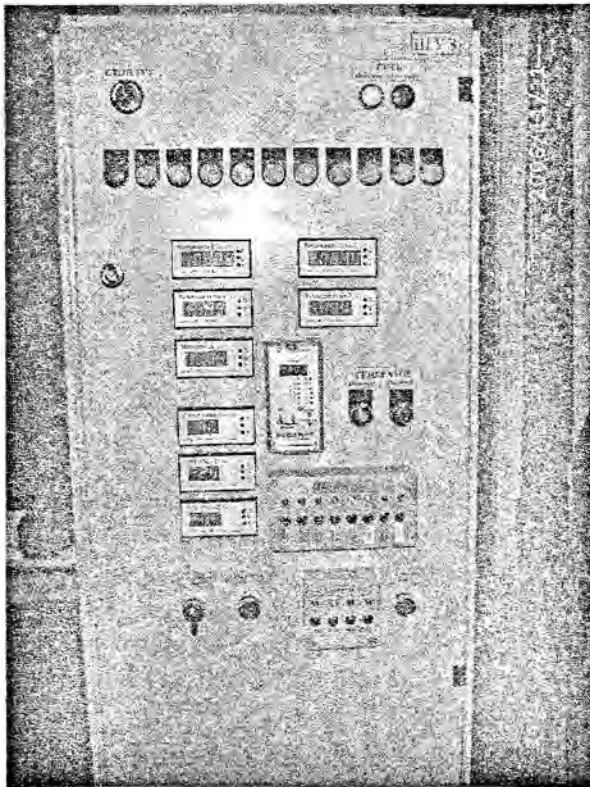


Рисунок 4. Внешний вид ШУЗ

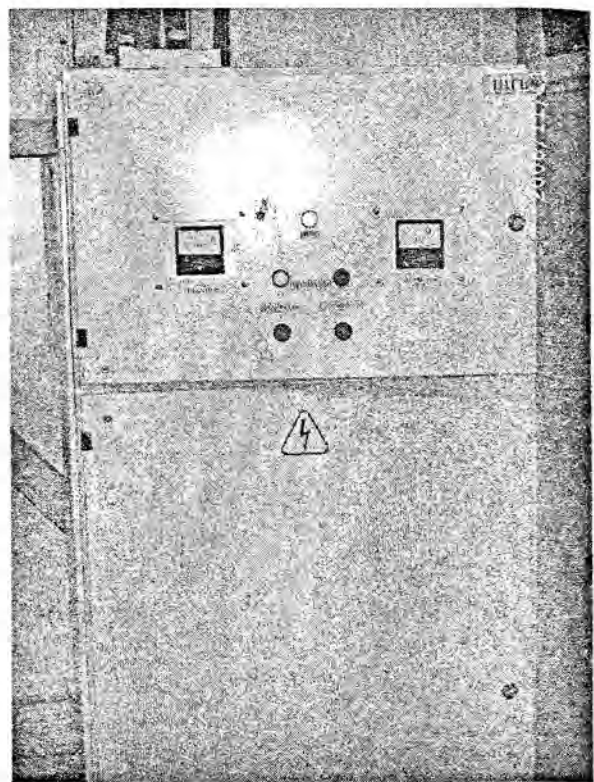


Рисунок 5. Внешний вид ШГВ

Коммутация генератора с внешней электрической сетью осуществляется с использованием аппаратуры, установленной в шкафу генераторного выключателя (ШГВ) (рисунок 5).

В качестве генераторного выключателя применен автоматический выключатель серии АЗ790 с встроенными защитами, что дополнительно обеспечивает защитное отключение генератора в случаях:

- короткого замыкания в сети и подводящих силовых цепях;
- повышения напряжения сверх допустимых пределов;
- перегрузки генератора;
- неполнофазных режимов.

Аппаратура ШГВ включает в себя автоматический выключатель с дистанционным приводом, разъединитель, а также набор коммутационной аппаратуры, необходимой для обеспечения безопасной работы турбогенераторной установки и ее обслуживания. В комплект ШГВ входит преобразовательная и измерительная аппаратура, позволяющая контролировать основные электрические параметры вырабатываемой электрической энергии: напряжение, ток, мощность.

Для учета количества вырабатываемой электроэнергии установлен трехфазный электросчетчик активной энергии (подключение к шинам генератора через трансформаторы тока).

По данным проведения испытаний были получены сводная таблица обработки результатов испытаний и режимная карта-график работы турбогенератора (рисунок 6).

В виду невозможности обеспечения номинального противодействия) $P_2 = 0,3 \text{ кг/см}^2$ (избыточного), максимальная мощность ТГУ была достигнута $N_3 = 105 \text{ кВт}$. Противодействие (избыточном) при этом составило $P_2 = 1,6 \text{ кг/см}^2$, расход на турбину – $D_0 = 5 \text{ т/ч}$ при полностью открытом одним регулирующем клапане.

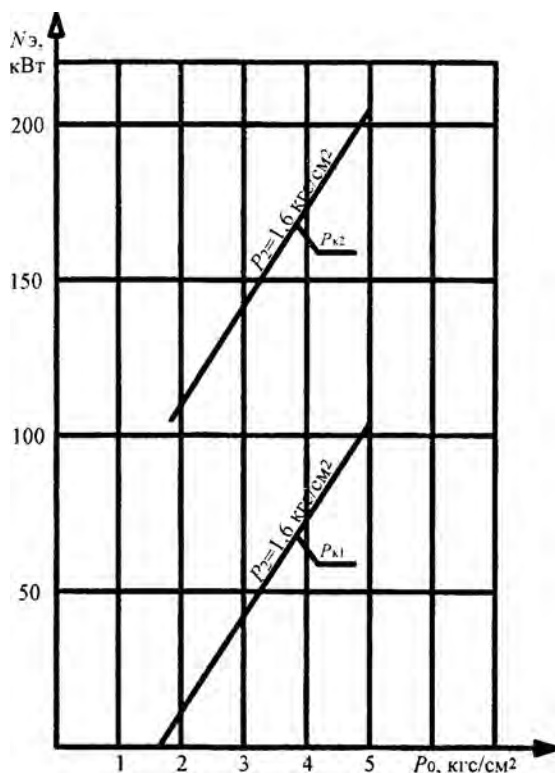


Рисунок 6. Диаграмма режимов ТГУ

В процессе пуско-наладочных работ последовательно устранялись недостатки и замечания. Особое внимание при проведении испытаний было уделено работе защит ТГУ.

При выходе на номинальные параметры пара после установки нового бойлера (сетевого подогревателя) будут проведены новые испытания и скорректирована энергетическая характеристика ТГУ.

После повышения цен на электроэнергию до 11,2 цент/кВт·ч, каждый кВт·ч, выработанный ТГУ позволит сэкономить около 10 центов. При работе ТГУ 7 000 часов в году с номинальной мощностью 200 кВт экономия для предприятия составит порядка 140 000 долларов США.

В ближайшие годы, после введения второй линии фталевого ангидрида, мощность мини-ТЭЦ будет увеличена на 2 МВт за счет установки ТГУ на паре с начальными параметрами 22 кгс/см².

УДК 620.9

ЭКОНОМИЧНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Андилевко М.О.

Научный руководитель – ЧЕРДЫНЦЕВА Л.Р.

Одной из главных целей в области повышения энергетической безопасности Республики Беларусь на период до 2012 года должно стать увеличение доли использования местных энергоресурсов и альтернативных источников энергии до 25 % в производстве тепловой и электрической энергии при обеспечении экономически целесообразных условий их добычи (производства) и потребления, а также соблюдения требуемых экологических условий.

Беларусь располагает запасами собственных топливных ресурсов и определенным потенциалом возобновляемых источников энергии, которые можно вовлечь в энергобаланс как в ближайшие годы (увеличение потребления торфа и древесины, строительство ГЭС, ветроустановок), так и в перспективе (использование бурых углей и горючих сланцев, геотермальных вод, развитие гелиоэнергетики и др.).

Наиболее значимыми в общем балансе местных ТЭР являются нефть и попутный газ, однако из-за исчерпания запасов их добыча будет снижаться. Оптимальным направлением в развитии нефтедобычи является соблюдение условий, когда ежегодные объемы добытой нефти компенсируются ежегодными объемами приростов запасов промышленных категорий. Для Беларуси за последние 5 лет компенсация не превышает 57 %. Характеристика ресурсной базы нефтедобывающей отрасли в Беларуси не по-

зволяет наращивать добычу нефти за счет разведки новых запасов, а лишь замедляет темпы ее закономерного уменьшения.

Таблица 1. Потенциал собственных ТЭР и возобновляемых источников энергии Беларуси

Вид энергоресурса	Потенциальные запасы	Годовой объем использования (производства, добычи)				
		2006	2007	2008	2009	2010
Нефть, млн. т	58	1,67	1,65	1,63	1,60	1,58
Попутный газ, млн. м ³	3 430	241	236	230	225	220
Торф, млн. т	4 000	2,87	2,98	3,09	3,20	3,31
Сланцы, млрд. т	11	–	–	–	–	–
Бурые угли, млн. т	151	–	–	–	–	–
Древесное топливо и отходы деревообработки, млн. т у.т.	6,6	2,08	2,32	2,57	2,82	3,06
Гидроресурсы, тыс. кВт·ч	2 270	36	120	227	327	390
Ветропотенциал, млн. кВт·ч	2 400	3,04	3,94	6,62	6,62	6,62
Биомасса, тыс. т у.т.	1 620	–	6,6	13,2	19,8	26,4
Солнечная энергия, тыс. т у.т.	71 000	0,01	0,3	1	2	3
Коммунальные отходы, тыс. т у.т.	470	–	4,9	9,9	14,8	19,8
Фитомасса, тыс. т у.т.	640	1,0	12,4	24,7	37,1	49,4
Лигнин, тыс. т у.т.	983	37,2	45,0	45,0	45,0	45,0
Этанол и биодизельное топливо, тыс. т у.т.	1 000	–	0,5	4,9	9,9	14,8

Древесное топливо является основным источником местных возобновляемых топливных ресурсов. Запас древесины в лесах Беларуси достиг 1,37 млрд. м³, а площадь земли Гослесфонда – 9,3 млн. га. Древесными топливными ресурсами обладают все области страны. Ежегодно текущий прирост составляет 32,37 млн. м³, средний прирост за вычетом отпада – 25 млн. м³. Однако объем промышленного использования составляет не более 85 %.

В стране разведано более 9 000 торфяных месторождений общей площадью 2,54 млн. га и первоначальными запасами торфа 5,65 млрд. т. Оставшиеся геологические запасы оцениваются 4 млрд. т, что составляет 70 % от первоначальных. Промышленные запасы топливного торфа приблизительно равны 250 млн. т, или 5,5 % оставшихся запасов. Извлекаемые при разработке месторождений запасов оцениваются в 100–130 млн. т. Потребителем этого топлива является преимущественно коммунально-бытовой сектор.

Известны 3 месторождения бурых углей: Житковичское, Бриневское и Тонезское с общими запасами 151,6 млн. т. Разработка угольных месторождений в ближайшей перспективе не рекомендована республиканской экологической комиссией, поскольку в результате вынужденного резкого снижения грунтовых вод возможный экологический ущерб значительно превысит получаемые выгоды.

Известны 2 месторождения горючих сланцев – Любанское и Туровское. По своим качественным показателям белорусские горючие сланцы не являются эффективным топливом из-за высокой их зольности и низкой теплоты сгорания.

Общий выход тепловых вторичных энергоресурсов составляет 17,9 млн. Гкал/год. Планируется увеличить использование к 2010 году высокопотенциальных ВЭР в эквиваленте около 200 тыс. т у.т., средне- и низкопотенциальных – в эквиваленте около 60 тыс. т у.т. Основными объектами с наличием тепловых вторичных энергоресурсов являются: ОАО «Гродноазот», блоки получения серной кислоты на химическом заводе в г. Гомеле, ПО «Нафтан», Мозырский нефтеперерабатывающий завод.

Потенциальная мощность всех водотоков Беларуси составляет 850 МВт, в том числе технически доступная – 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт. Особого рассмотрения требуют вопросы сооружения каскадов ГЭС на реках Сож, Днепр, Припять, так как возможные масштабы затопления прилегающих территорий ограничены зоной загрязнения радионуклеидами.

Результаты испытаний установок для производства биогаза из отходов животноводческих комплексов подтвердили требования комплексной оценки их эффективности.

При биопереработке коммунальных отходов в целях получения газа эффективность составит не более 20–25 %. По областным городам ежегодная переработка данных отходов в газ позволила бы получить около 50 тыс. т у.т., а по г. Минску – до 30 тыс. т у.т.

В качестве сырья для получения жидкого и газообразного топлива можно применять периодически возобновляемый источник энергии – фитомассу быстрорастущих растений и деревьев. По экспертным оценкам, к 2010 году за счет названного источника может быть получено 50–70 тыс. т у.т.

Беларусь имеет значительный потенциал для использования технологий производства топливного этанола и биодизельного топлива из рапса и сои. Для производства топливного этанола требуется главным образом соответствующая реконструкция спиртовых заводов, на что необходим минимальный объем инвестиций. При активном инвестировании и освоении данного производства к 2010 году объем замещения традиционных видов топлива может составить около 20 тыс. т у.т.

И хотя пока нет технологий эффективной переработки ряда видов ископаемых и иных источников энергии, это не означает, что они не появятся в ближайшем будущем. Важно то, что не так уж и бедны наши недра и не так уж малы наши потенциальные возможности. Задача ученых – найти наиболее приемлемые для экологии и с финансовой точки зрения способы их использования.

Литература

1. Потенциальные запасы и экономически целесообразные объемы использования местных энергоресурсов // Энергоэффективность. – 2006. – № 6.

УДК 658.016.8

СИТУАЦИЯ НА РЫНКЕ РАБОЧЕЙ СИЛЫ

Густинович Т.В.

Научный руководитель – ЯЧНАЯ Е.В.

За последние годы ситуация на национальном рынке рабочей силы изменилась к лучшему, она стала более стабильной и управляемой.

На протяжении последних лет занятость в стране имела устойчивую тенденцию к сокращению. В 2005 году численность занятых в экономике увеличилась на 33,5 тысяч человек, или на 0,8 процента, в том числе в отраслях материального производства на 31 тысячу человек.

Число работающих возросло почти во всех отраслях материального производства (за исключением сельского хозяйства, заготовок и общей коммерческой деятельности по обеспечению функционирования рынка), наиболее существенно – в торговле и общественном питании (на 18,9 тысяч человек), строительстве (на 8,2 тысяч человек) и промышленности (на 5,3 тысяч человек).

В большинстве непроемких отраслей также отмечено увеличение численности занятых (кроме непроемких видов бытового обслуживания населения, образования, науки и научного обслуживания).

Увеличился спрос на рабочую силу: на 01 января 2007 года в органы государственной службы занятости поступили сведения о наличии 44,8 тыс. вакансий, что составило 125,1 процента к уровню 2006 года.

Большим спросом на рынке труда в настоящее время пользуются рабочие строительных профессий (каменщики, кровельщики, монтажники, штукатурки и др.), а также инженеры-строители.

Много вакансий заявляет промышленность, преимущественно на рабочие профессии (токари, фрезеровщики, электромонтеры, электромонтажники, слесари-инструментальщики, слесари-сантехники, наладчики оборудования и др.).

Постоянно высокий спрос на водителей автомобилей, машинистов бульдозеров, экскаваторов, трактористов и др.

В течение ряда лет такие специалисты как педагоги, товароведы, юристы, экономисты трудоизбыточны во всех областях и г. Минске. Особенно невысок спрос на специалистов со средним специальным образованием.

Высокий спрос на врачей, инженеров-программистов, прорабов, инженеров конструкторов и ряд других специалистов.

В 38 из 42 малых и средних городов и регионов с устойчиво высоким уровнем безработицы, включенных в Государственную программу и областные программы занятости населения на 2006 год, уменьшилось количество безработных.

Снизилась женская безработица с 68,9 процента на 01 января 2006 года до 65,8 процента на 01 января 2007 года, молодежная, соответственно, с 45,5 процента до 44,8 процента. Обеспечено снижение средней продолжительности безработицы с 6,7 до 6,1 месяца, и периода трудоустройства безработных – с 3,2 до 3,1 месяца.

В определенной степени смягчению напряженности на рынке труда способствовала реализация мероприятий Государственной программы занятости населения Республики Беларусь на 2006 год, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 467 от 06 апреля 2006 года [1].

Вместе с тем, несмотря на значительное снижение уровня безработицы, на рынке труда остается ряд проблем. По-прежнему сохраняется значительный структурный и территориальный дисбаланс спроса и предложения рабочей силы. Ряд нанимателей представляют вакансии с оплатой труда на уровне минимальной заработной платы, что делает их абсолютно непривлекательными со стороны соискателей и бесперспективными с точки зрения заполнения этих вакансий. Особенно это характерно для сельской местности.

Остается актуальной проблема женской и молодежной безработицы (среди безработных молодежь в возрасте 16–29 лет составляет 44,8 процента, женщины – 65,8 процента). Почти 20 процентов безработных относятся к категории граждан, особо нуждающихся в социальной защите и не способных на равных условиях конкурировать на рынке рабочей силы и которым государство предоставляет дополнительные гарантии в области занятости населения.

Сложно решаются проблемы трудоустройства инвалидов, граждан, освободившихся из учреждений уголовно-исполнительной системы МВД, граждан, имеющих длительный перерыв в работе.

Ряды безработных продолжают пополнять лица, имеющие низкий образовательный и профессиональный уровень. Среди безработных 21,7 процента ранее нигде не работали и ищут работу впервые, из них 63 процента не имеют профессиональной подготовки.

На 1 января 2007 года в органах государственной службы занятости населения состояло на учете 52 тысячи безработных (76,6 процента от соответствующего периода 2006 года).

В рамках общей стратегической установки ставится задача по удержанию уровня регистрируемой безработицы к концу 2007 года в социально допустимых пределах (1,4–1,5 процента к численности экономически активного населения), с одновременным увеличением численности занятых в экономике до 4 375–4 448 тысяч человек по отношению к 2006 году.

Достижению поставленных задач будет способствовать реализация ряда государственных и иных целевых программ, оказывающих значительное влияние на ситуацию в сфере занятости, среди них – Государственная программа возрождения и развития села на 2005–2010 годы, Государственная программа инновационного развития Республики Беларусь на 2006–2010 годы, Комплексная программа развития сферы услуг в Республике Беларусь на 2006–2010 годы, Республиканская целевая программа по улучшению условий охраны труда на 2006–2010 годы, Программа государственной поддержки малого предпринимательства в Республике Беларусь на 2007 год, Национальная программа развития туризма в Республике Беларусь на 2006–2010 годы, отраслевые программы «Кадры 2006–2010» и др.

В рамках данных программ решаются вопросы повышения эффективности использования трудовых ресурсов, подготовки квалифицированных кадров, создания рабочих мест, улучшения условий труда и т. д.

Литература

1. Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2006. – № 59. – 5/22160.

УДК 620.9

ПАРИТЕТ ПОКУПАТЕЛЬСКОЙ СПОСОБНОСТИ КАК СПОСОБ СОПОСТАВЛЕНИЯ ВВП В МЕЖДУНАРОДНОМ АСПЕКТЕ

Наруто С.А.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Проблема сопоставления уровня энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) с другими странами в настоящее время стоит очень остро. Межстрановые сравнения служат важным ориентиром при формировании политики государства в вопросах регулирования цен на энергоресурсы.

В настоящее время существует большое разнообразие методов сопоставления, однако наиболее реальную ситуацию представляет метод на основе паритета покупательской способности (ППС). Он получил наибольшее распространение в международной практике для сопоставления относительных уровней экономического развития различных стран. В данном случае ВВП рассчитывается через паритет покупательской способности в соответствии с Программой международных сопоставлений, проводимых ООН в рамках Европейской системы сопоставлений (ЕПС).

В качестве пересчета используются не обменные курсы национальной валюты, а паритеты покупательской способности. Это обусловлено тем, что обменные курсы, как это было сказано, не отражают покупательскую способность национальных валют.

Курс национальной валюты по паритету покупательской способности есть отношение количества национальной валюты, затрачиваемое в данной стране на покупку

определенного набора товаров и услуг (потребительской корзины), такого же по составу и равного по качеству тому, которое приобретает житель США за один доллар.

Республика Беларусь приняла участие в трех раундах международных сопоставлений (1993, 1996 и 1999 годы). В рамках Европейской программы сопоставлений за 1996 год республика отслеживала национальные цены на 1 125 позиций потребительских и инвестиционных товаров и услуг. Эти позиции характеризуют конечное потребление домашних хозяйств, валовое накопление основного капитала (машины и оборудование, строительство, а также жилые здания), чистый экспорт товаров и услуг. Таким образом, используемая для пересчета объема ВВП в доллары США совокупность позиций (представителей) охватывает всю структуру ВВП.

На рисунке 1 представлены результаты сопоставления по методике ЕПС, проведенного в 1996 году.

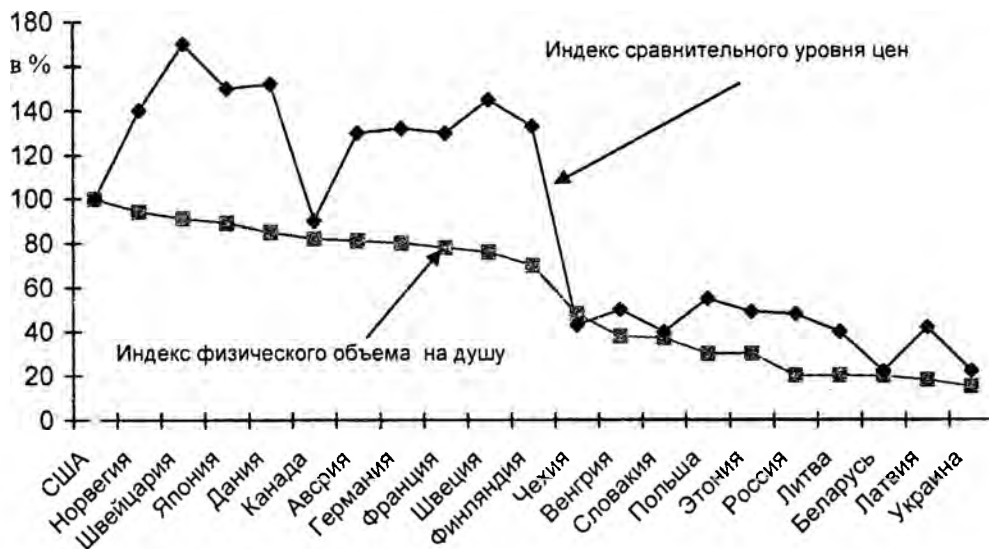


Рисунок 1. Сравнение данных по методике ЕПС 1996 года (США – 100 %)

Для сопоставления официальных обменных курсов и паритета покупательской способности различных стран рассматриваются индексы сравнительного уровня цен (ИСУЦ), представляющие собой отношение коэффициента ППС к официальному обменному курсу.

Из рисунка 1 видно, что индекс физического объема на душу населения и индекс сравнительного уровня цен для Беларуси отличаются по отношению к этим величинам в США в 4–5 раз.

Важными с точки зрения анализа изменения и оценки ВПП в Беларуси являются результаты, полученные на основе индекс-дефлятора ВВП и данных Международного энергетического агентства (МЭА), в которых приведены значения ВВП на основе паритета покупательской способности по валютному курсу в ценах 1995 года.

Представленные результаты свидетельствуют о хорошей корреляции данных МЭА по ВВП на основе паритета покупательской способности с результатами, полученными при расчете ВВП в сопоставимых ценах 1990 года и пересчете по валютному курсу. При этом различие в этих данных не превышает 2 %. В то же время имеет место значительное их расхождение со значениями ВВП, рассчитанными по текущему валютному курсу.

Необходимо заметить, что различия по годам в объемах ВВП, рассчитанных по ППС, существенно меньше, чем различия в ВВП, рассчитанные в долларом исчисле-

нии по текущему курсу белорусского рубля, установленного Национальным банком (рисунок 2).



Рисунок 2. Сравнение результатов оценки ВВП по различным методикам

Из данного рисунка видно, что номинальный ВВП, рассчитанный по текущему валютному курсу, значительно меньше реального ВВП, определенного на основе ППС. Так, относительно 1995 года такое различие составляет 4,63 раза.

На основе проведенного анализа методик расчета ВВП можно сделать вывод, что для межстрановых сопоставлений энергоёмкости ВВП, в особенности развивающихся стран, наиболее адаптированной и объективной является оценка ВВП и его энергоёмкости на основе паритета покупательской способности.

Литература

1. Черноусов, С.В. Энергоёмкость валового внутреннего продукта белорусской экономики в международном аспекте // Энергоэффективность. – 2004. – № 5. – С. 9–11.

УДК 620.9

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Андилевко М.О.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

К 70-м годам по ряду причин (из которых на первом плане – экологическая безопасность и ограниченность природных ресурсов Земли) в наиболее развитых странах были приняты государственные программы поддержки ветроэнергетики.

С середины 90-х годов ветроэнергетика выделилась в самостоятельный энергоисточник наряду с гидро-, атомной и тепловой энергетикой. Общий потенциал ветроэнергетики оценивается в 20–25 % мирового производства электрической энергии. Для эксплуатации ветроэнергетических установок (ВЭУ) не требуется никакого топлива, что исключает выбросы вредных веществ в атмосферу. В отличие от тепловых электростанций, они совершенно не нуждаются в воде. Под ветроэнергетические установки не отчуждаются земли. К 2008 году установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) в мире может достичь 100 ГВт, а к 2012 году – 150 ГВт.

Десять фирм изготовителей поставляют около 95 % всех ветрогенераторов. На датскую VESTAS Wind Systems приходится 22 %, на GE Wind Energy – 18 %, на Bonus – 11,5 %, далее следуют ENERCON, NORDEX (Германия), ENRON (США), GAMESA (Испания) и NEG Micon (Дания), которая объединилась с VESTAS.

Ветроустановка преобразует кинетическую энергию ветра в механическую, главным образом для подъема воды в сельских или удаленных местностях, или электрическую, удобную для использования. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) производят электрическую энергию для бытовых или промышленных нужд. Существуют два основных вида установок: с вертикальной и с горизонтальной осью вращения. Последние составляют около 95 % всех ветроустановок, подключенных к сетям энергосистем.

Ветроэлектростанции построены во всех частях света. Страны-лидеры – Германия, Испания, США, Дания, Индия, Нидерланды, Италия, Голландия, Япония, Англия, Китай. В десятку входят как самые богатые и развитые страны (США, Германия, Швеция), так и развивающиеся гигантские страны (Индия, Китай), а также небольшие европейские государства (Нидерланды).

На рисунке 1 показано распределение мощностей по континентам мира на конец 2005 года.

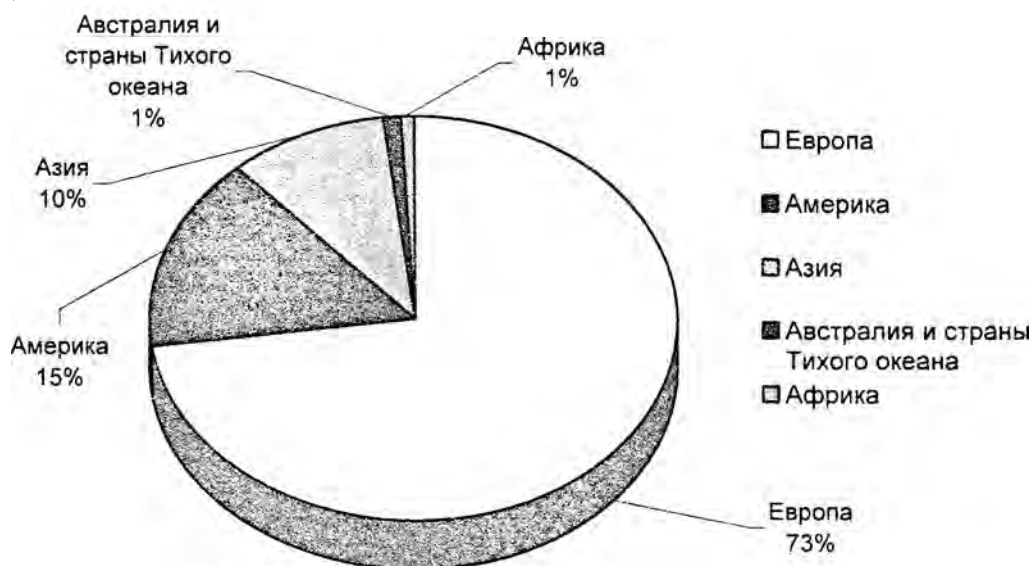


Рисунок 1. Распределение мощностей ветроустановок по континентам мира

Основные недостатки ветроустановок следующие:

- из-за непостоянства ветра меняется мощность, вырабатываемая ветроустановкой, (возникает дополнительная задача для энергосистемы по регулированию частоты и мощности);
- нет ветра, нет и энергии, а именно в это время она нужнее всего, значит, необходим резервный источник (для небольших мощностей – аккумулятор);
- без связи с энергосистемой ВЭС работать не может, а в ветро-дизельных станциях нужны специальные системы управления, обеспечивающие параллельную работу ВЭУ и дизель-генераторов;
- сравнительно малый коэффициент использования установленной мощности;
- довольно высокая удельная стоимость установленной мощности.

Но есть и достоинства – и немалые:

- не требуется топлива – это главное преимущество;
- предотвращается эмиссия CO₂ и других вредных выбросов, что имеет место на всех электростанциях, использующих органическое топливо;

- для работы ВЭС не требуется вода и воздух, которые в огромных количествах потребляются на тепловых электростанциях;
- территория, на которой располагаются ВЭС, либо непригодна для хозяйственного использования, либо может использоваться для животноводства и растениеводства, т. е. отчуждение плодородных земель намного меньше, чем на ГЭС и ТЭЦ;
- возможность полной автоматизации работы, отсутствие дежурного персонала;
- короткий срок сооружения от подписания контракта до окончания монтажа (построить ВЭС мощностью 50 МВт можно за 18 месяцев, дальнейшее расширение станции осуществляется без проблем);
- простая технология работы станции. После пуска первой установки станция начинает вырабатывать энергию, кроме электрических – никаких зависимостей по топливу и режиму между ветроустановками нет.

Сегодня имеющийся в Беларуси ветроэнергетический потенциал практически не используется. Ветроэнергетический потенциал Беларуси оценен в 220 млрд. кВт·ч. У противников развития ветроэнергетики в республике есть два расхожих аргумента. Первый, что в республике отсутствует ветроэнергетический потенциал, достаточный для его промышленного использования. Второй, что ветроэнергетические установки (ВЭУ) и ветроэлектростанции (ВЭС) обязательно должны резервироваться в полном объёме тепловыми электростанциями (ТЭС). Оба аргумента во многом основаны на заблуждениях.

Действительно, в Беларуси нет морских побережий с постоянно дующими ветрами с большой скоростью, как, например, в Дании. Однако у нас есть множество возвышенностей высотой 200 м и более над уровнем моря. На них, как правило, расположены 20–30-метровые холмы. При установке на них мачт высотой 50–60 м можно гарантировать среднюю скорость ветра на уровне оси ветроколеса 6–7 м/с, вполне достаточную для промышленного производства электроэнергии.

В результате многолетних исследований, проводимых институтом «Белэнерго-сетьпроект», на территории республики найдено очень много перспективных зон для строительства ВЭУ и ВЭС. Рассчитанный по результатам проведённых исследований общий ветроэнергетический потенциал значительно превышает потребность республики в электроэнергии. При расчетах использовались данные гидрометеослужб за длительный период времени (25 лет). Аналогичные исследования проводила специализированная организация «Ветромаш». Ею получены результаты того же порядка. Разумеется, о полной реализации имеющегося ветроэнергетического потенциала не может быть и речи, но использование его даже на 10 % позволило бы снять все имеющиеся проблемы с производством электроэнергии за счёт собственных энергоресурсов.

Если ВА устанавливается на холме, который находится на возвышенности высотой 250–300 м над уровнем моря, то с учётом высоты башни (50–60 м) вполне реально иметь среднегодовую скорость ветра на оси ветроколеса 7,5–8 м/с. А это означает, что число часов использования номинальной мощности ВА будет находиться в диапазоне 2 000–2 400 ч/год. Подобный результат получен на втором году эксплуатации немецкого ВА мощностью 600 кВт, смонтированного близ посёлка Занарочь Минской области.

Из 22-х административных районов Минской области сооружение ВЭУ целесообразно в 10, из которых наиболее благоприятные условия имеют пять: Минский, Логойский, Воложинский, Дзержинский и Молодечненский. При этом в Минском районе целесообразно соорудить 9 ВА общей мощностью ≈9 МВт (средняя мощность одной ВЭУ принята, как указано выше, равной 1 МВт). Соответственно в Молодечненском – 63 ВЭУ, в Логойском – 168, Дзержинском – 219 и Воложинском – 246. Всего в пяти указанных районах целесообразно соорудить 705 ВЭУ общей мощностью 705 МВт. Для выбранных площадок гарантированное число часов использования номинальной

мощности будет не ниже 2 100 ч/год. Это означает, что годовая выработка электроэнергии ВА, рекомендуемыми к установке, составит – 1,5 млрд. кВт·ч в год, а это примерно 15 % от общего годового потребления электроэнергии Минской областью.

Электроэнергия, произведённая ВЭУ, является общественно полезной продукцией, а выделение земельных участков для их сооружения может оказаться чрезвычайно выгодным бизнесом для государства. Электроэнергия, выработанная частными производителями, будет отпускаться только в государственную распределительную сеть по тарифам, установленным государством: больше её продавать просто некуда. Частные инвесторы должны будут за свои деньги осуществлять проектирование и сооружение ВЭС, а также оплачивать их присоединение к сетям энергосистемы по единым правилам. Государство должно лишь гарантировать покупку их продукции по установленным тарифам. Определение оптимального тарифа, при котором можно рассчитывать на массовый приток инвестиций на указанные цепи и который одновременно не окажется убыточным для энергосистемы, – задача достаточно сложная, но, безусловно, разрешимая. С учётом экологической чистоты электроэнергии, этот тариф можно установить на уровне 9–9,5 центов/кВт·ч.

Необходимо отметить, что при массовой поставке ВА в республику цены на них, а также затраты на их присоединение к сетям несомненно снизятся. Снижению удельной стоимости ВА будет способствовать также активное участие белорусских предприятий в изготовлении отдельных компонентов. Вся электрическая часть и автоматика также могут с успехом изготавливаться белорусскими производителями. Это обеспечит широкомасштабное участие белорусских предприятий в массовом производстве наукоемкой продукции, что само по себе очень важно.

Литература

1. Пекелис, В.Г. Еще раз к вопросу о ветроэнергетике // Энергия и менеджмент. – 2006. – № 3.

УДК 311.14

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЬЮТЕРИЗАЦИИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА

Селезнева А.Н.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент МАНЦЕРОВА Т.Н.

Процесс автоматизации учетных процессов все в большей степени охватывает финансово-экономические службы, как бюджетных организаций, так и коммерческих фирм. С каждым годом информационные технологии все глубже проникают в систему бухгалтерского учета, позволяя в реальном масштабе времени моделировать учетные процессы и на основе единой информационной базы эффективно решать задачи финансового и управленческого учета. Осознавая важность и неизбежность развития автоматизированной формы учета, бухгалтерия сталкивается с проблемой осуществления оптимального выбора среди широкого спектра программных продуктов.

Усложнение методики ведения бухгалтерского учета побудило многие отечественные организации внедрить в бухгалтерских службах автоматизированные системы. Отмечается также массовый переход от нелегального к официальному использованию бухгалтерских программных продуктов.

С учетом динамики совершенствования знаний человечества в начале XXI века можно констатировать, что в большинстве отраслях возникает потребность в чуть ли не ежегодном обновлении знаний у основной кадровой команды предприятия или корпо-

рации. Без этого невозможно обеспечить необходимые конкурентные преимущества. Сегодня эта задача легко решается. Одним из способов проверки знаний является проведение тестирования с помощью специальных компьютерных программ.

Сегодня уровень и качество образования, включая повышение квалификации и переподготовку специалистов, являются для Республики Беларусь одним из определяющих факторов, позволяющими стране развивать наукоёмкие высокотехнологичные отрасли, претендовать на звание современного высокоразвитого государства. Без сбалансированной и качественной системы образования нельзя решить задачи создания государственной системы стратегического управления и планирования, а без них вряд ли удастся обеспечить необходимый уровень национальной безопасности страны и достичь нужных экономических показателей.

В современных условиях, когда вычислительная техника гармонично вписалась в деятельность различных служб предприятий и организаций, компьютеризация учета, анализа и аудита является основным инструментом эффективной обработки большого объема экономической информации. Использование данного инструмента экономистами, бухгалтерами возможно только при глубоком значении технологий автоматизированной обработки учетно-аналитической информации, владении навыками постановки учетно-аналитических задач, методами формирования и использования исходной и резульатной учетно-аналитической информации.

Автоматизация управления деятельностью предприятия невозможна без автоматизации бухгалтерского учета. Более того, именно с последней целесообразно начинать автоматизацию управления. Это вызвано следующими факторами:

- задачи бухгалтерского учета хорошо структурированы, имеют известный и несложный алгоритм решения с преобладанием арифметических операций;
- бухгалтерский учет собирает и регистрирует информацию обо всех хозяйственных операциях;
- автоматизация бухгалтерского учета стала неотложной задачей, так как внешние пользователи бухгалтерской информации, которым бухгалтерия должна поставлять свои отчеты, требуют их в электронной форме, на машиночитаемых носителях.

Необходимо отметить, что для высокотехнологичной организации в информационном обществе главным является стратегическое соответствие нематериальных ресурсов, а именно: человеческих, информационных и организационных. Иными словами, в основном речь идет о компетенции персонала, его способности эффективно работать, а также об описании и создании баз данных, основанных на знаниях персонала.

В настоящее время выявлена прямая связь между грамотностью в сфере информационных технологий и профессиональным успехом специалистов, поэтому уровень и качество образования, включая повышение квалификации и переподготовку специалистов, являются важными факторами для карьерного роста. Проверить свои знания можно с помощью тестирующих программ.

Немаловажной из составляющих успеха любой тестирующей программы является простота работы с ней для пользователя. Чтобы повысить эффективность процесса, необходимо минимизировать ту часть, которая приходится на освоение инструмента проверки знаний, чтобы не доставлять пользователю дополнительных сложностей.

Простота работы складывается из двух составляющих – лёгкости освоения и простоты в эксплуатации. Лёгкости освоения можно достичь за счет построения интерфейсов системы в том виде, который привычен для пользователя. Простота эксплуатации обеспечивается интуитивной понятностью назначения команд интерфейсов и пояснений к отображаемой информации. Кроме того, создаваемая система обучения и консультирования должна выдвигать минимальные требования к компьютерной подготовке пользователя.

Для максимальной доступности, гибкости, удобства в эксплуатации и повышения результативности в системе обучения и проверки знаний в программе могут применяться различные технологии и способы тестирования.

В отличие от изложения на бумаге тестирование в электронном виде может изменяться и развиваться с течением времени. Непрерывный мониторинг подразумевает фиксацию в режиме, близком к реальному времени, всех действий пользователей в системе и их запись в базу данных. Постоянный сбор и накопление статистической информации по процессу проверки знаний позволяет в дальнейшем проводить анализ деятельности, как всей системы обучения, так и отдельных пользователей. Программа способна хранить всю историю проверки знаний тестируемого с момента его регистрации и по необходимости выдавать отчеты.

В последнее время довольно широкое распространение получила упрощенная форма учёта, основанная на использовании журнала регистрации хозяйственных операций в качестве основного учётного регистра. Относительная простота этой формы позволила реализовать некоторые из принципов, лежащих в её основе, в бухгалтерских программах, которые можно назвать универсальными. Отличительной особенностью таких программных продуктов является наличие журнала (книги) хозяйственных операций («Инфо-Бухгалтер», «1С: Предприятие»). Работа с такими программными продуктами организована по следующей простой схеме: в журнал вносятся хозяйственные операции и документы, на основании которых после обработки формируются журналы-ордера, ведомости и другие регистры синтетического и аналитического учёта, бухгалтерская, налоговая и статистическая отчётность.

Универсальные бухгалтерские программы состоят из одного-двух (реже более) модулей. Входящие в них функции позволяют автоматизировать любой раздел бухгалтерского учёта, но не подразделяются по участкам бухгалтерского учёта.

Создание подобных программ возможно потому, что по своей сути бухгалтерский учёт является достаточно строгой математической системой, в основе которой лежат единые для всех разделов учёта принципы. Внутри своего класса универсальные программы различаются по простоте освоения и использования, а также по широте спектра возможностей автоматизации различных разделов учёта, т. е. по мощности.

Однако, несмотря на то, что принципы упрощенной формы учёта в той или иной степени реализованы в универсальных бухгалтерских программах, этого нельзя сказать о второй группе программных продуктов, которые не основаны на принципах ни мемориально-ордерной, ни журнально-ордерной, ни упрощенной формы учёта. Эти программные продукты можно определить как функциональные бухгалтерские программы.

Отличительной особенностью этих программ является наличие совокупности автоматизированных решений различных учётных задач, таких как учёт основных средств и нематериальных активов, учёт материальных ресурсов, учёт труда и заработной платы и т. д., а также, как правило, специального модуля для сведения главной книги и построения баланса. В различных пакетах количество таких автоматизированных решений (программ-модулей) варьируется обычно от пяти до двадцати, а иногда и более. Каждый модуль пакета имеет свои, специфические алгоритмы, свои способы хранения информации, режимы работы и функции. Между собой функциональные программы различаются набором модулей, а внутри модулей – их наполнением и особенностями работы. Каждое из таких автоматизированных решений может быть оформлено либо как отдельная программа-модуль (автоматизированное рабочее место), способная работать как самостоятельно, так и согласованно с другими программами комплекса, либо автоматизированные решения могут быть объединены в единый комплекс («БЭСТ-5», «Галактика»). Подобная организация системы позволяет глубже прорабо-

тать и отразить специфику отдельных участков учёта и требует меньшей доработки конечным пользователем.

При выборе оптимальной бухгалтерской системы сформулированы следующие требования к системе автоматизации учетных работ:

- гибкая настройка плана счетов;
- многоуровневый аналитический учет;
- возможность создания интегрированной базы данных с целью взаимосвязанного решения учетно-аналитических задач, исключения дублирования данных и расхождения в отчетной информации;
- возможность генерирования и редактирования документов с любой структурой;
- интерактивная технология работы с отчетными документами;
- возможность многопользовательского режима работы в локальной сети;
- использование современных технологий оперативной связи с другими программными продуктами.

В целом, стоит отметить, что развитие программ идет по пути наращивания функциональности, гибкости, мобильности и реализации функций управления.

Литература

1. Андрушин, В., Гаркуша, В., Дерябин, Н. Не выходя из дома. Информационные технологии в современных системах обучения // Бухгалтер и компьютер. – 2005. – № 7. – С. 16–20.
2. Нетёсова, О. Вам это надо! Роль и задачи бухгалтера при автоматизации бухгалтерского учета // Бухгалтер и компьютер. – 2004. – № 6. – С. 9–12.

УДК 621.311

ОСНОВЫ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Яскевич А.А.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор БОКУН И.А.

Одним из направлений перехода на местные виды топлива (в соответствии с Директивой № 3 к 2012 году их доля должна составлять не менее 25 % от общего потребления топливно-энергетических ресурсов) является создание биогазовых энергетических комплексов (БГЭК).

Биогаз получают в результате анаэробной (без доступа воздуха) ферментации органических веществ.

Распад органических веществ протекает в две фазы. В первой фазе из углеводов, жиров и белков образуются жирные кислоты, водород, аминокислоты и пр. Во второй – происходит разрушение кислот с образованием преимущественно метана и углекислого газа.

Для переработки используются дешевые отходы – навоз животных, помет птицы, солома, сорная растительность, бытовые отходы и органический мусор, отходы жизнедеятельности человека и т. п.

Из одной тонны органического сухого вещества можно получить от 250 до 600 м³ биогаза. Сжигая 1 м³ биогаза, можно получить 2 кВт·ч электрической и 2 500–3 000 ккал тепловой энергии.

Для нормального протекания процесса анаэробного сбраживания необходимы оптимальные условия в реакторе: температура (30–40 °С – мезофильный режим или 50–60 °С – термофильный режим); анаэробные условия; допустимый диапазон значений pH (6,5–7,5); достаточная концентрация питательных веществ в исходном сырье и др.

При нормальной работе реактора получаемый биогаз содержит 55–70 % метана, 30–45 % двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также примеси водорода, аммиака и окислов азота. Получаемый при брожении биогаз имеет теплоту сгорания 4 500–5 500 ккал/м³ (5,23–6,40 кВт·ч/м³).

Процесс биоконверсии кроме энергетической позволяет решить еще две задачи. Во-первых, сброженный навоз по сравнению с обычным применением, повышает на 10–20 % урожайность сельскохозяйственных культур. Объясняется это тем, что при анаэробной переработке происходит минерализация и связывание азота. При традиционных же способах приготовления органических удобрений (компостированием) потери азота составляют до 30–40 %. Анаэробная переработка навоза в четыре раза (по сравнению с несброженным навозом) увеличивает содержание аммонийного азота (20–40 % азота переходит в аммонийную форму). Содержание усвояемого фосфора удваивается и составляет 50 % общего фосфора.

Кроме того, от использования биогазовых установок достигается экологический эффект: снижение выбросов парниковых газов в атмосферу (за счет снижения выбросов метана в сравнении с традиционной технологией хранения навоза в открытых резервуарах, а также за счет замещения ископаемых видов топлива); во время сбраживания полностью гибнут семена сорняков, которые всегда содержатся в навозе, уничтожаются микробные ассоциации и яйца гельминтов.

Таким образом, БГЭК способен решить ряд важных социально-экономических вопросов, а рост цен на природный газ делает их все более рентабельными.

УДК 620.9

ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ВАЛОВОГО ВНУТРЕННЕГО ПРОДУКТА БЕЛОРУССКОЙ ЭКОНОМИКИ

Наруто С.А.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Показатель энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) – зеркало экономического развития каждого государства, один из важнейших параметров, характеризующих энергетическую эффективность использования топливно-энергетических ресурсов при производстве единицы валового внутреннего продукта.

Энергоемкость ВВП в сочетании с энергопотреблением на душу населения определяет эффективность национальной экономики. Последовательное снижение энергоемкости ВВП указывает на экономическую эффективность проводимой энергосберегающей политики в стране.

Очевидно, что энергоемкость зависит от двух параметров: суммарного энергопотребления и величины ВВП. Если первый параметр – физическая величина, достаточно точно фиксируемая потребителями энергоресурсов и органами статистики, то при оценке значения ВВП возникают трудности, в особенности для экономики с трансформационными процессами. Это обусловлено, прежде всего, нестабильностью курса валюты и цен на товары. И поэтому насколько точно и корректно будет определен валовой продукт, насколько объективно можно судить об энергоемкости, а значит, об экономическом состоянии государства.

Валовый внутренний продукт – это обобщающий показатель экономической деятельности страны. Данный показатель может быть рассчитан тремя методами: производственным, распределительным (метод образования доходов) и методом конечного

использования. При этом абсолютное значение ВВП, исчисленного любым из указанных методов, будет одинаковым.

По производственному методу ВВП – это сумма валовой добавленной стоимости всех производителей-резидентов (всех отраслей экономики) плюс налоги за вычетом субсидий на продукты и импорт минус косвенно измеряемые услуги финансового посредничества. Или иначе: валовая добавленная стоимость определяется как разность между стоимостью произведенных товаров (работ, услуг) и стоимостью товаров (работ, услуг), потребленных в процессе производства (промежуточным потреблением).

По распределительному методу ВВП – это сумма первичных доходов, распределенных по производителям-резидентам (зарплата, прибыль, ссудный процент, рента).

По методу конечного использования ВВП – сумма конечного использования товаров и услуг, валового накопления и чистого экспорта.

В официальной статистике ВВП определяется через совокупную стоимость конечных товаров и услуг, произведенных на экономической территории страны в течение года.

Значения ВВП приводятся как в текущих ценах (номинальный ВВП), так и в сопоставимых ценах (реальный ВВП). В целях сопоставления значений ВВП за разный период времени их расчет осуществляют в постоянных ценах любого года с использованием индекс-дефлятора ВВП. Эти величины соотносятся следующим образом:

$$id_i = \frac{GDP_i}{GDP_{i-1} \cdot ir}, \%,$$

где id_i – индекс-дефлятор ВВП за i -й год;

GDP_i – ВВП в текущих ценах за i -й год;

GDP_{i-1} – ВВП в текущих ценах за предыдущий ($i - 1$)-й год;

ir – индекс изменения ВВП по отношению к его значению в предыдущем году в сопоставимых ценах.

На рисунке 1 представлена динамика ВВП, потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и энергоёмкости ВВП в период 1990–2003 годы.

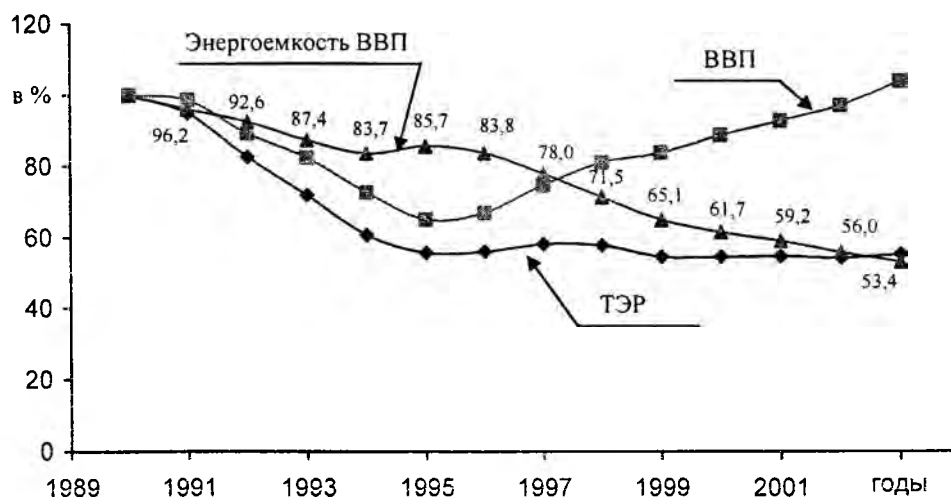


Рисунок 1. Изменение показателей относительно данных 1990 года (ВВП в сопоставимых ценах)

Из анализа приведенной на рисунке 1 динамики изменения ВВП (в сопоставимых ценах) можно отметить, что уровень падения ВВП достиг своего значения в 1995 году:

65,3 % к уровню 1990 года. Уровень снижения ВВП составил 34,7 %. Начиная с 1996 года, наблюдается тенденция роста ВВП со средним темпом около 6 %. В результате ВВП в сопоставимых ценах в 2003 году вырос по отношению к 1995 году на 59 % и превысил его уровень 1990 года на 3,8 %. В международной практике считается, что для развивающихся стран ежегодные темпы роста ВВП могут составлять 9–10 %, для развитых стран – 4–5 %, для высокоразвитых стран – 1–2 %.

Очевидно, что в период с 1990 по 1995 годы снижение энергоёмкости ВВП происходило на фоне спада экономики республики (ВВП снизился на 35 %), при этом темп уменьшения потребления ТЭР превышал темп падения ВВП. В результате этого энергоёмкость ВВП снизилась на 14–15 %.

Дальнейшее снижение этого показателя обусловлено, прежде всего, реализацией в республике государственной энергосберегающей политики. Это позволило в течение 1995–2003 годов уменьшить потребление топливно-энергетических ресурсов на 55 %, хотя ВВП за этот период вырос в 1,6 раза.

Безусловно, это стало возможным не только благодаря внедрению энергосберегающих мероприятий, но вследствие произошедших в экономике структурных изменений, в том числе вытеснению из производства энергоёмких технологий и оборудования.

Таким образом, энергоёмкость ВВП в 2003 году, в сравнении с 1990 годом, снизилась на 46,6 % (по отношению к 1995 году – на 37,6 %).

При глобализации и интеграции экономики Республики Беларусь в мировую актуализируется проблема сопоставления уровня энергоёмкости валового внутреннего продукта (ВВП) с другими странами. Межстрановые сравнения служат важным ориентиром при формировании политики государства в вопросах регулирования цен на энергоресурсы. Данная задача сводится к оценке ВВП.

Существует несколько способов оценки и сопоставления ВВП в международном аспекте:

- оценка ВВП на основе среднегодового валютного курса;
- метод Атласа;
- оценка ВВП на основе паритета покупательской способности.

Однако оценка ВВП на основе паритета покупательской способности это метод, который получил наибольшее распространение в международной практике для сопоставления относительных уровней экономического развития различных стран. В данном случае ВВП рассчитывается через паритет покупательской способности в соответствии с Программой международных сопоставлений, проводимых ООН в рамках Европейской системы сопоставлений (ЕПС).

В качестве пересчета используются не обменные курсы национальной валюты, а паритеты покупательской способности (ППС). Это обусловлено тем, что обменные курсы не отражают покупательскую способность национальных валют.

ППС позволяет устранить различия в уровне цен между странами в процессе перевода одной денежной единицы в другую. Этого нельзя достигнуть с помощью обменного курса, так как он не обеспечивает реального отражения покупательской способности на национальном рынке.

Вследствие этого международные сопоставления имеют особое значение для стран с переходной экономикой, так как помогают этим странам лучше оценивать свои экономические показатели в сравнении с другими странами.

Курс национальной валюты по паритету покупательской способности есть отношение количества национальной валюты, затрачиваемое в данной стране на покупку определенного набора товаров и услуг (потребительской корзины), такого же по составу и равному по качеству тому, которое приобретает житель США за один доллар.

Сопоставления ВВП, проводимые в рамках ЕПС, являются в первую очередь сопоставлениями уровня цен. Они осуществляются на основе концепции исчисления ВВП по расходам. Величины этих конечных расходов являются производным компонентом цен и физического объема.

Международные сопоставления ВВП требуют выполнения следующих трех условий: определение ВВП должно быть одинаковым во всех странах; ВВП должен выражаться в одной и той же денежной единице и уровень цен, на основе которого оценивается ВВП, также должен быть одинаковым. Удовлетворение двух последних условий обеспечивается за счет использования паритетов покупательской способности.

ППС представляют собой переводные коэффициенты, которые элиминируют различия в уровне цен между странами в процессе перевода. Другими словами, ППС является одновременно дефлятором цен и инструментом перевода денежных единиц. В своей простейшей форме ППС представляет собой соотношение средних уровней цен, выраженных в одной и той же денежной единице, для определенного набора (корзины) товаров.

Литература

1. Черноусов, С.В. Энергоемкость валового внутреннего продукта белорусской экономики // Энергоэффективность. – 2004. – № 3. – С. 11–13.
2. Черноусов, С.В. Энергоемкость валового внутреннего продукта белорусской экономики в международном аспекте // Энергоэффективность. – 2004. – № 5. – С. 9–11.
3. Черноусов, С.В. Энергоемкость валового внутреннего продукта белорусской экономики в международном аспекте // Энергоэффективность. – 2004. – № 4. – С. 13–15.

УДК 620.9

РАЗВИТИЕ МАЛЫХ ГЭС В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Селезнева А.Н.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Гидравлическая электростанция (ГЭС) – это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию.

Запасы гидроэнергоресурсов Республики Беларусь составляет теоретический потенциал ее рек – около 7,5 млрд. кВт·ч в средний по водности год, а его часть, которая путем выработки электроэнергии на ГЭС или иными техническими средствами может быть использована (технический потенциал), – 2,5–3,0 млрд. кВт·ч/год.

Для выявления реальных возможностей освоения запасов гидроэнергоресурсов важна оценка экономического гидроэнергopotенциала, т. е. той части технического, которая может быть реализована как экономически эффективное мероприятие, но которая изменяется во времени в зависимости от энергетических и экономических (общественных) условий страны. Так, с повышением цен на топливо отмечается тенденция приближения экономического потенциала к техническому.

В настоящее время экономический гидроэнергopotенциал в Республике Беларусь составляет 1,3 млрд. кВт·ч/год, или 325 МВт общей установленной мощности возможных ГЭС в условиях Беларуси.

Энерго-экономическая и общественная эффективность освоения в условиях Беларуси располагаемых гидроэнергетических ресурсов предопределяется следующими преимуществами ГЭС по сравнению с альтернативными им тепловыми электростанциями:

- отсутствием выбросов вредных веществ в атмосферу;
- относительно низкой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии;
- высокой маневренностью ГЭС в процессе обеспечения потребителей электроэнергией, что позволяет вырабатывать более дорогую пиковую электроэнергию, тарифы на которую в несколько раз превышают тарифы на базовую электроэнергию;
- возобновляемостью (неистощимостью) энергоресурсов рек и их повсеместной распространенностью;
- возможностью улучшения многоцелевого (комплексного) водопользования вследствие создания водохранилищ ГЭС.

Вместе с тем создание ГЭС связано с большими удельными первоначальными затратами (капитальными вложениями), которые на 1 кВт мощности в два и более раза выше таковых в тепловых электростанциях. Но при этом не следует не учитывать, что половина стоимости 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС – это цена газа или мазута. В процессе проведения оценки экономического гидроэнергopotенциала рек Беларуси согласно утвержденным Методическим указаниям показана выгода (по сравнению с альтернативной газотурбинной электростанцией) создания ГЭС при удельных капитальных вложениях до 2 750 долл. США на 1 кВт ее установленной мощности.

Возможно также негативное влияние водохранилищных ГЭС на окружающую природную среду и условия проживания людей в зонах влияния. Это проявляется, прежде всего, в затоплении и последствиях подтопления земель.

В настоящее время в Республике Беларусь действует два десятка малых ГЭС, большая часть из которых восстановлена, начиная с 1992 года, из числа ранее заброшенных. Их показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1. Действующие гидроэлектростанции

Река	ГЭС	Установленная мощность ГЭС, кВт
<i>Брестская область</i>		
Логозва	Логозвинская	100
<i>Витебская область</i>		
Дрисвята	Богинская	630
Нища	Клястицкая	520
Улла	Лепельская	320
Туровлянка	Гомельская	260
Черница	Добромысленская	210
Лукомка	Лукомльская	150
<i>Гродненская область</i>		
Молчадь	Гезгальская	620
Рось	Волпянская	500
Свислочь	Войтовщизна	200
Гавья	Жемьславльская	200
Молчадь	Новоселковская	200
Ошмянка	Рачунская	200
Лоша	Яновская	150
<i>Минская область</i>		
Вилия	Вилейская	1 630
Свислочь	Гонолес	300
Югна	Селявская	110
<i>Могилевская область</i>		
Свислочь	Осиповичская	2 175
Друть	Чигиринская	1 500
Друть	Тетеринская	370
Всего		10 345

Показатели использования экономического гидроэнергетического потенциала рек Беларуси в сопоставлении с аналогичными показателями сопредельных стран представлены в таблице 2 согласно данным Мирового атласа гидроэнергетики, относящимся к 2003 году. Как следует из этой таблицы, в республике пока освоено примерно 3 % располагаемого экономического гидроэнергетического потенциала, тогда как в Литве 30 %, Польше 44 %.

Таблица 2. Освоение гидроэнергоресурсов в Республике Беларусь и сопредельных странах

Показатели	Страна				
	Беларусь	Литва	Польша	Украина	Россия
Экономический гидроэнергетический потенциал, млрд. кВт·ч/год	1,3	1,5	7	16,5	852
Экономический гидроэнергетический потенциал, МВт	325	375	1 750	4 125	213 000
Общая установленная мощность действующих ГЭС, МВт	10	113	770	4 731	44 700
Использование экономического гидроэнергетического потенциала, %	3	30	44	115	21

По утвержденной концерном «Белэнерго» 03 мая 2003 года Программе строительства и восстановления объектов гидроэнергетики на период до 2020 года предусмотрено строительство ГЭС на основных реках Беларуси общей установленной мощностью 200 МВт и ряд малых ГЭС на их притоках мощностью каждой не менее 100 кВт с удельными затратами не более 2 000 долл./кВт. Разработаны архитектурные проекты первых двух ГЭС средней мощности на Западной Двине и Немане – Полоцкой (23 МВт) и Гродненской (17 МВт).

Согласно этой Программе распределение общей установленной мощности ГЭС по административным областям характеризуется таблицей 3.

Таблица 3. Мощности ГЭС по областям и годам

Область	Установленная мощность (МВт)					
	2003 г.	2006 г.	2009 г.	2013 г.	2016 г.	2020 г.
Брестская	0,10	0,52	0,79	1,08	1,37	1,37
Витебская	2,09	30,49	60,99	110,99	139,99	144,89
Гродненская	2,42	19,42	39,92	39,92	39,92	39,92
Минская	2,04	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Могилевская	4,05	4,33	4,67	30,67	30,67	30,67
Всего	10,7	57,0	108,6	184,9	214,2	219,1

Из таблицы 3 следует, что большее развитие гидроэнергетики предусматривается в Витебской, Гродненской и Могилевской областях, что обусловлено нахождением в их границах участков рек бассейнов Западной Двины, Немана и Днепра, представляющих в Беларуси наибольшую энергетическую ценность.

Реализация принятой Программы развития гидроэнергетики будет способствовать более благоприятному режиму работы Белорусской энергосистемы, уменьшению зависимости республики от импорта топлива.

Литература

1. Об утверждении плана действий по интенсификации разработки недр Республики Беларусь на 2006–2010: Постановление совета министров Республики Беларусь № 671 от 21.06.2005.
2. Рубрика: Экономика // Вечерний Минск. – 2003. – 21 мая.

УДК 657.22

ПРАВОВОЙ СТАТУС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Курс Е.А.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

В рамках «Технического кодекса приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь», который по поручению Министерства энергетики поступил к разработке во исполнения Совета Министров № 847 от 02 августа 2005 года «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учёта электрической энергии», рассматриваются вопросы расчетного (коммерческого) учета электроэнергии как с соседними государствами по экспорту-импорту электроэнергии, так и коммерческого учета внутри энергосистем республики (между областными энергосистемами и их субструктурами – предприятиями и районами электрических сетей) и с потребителями всех категорий (население, промпредприятия и т. д.). Но в указанном документе электроэнергия должна рассматриваться с единых позиций в процессе её технологического и коммерческого оборота, что требует её определения правового статуса.

Электроэнергетика является, по всеобщему признанию, базовой отраслью народного хозяйства страны. И прежде, чем говорить о тарифах на энергию, необходимо определить её правовой статус. Но та продукция, которая производится электроэнергетикой – электрическая и тепловая энергия, – до сих пор, как ни странно, не имеет официального определения и единого правового статуса в законодательстве. Концерн «Белэнерго» в собственных отраслевых документах и отчётах именуется энергией товарной продукцией, но ни в одном зарегистрированном в Министерстве юстиции нормативном правовом акте нет определения названного термина. Является ли эта продукция товаром? Исходя из прилагательного – «товарная», является. Но при фразе «Электроэнергия – это товар» все протестуют: нет единого для всех отраслей и ведомств определения правового статуса электроэнергии в законодательстве РБ.

В жилищно-коммунальном хозяйстве складывается иная ситуация: населению предоставляется только коммунальные услуги, независимо от того, вывоз ли это мусора, доступ ли к каналам кабельного телевидения или энергосбережение. Ни о какой товарной продукции или товаре нет и речи. Поставка электроэнергии выступает в качестве услуги граждан, или плательщикам, со стороны коммунальных служб или энергоснабжающих организаций.

Правовая размытость, неопределенность статуса электроэнергии на сегодняшний день выгодна многим сторонам. Энергосистема, продавая свой продукт, отвечает за него как за товар: существуют установленные нормативы: это частота и, безусловно, напряжение – качество должно быть постоянно на высоком уровне, иначе это может сказаться и на других отраслях народного хозяйства. Непосредственно потребители электроэнергии подчас безучётно или без оплаты, избегают жестких правоохранительных мер, которые могли бы последовать в случае, если бы электроэнергия была призвана товаром, аналогичным любому товару или вещи, имеющей собственника.

Пока же в бытовом сознании общества электроэнергия считается общественным продуктом первой необходимости, без которого невозможна жизнь и который должен быть доступен каждому и в любом количестве, как воздух и вода, независимо от его способности и возможности оплатить это количество.

Неопределенность правового статуса (и других видов энергии) влияет на эффективность организации её технологического и коммерческого оборота в энергосистеме и у потребителей. Сдерживается внедрение прогрессивных многоставочных зонных та-

рифов (диффтарифы), стимулирующих режимное взаимодействие энергосистемы с потребителями, обеспечивающих экономию пиковых генерирующих мощностей и энергосбережение в государстве в целом. Логика здесь проста: если электроэнергия не товар, подчиняющийся законам стоимости и рынка, то для конкретных лиц и организаций исчезают экономические стимулы её рационального использования и экономики. В проигрыше от этого оказывается все общество. Если мы с самого начала не определились с тем, «что есть электроэнергия», трудно экономически обосновать и оптимизировать все дальнейшие процессы её производства и сбыта.

Из статей Гражданского кодекса РБ (ГК) следует, что энергия может быть определена без противоречия нормам какой-либо статьи как движимое имущество (вещь, товар, продукция). Из ст. 512, ст. 513 и ст. 515 ГК РБ следует, что энергия является материальным объектом со своими показателями качества и количества, которые подлежат учету для оплаты потребителем. В п. 1 ст. 145 «Условие договора о товаре» отмечается, что «товаром по купле-продажи может быть любые вещи...». Следовательно, энергия (электроэнергия) является движимым имуществом (товаром, продукцией, вещью). В ст. 18 Таможенного кодекса РБ и в ст. 5 Закона РБ «О таможенном тарифе» определено: «товары – любое движимое имущество, в том числе электрическая, тепловая, иные виды энергии». В Налоговом кодексе РБ (ст. 512 и ст. 513) утверждается: «Услугой признаётся деятельность, результаты которой не имеют материального выражения, реализуются и потребляются в процессе осуществления этой деятельности».

Министерство юстиции даёт следующее определение электроэнергии: Электроэнергия (энергия) – движимое имущество (вещь, продукция, товар, товарная продукция). Поставка электроэнергии (энергии) как товара может осуществляться в виде возмездной услуги.

Таким образом, энергия (электроэнергия) является движимым имуществом (вещь, товар, продукция, товарная продукция). Поставка энергии как товара может осуществляться в виде возмездной услуги.

Литература

1. Гуртовцев, А.Л., Толок, И.Е. О правовом статусе электроэнергии в Республике Беларусь // Энергия и менеджмент. – 2006. – № 3.

УДК 658.016.8

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА УРЕГУЛИРОВАНИЯ ВНЕШНЕЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

Гречко А.В.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент МАНЦЕРОВА Т.Ф.

Страны-кредиторы, МВФ и Всемирный банк проводят дифференцированную политику по отношению к странам-должникам в зависимости от уровня их развития и обремененности долгами по внешним обязательствам. Степень долговой нагрузки определяется чаще всего отношением общей суммы долга и платежей по его обслуживанию к ВВП и к доходам от экспорта товаров и услуг. Различаются страны с «чрезмерной задолженностью» и с «умеренной задолженностью».

Урегулирование внешней задолженности осуществляется посредством реструктуризации долга, под которой понимается любое действие кредитора, изменяющее условия, установленные для погашения долга, и снижающее долговую нагрузку. Реструктуризация может осуществляться посредством переоформления долга (решедьюлинга),

рефинансирования долга, операций по снижению долга и долговых платежей, обратного выкупа и прощения долга. При реоформлении долга просроченные платежи и будущее обслуживание долга в консолидационный период преобразуются в новый кредит на условиях, определяемых во время реструктуризации.

Решедьюлинг долга является одним из способов предоставления передышки должнику посредством переноса сроков платежей основной части долга, процентов по долгу или всех платежей по обслуживанию долга на более поздний срок по сравнению с ранее согласованным. Операции реоформления применяются и при капитализации процентных платежей, т. е. включении их в основную сумму долга по договоренности с кредитором. Предоставляемое странам с низким доходом концессионное (льготное) реоформление долгов сопровождается частичным прощением долга и снижением долговых обязательств.

Реоформление долга официальным двусторонним кредиторам осуществляется в рамках Парижского клуба и в целях поддержки экономической программы адаптации должника. Широко применяется в современной практике реоформление процентных платежей в основную сумму долга на основе соглашения с кредитором. Согласно процедуре рефинансирования долга просроченные платежи или будущие обязательства по обслуживанию долга по официально гарантированным экспортным кредитам оплачиваются новыми займами. Заем рефинансирования может быть предоставлен экспортно-кредитным агентством, правительственным институтом или коммерческим банком с гарантией экспортно-кредитного агентства.

Важными целями структурных реформ и их предпосылками являются оздоровление финансовой системы, снижение инфляции, дефицита бюджета, укрепление национальной валюты и другие меры макроэкономической стабилизации.

Поддержание дефицита на приемлемом уровне потребовало осуществления коренной бюджетной реформы. Дефицит надо было удержать на таком уровне, чтобы превышение доходов над расходами можно было профинансировать неинфляционными методами, т. е. в основном за счет внутренних и внешних государственных займов.

Ключевым звеном бюджетной политики является налоговая реформа, направленная на создание эффективной системы, обеспечивающей доходную часть бюджета и одновременно стимулирующей инвестиции в производство. Принципы изменения налоговых систем достаточно универсальны. Это расширение базы налогообложения, сокращение числа взимаемых налогов, пересмотр применяемых ставок, в том числе сокращение их множественности, ликвидация большинства налоговых льгот, ужесточение контроля над сбором налогов, частичная передача налогов местным органам власти.

УДК 657.22

АМОРТИЗАЦИЯ КАК ПРОЦЕСС ВОСПРОИЗВОДСТВА ОСНОВНОГО КАПИТАЛА ПРЕДПРИЯТИЯ

Драница А.С., Кублицкая Е.Г.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент МАНЦЕРОВА Т.Ф.

Амортизация как процесс перенесения стоимости объектов основных средств и нематериальных активов или части стоимости основных средств на стоимость вырабатываемых с их использованием в процессе предпринимательской деятельности продукции, услуг включает в себя:

– распределение рациональным (выбранным организацией самостоятельно) способом амортизируемой стоимости объектов между отчетными периодами, составляющими в совокупности срок полезного использования каждого из них;

– систематическое включение амортизационных отчислений (относящейся к данному периоду стоимости используемых объектов) в издержки производства, расходы на реализацию или операционные расходы.

Амортизируемая стоимость – стоимость, от величины которой рассчитываются амортизационные отчисления.

Объектами начисления амортизации являются числящиеся на балансе организации основные средства и нематериальные активы как используемые в предпринимательской деятельности, так и неиспользуемые, а также объекты, предоставляемые организации во временное владение или пользование с целью получения дохода, учитываемые в качестве доходных вложений.

Основными рычагами управления амортизацией основных средств являются: выбор оптимальных сроков полезного использования, способов и методов начисления амортизации, использование механизма индексации амортизационных отчислений в условиях инфляции и переоценки основных средств.

Использование указанных рычагов позволяет оптимизировать сумму амортизационных отчислений в составе себестоимости в зависимости от конкурентоспособности продукции (работ, услуг), спроса, необходимости в обновлении основных средств.

Способы и методы начисления амортизации устанавливаются предприятием самостоятельно по каждому объекту основных средств и отражаются в учетной политике, разрабатываемой субъектом хозяйствования на каждый финансовый год.

Правильная организация амортизационной политики на предприятии необходима не только для обеспечения сохранения средств труда, их простого и расширенного воспроизводства, но также и для экономически обоснованного исчисления себестоимости производимой продукции и рентабельности производства, так как амортизационные отчисления являются одним из элементов себестоимости продукции.

Амортизация как финансовый источник воспроизводства служит важную роль и в экономике Беларуси, где наблюдается заметное падение инвестиционной активности.

За счет амортизации в последние годы ежегодно обновляется 2–3 % активной части основных средств. Используется чуть более 50 % начисленной амортизации. Потребность же в их обновлении составляет не менее 9–12 %, и за счет амортизации должно было обновляться около 4–6 % оборудования, т. е. по крайней мере, в 2 раза больше. Однако размер амортизационного фонда, остающегося в распоряжении организаций, не позволяет производить обновление в указанных масштабах. Еще до перехода на рыночные условия хозяйствования в распоряжение предприятий (в фонд развития производства) поступало 30–50 % амортизационных отчислений. Остальная их часть шла на централизованное финансирование капитальных вложений, в основном на новое строительство. На расширение производства направлялись и амортизационные отчисления, оставляемые в распоряжении предприятий. Таким образом, амортизационный фонд использовался в основном не по целевому назначению, что вело к нарастающему износу основных средств.

В современных условиях эффективность инвестиционной деятельности энергетических предприятий и их привлекательность в инвестиционной сфере в значительной мере определяется формированием инвестиционного потенциала, включающего внутренние и внешние источники финансирования производственной деятельности. Следует отметить, что энергетические предприятия, которые не уделяют должного внимания планированию инвестиционных ресурсов, часто оказываются в затруднительном финансовом положении.

В настоящее время основную часть собственных инвестиционных ресурсов энергетических предприятий составляют чистая прибыль и амортизационные отчисления. При этом амортизационные отчисления, во-первых, выступают элементом затрат и участвуют в формировании финансовых результатов деятельности предприятия, во-вторых, представляют собой налоговые вычеты, позволяющие уменьшить налогооблагаемую базу доходов предприятия.

Одним из механизмов, способных активизировать собственные инвестиционные ресурсы энергетического предприятия, является эффективная амортизационная политика. Совершенствование амортизационной политики является комплексной проблемой и взаимодействует с показателями финансового состояния предприятия, платежей и расчетов, собираемостью налогов.

Смысл нововведений в этой сфере заключается в предоставлении предприятиям права самим определять порядок начисления амортизационных отчислений. Начисления амортизации методом суммы чисел лет, уменьшающегося остатка и производительного способа в комплексе позволяют производить начисление амортизационных отчислений и списание их на себестоимость производимой продукции в зависимости от финансового положения предприятия и состояния основных фондов. Предлагаемая система предоставляет предприятиям возможность отказа в течение года от применения нелинейных методов начисления амортизации в случае непредвиденного изменения условий производства или появления убытков.

Разработка организацией собственной амортизационной политики представляет собой переход к качественно иным методам управления затратами и инвестициями. Ведь от того, какие способы и методы начисления амортизации и другие инструменты амортизационной политики будут выбраны, зависит эффективность не только текущей финансово-хозяйственной деятельности, а и возможность воспроизводства амортизируемого имущества (основных средств и нематериальных активов) за счет собственных источников для устойчивого развития в перспективе.

Таким образом, сумма амортизационных отчислений, включаемых в себестоимость продукции, в первую очередь должна оптимально соответствовать размеру средств, необходимых для обновления основных фондов.

Литература

1. Инструкция о порядке начисления амортизации основных средств и нематериальных активов, утвержденная постановлением Министерства финансов РБ, Министерства экономики РБ.
2. Инструкция по анализу и контролю за финансовым состоянием и платежеспособностью субъектов предпринимательской деятельности: Постановление Минфина РБ, Минэкономна РБ и Минстата РБ № 81/128/65 от 14.05.2004.
3. Ковалев, В.В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности. – М.: Финансы и статистика, 1996.

УДК 658.016.8

ЖЕНСКАЯ ЗАНЯТОСТЬ

Густинович Т.В.

Научный руководитель – ЯЧНАЯ Е.В.

В Беларуси сохраняется достаточно устойчивая тенденция превышения численности женского населения, что в какой-то степени связано с большей продолжительностью их жизни по сравнению с мужчинами. Так, в 2005 году на 1 000 мужчин приходилось 1 130 женщин, причем такая ситуация характерна для населения в трудоспособном

возрасте, начиная с 25 лет. Данный демографический фактор определил более высокую долю женщин в общей численности занятых в экономике – 52,9 %. Их доля остается достаточно стабильной на протяжении последних лет (52,1 % в 1995 году и 52,7 % в 2000 году) и находится в русле общемировой тенденции все большего вовлечения женщин в общественно организованный труд. Однако, учитывая, что женщинам помимо участия в производстве приходится выполнять и семейные обязанности, можно говорить о двойной нагрузке женщин.

Хорошее образование и высокая квалификация позволяет женщинам быть активной силой в процессе экономических и социальных преобразований. Участвуя в общественном производстве, женщины способствуют экономическому росту и, что особенно важно, обеспечивают социальную гармонию и стабильность в обществе. Поэтому необходимо расширение сфер приложения женского труда и создание благоприятных условий раскрытия потенциала женщин именно в тех областях и сферах деятельности, где их труд наиболее эффективен. Это важно не только для формирования политики занятости женщин на перспективу, но и для решения текущих проблем их трудоустройства. Тем более, что в числе официально зарегистрированных безработных большинство по-прежнему составляют женщины 69 %. В условиях напряженной конкуренции наибольшей дискриминации женщины подвергаются в сфере трудоустройства, далее следуют возможности должностного роста, шансы сохранить работу при сокращении и, наконец, уровень оплаты труда.

Женская занятость в республике характеризуется относительно высокой долей работающих женщин в сфере услуг. Так их удельный вес в общей численности – 73,7 %, торговле и общественном питании – 70,5 %. Наиболее низкая доля женщин наблюдается в производственных отраслях: сельском хозяйстве – 39,1 %, промышленности – 45,7 %, строительстве – 22,5 %, на транспорте – 28,9 %.

По сравнению с 2000 годом доля женщин уменьшилась в таких отраслях, как промышленность, строительство, торговля, наука и научное обслуживание, финансы и кредит. Однако причины снижения доли женского труда в выше названных отраслях различны. Так, в производственных отраслях снижение женской занятости обусловлено в основном преимущественным увольнением в ходе реструктуризации производства. В таких отраслях сферы услуг, как финансы, кредит и торговля, доля работающих женщин уменьшилась в связи с активным вовлечением в эту сферу мужчин. Высокая доля женщин в непромышленных отраслях является довольно точным индикатором снижения социального престижа этой сферы и соответственно низкой оплаты труда. Таким образом, конкурентоспособность женщин определяется уменьшением их доли в относительно высокооплачиваемых отраслях материального производства и увеличением – в низкооплачиваемых отраслях, теряющих свой социальный престиж. При этом, как показывает анализ, женщины имеют более высокий образовательный уровень по сравнению с мужчинами. Так, доля женщин с высшим образованием в 2005 году составила 25,3 %, со средним специальным – 28,2 %, профессионально-техническим – 15,9 %, общим средним – 27,6 %, общим базовым – 3,0 %.

Анализ образовательного уровня женщин занятых в экономике показывает, что идет постоянное увеличение численности женщин с высшим и средним специальным образованием. Так доля женщин с высшим образованием возросла с 20,8 % в 2000 году до 25,3 % в 2005 году, со средним специальным – с 27,9 % в 2000 году до 28,2 %. Вместе с тем, женщины, имея более значительный уровень образования, нежели мужчины, реализуют его в наименее оплачиваемых отраслях экономики. Казалось бы, уровень образования должен служить гарантом высокой конкурентоспособности, однако женщины не могут реализовать свой высокий образовательный статус, что влечет за собой снижение их конкурентоспособности по сравнению с мужчинами и феминизацию низ-

кооплачиваемых профессиональных групп на рынке труда. Более высокая доля женщин среди студентов вузов, сохраняющаяся на протяжении последних десяти лет, свидетельствует, что и в дальнейшей перспективе в республике будет наблюдаться рост приоритетности высококвалифицированной женской занятости, которая должна подкрепляться рационализацией их отраслевой структуры и снижением сверхзанятости женщин в общественном производстве.

УДК 339.138

НЕОБХОДИМОСТЬ И ОСОБЕННОСТИ МАРКЕТИНГА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Клокель И.Г.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Необходимость маркетинга в рыночной экономике обусловлена наличием на рынке конкуренции – этого главного конституирующего фактора рынка. Нередко встречаются заявления, что в электроэнергетике, в настоящее время высшей степени монополизированной отрасли, маркетинг не нужен. Однако в экономике, основанной на рыночных отношениях, абсолютно монопольных рынков не бывает.

Основными особенностями энергетики и её продукции являются:

- спрос на энергию зависит от уровня экономического развития региона;
- производство и потребление электроэнергии (и в большой степени тепловой энергии) совпадают во времени. Отсюда важность *точного прогнозирования спроса*;
- качество электроэнергии, если оно отвечает имеющимся стандартам, нельзя в отличие от других продуктов и товаров улучшить. Ограничены возможности улучшения качества и тепловой энергии. Отсюда вытекает возможность *только ценовой конкуренции*;
- в электроэнергетике товаром особого рода, следовательно, предметом спроса является не только электрическая и тепловая энергия, но и мощность. Это означает, что *объектом маркетинга является режим потребления электрической и тепловой энергии* в целом: в суточном, недельном и сезонном (годовом) аспектах;
- технические и экономические возможности передачи энергии на большие расстояния ограничены, что *ограничивает возможности экспорта – импорта энергии*;
- в современных условиях энергетическая система обладает естественной монополией на энергоснабжение обслуживаемой территории. *Естественная монополия объективно приводит к практически полному отсутствию конкурентной борьбы и необходимости государственного регулирования цен на электрическую и тепловую энергию*;
- в условиях естественной монополии отрасли рынок – это рынок особого вида, где *продавец и покупатели вынуждены быть партнерами* не только в процессе купли-продажи энергии, но и в выявлении закономерностей спроса на нее.

Специфика энергетического товара делает невозможным перенесение наработанных инструментов маркетинга на предприятия энергетики. Вместе с тем, по составу управленческие функции маркетинга идентичны функциям маркетинга на предприятиях других отраслей, хотя содержательно значительно отличаются.

При моделировании процессов и показателей маркетинга на рынке энергетического товара основное внимание необходимо уделять моделям, позволяющим связывать стоимостные и режимные показатели энергетического товара.

Таким образом, *система маркетинга должна представлять собой интеграцию комплекса маркетинга, функций маркетинга и иерархических уровней управления маркетингом.*

Сбыт – неотъемлемый элемент процесса маркетинга, так как является завершающей, наиболее ответственной стадией обеспечения потребителя необходимым для него товаром. Он направлен на формирование и поддержание эффективной системы перемещения продукта от производителя до конечного потребителя с минимальными затратами. Основными методами сбыта являются:

- торговые системы, включающие централизованный и децентрализованный сбыт;
- собственная или внешняя формы организации продажи (форма сбыта);
- прямой и непрямой сбыт через торговые посреднические предприятия (пути сбыта).

Координация деятельности службы сбыта, связей с внутренними подразделениями фирмы и внешними субъектами окружающей среды проводится с целью поддержания *эффективного поведения системы сбыта* и обеспечения поставки необходимой потребителю продукции в нужное время, в требуемый район, в надлежащем количестве и установленного качества.

Основным средством и инструментом координации является организационная форма, структура службы сбыта, которая отражает размер фирмы, тип и ассортимент товаров, количество и месторасположение покупателей, каналы распределения, методы торговли, права и ответственность от вышестоящего к нижестоящему уровню. В зависимости от сочетания этих факторов фирмы могут использовать различные формы организации службы распределения и сбыта.

Энергосбытовая деятельность – это управленческая деятельность по выработке и принятию управленческих решений, обеспечивающих эффективные продажи произведенной энергоснабжающей организацией энергии потребителям (абонентам).

Обязательными для энергосбыта являются следующие виды деятельности:

- реализация электрической и тепловой энергии и мощности по тарифам, установленным постановлениями органов государственного регулирования тарифов в соответствии с действующим законодательством о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- обеспечение энергоснабжения потребителей в соответствии с заключенными договорами;
- безусловное исполнение диспетчерских распоряжений, отраслевых норм и правил по устройству и условиям безопасности эксплуатации энергоустановок.

В целом перед энергосбытовыми службами должны стоять следующие задачи:

- организация индивидуальной работы с проблемными потребителями из числа финансируемых и дотируемых за счет средств региональных и местных бюджетов, а также оптовых потребителей-перепродавцов;
- подготовка и организация работы энергосбытовых подразделений в условиях конкурентного рынка электроэнергии и реструктуризации;
- внедрение новых технологий в информационном обеспечении и существенное улучшение технического обеспечения энергосбытовых подразделений;
- снижение коммерческих потерь и совершенствование средств учета отпуска энергии;
- совершенствование системы управления энергопотреблением, обеспечивающей бесперебойное энергоснабжение добросовестных плательщиков;
- установление нормальных отношений с потребителями, построенных на принципе – потребитель оплативший энергию имеет безусловное право ее получать;

- кардинальное снижение дебиторской задолженности за потребленную энергию денежными средствами;
 - обеспечение качества бытовых услуг и технологий;
 - формирование нового отношения к потребителю;
 - нормализация отношений с оптовыми потребителями-перепродавцами;
 - формирование положительного имиджа энергосбытовой компании.
- Задачей тарифной политики является становление экономически обоснованных тарифов для различных категорий плательщиков, в том числе:
- устранение чрезмерной дифференциации;
 - прекращение практики установления тарифов ниже себестоимости (для льготных групп);
 - устранение перекрестного субсидирования;
 - применение тарифов, дифференцированных по временам года, времени суток;
 - тарифные кредиты, т. е. временное снижение тарифов для потребителей, реально осуществляющих энергосбережение;
 - общее стимулирование промышленного региона с целью увеличения энергопотребления;
 - ликвидирование дефицитности энергосистемы;
 - активизация деятельности по сокращению издержек производства;
 - устранение в перспективе перепродавцов энергии как промежуточных звеньев между производителями и потребителями энергии.

Литература

1. Куневич, О.В. Маркетинг. – Минск, 1998. – 102 с.
2. Гительман, Л.Д., Ратников, Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 256 с.
3. Дьяков, А.Ф., Максимов, Б.К., Молодюк, В.В. Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 52 с.

УДК 2.221.26

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОЛОЦКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗАПАДНАЯ ДВИНА

Куксов А.С.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор БОКУН И.А.

Республика Беларусь испытывает постоянные финансовые трудности при расчетах за импортируемые топливно-энергетические ресурсы, которые используются в основном на производство электрической и тепловой энергии. Для снижения расхода органического топлива на производство электрической энергии существует несколько путей. Один из них – развитие малой и нетрадиционной энергетики и, в частности, строительство гидроэлектростанций малой и средней мощности. В республике накоплен определенный положительный опыт восстановления и сооружения малых ГЭС (МГЭС), который позволяет приступить к проектированию и сооружению каскадов ГЭС средней мощности на реках Западная Двина и Неман, где для этой цели имеются благоприятные условия: удобные створы, при использовании которых уровень затоплений не превышает уровня паводковых вод. Выбор р. Западная Двина для строительства ГЭС обусловлен ещё и тем, что ее бассейн обладает гидроэнергетическим потенциалом, который характеризуется годовым значением около 1 000 кВт·ч/м² согласно данных Государственного гидрологического института. Стоит также отметить, что на р. Западная

Двина к настоящему времени построены и введены в действие три станции – Кегумская, Плявиньская и Рижская на территории Латвии, общей мощностью более 1 000 МВт.

Один из наиболее благоприятных створов находится в районе г. Полоцка. При относительно невысокой плотине имеется возможность соорудить достаточно эффективную ГЭС мощностью 20–25 МВт с годовой выработкой электроэнергии 90 млн. кВт·ч. Очевидно, что сооружение ГЭС указанной мощности не сыграет сколько-нибудь значительной роли в балансе мощностей Белорусской энергосистемы, максимум нагрузки которой составляет около 6 000 МВт. Однако поскольку целью сооружения ГЭС является не участие в покрытии максимума нагрузки энергосистемы, а экономия топлива при производстве электроэнергии, единственным критерием целесообразности сооружения ГЭС независимо от их мощности является срок, окупаемости.

К благоприятным особенностям рассматриваемой Полоцкой ГЭС, обусловленным условиями расположения створа (у д. Лучно на 485 км от устья реки; отметки дна реки в пределах подпора изменяются от 104 до 112 м, берегов – от 120 до 140 м) и пониженным уровнем воды в водохранилище, можно отнести:

1. Практически исключено затопление земель, прилегающих к реке, так как подпор не превышает отметок уровней воды при паводках. Предполагаемая отметка НПУ – 115,0 м. При этом создается русловое водохранилище с площадью зеркала 1 040 га емкостью 30 млн. м³. Подпор распространяется на длину 65 км (к естественному бытовому 50 %). Из общей площади 1 040 га естественное зеркало реки составляет 880 га, а 160 га дополнительно затопляется береговая полоса склонов обоих берегов реки. Эта территория подвержена периодическому затоплению в период половодий, не имеет сельскохозяйственного значения и относится к природоохранной прибрежной полосе.

2. Сохраняется естественный расходный режим реки, так как работа ГЭС проектируется в режиме водотока. В нижнем бьефе сохраняется уровенный режим реки, а также, как показывает опыт эксплуатации малых водохранилищ, несущественно изменяется термический режим нижнего бьефа.

3. По данным, основанным на изучении топокарт, подпор воды в водохранилище Полоцкой ГЭС, распространится до г. Бешенковичи. Это будет способствовать ликвидации мелких мест и перекатов и тем самым создаст благоприятные условия для движения водного транспорта.

4. В создаваемом водохранилище практически не будет обширных мелководий, которые нежелательны по причине отрицательного влияния на гидробиологический режим водохранилищ.

5. Уменьшение скорости течения воды за счет увеличения глубин в реке вызовет увеличение времени прохождения воды через водохранилище и будет способствовать уменьшению водообмена, но застойных зон образовываться не будет. Это будет способствовать уменьшению загрязненности воды в реке. Кроме того, при прохождении через гидротехнические сооружения будет происходить аэрация воды, улучшающая условия жизни водообитающей фауны.

6. Повышение уровней воды создаст условия для оборудования постоянно действующих зон рекреации на всем протяжении водохранилища как для жителей близрасположенных населенных пунктов, так и путем создания центров, зон и баз отдыха населения, туристских и спортивных комплексов.

7. В целом, малые водохранилища выполняют роль биологического очистного сооружения и способствуют увеличению содержания в воде нижнего бьефа кислорода, азота, уменьшению содержания углекислоты. В водохранилищах накапливается некоторое число биогенных элементов, повышая их рыбопродуктивность. Таким образом, и

в водохранилище, и в нижнем бьефе создаются хорошие условия для увеличения рыбных запасов.

Выполненные нами расчёты показывают, что Полоцкая ГЭС может обеспечить годовую экономию топлива (ΔB), равную 24,75 тыс. т у.т. При этом экономия денежных средств (ΔU) составит 2,97 млн. долларов США при цене 120 \$/т у.т. Капиталовложения в строительство окупятся за 6–8 лет.

УДК 620.9

РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕАКТОРА VVER 1000/V-398

Шерстнева О.Н.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Для того чтобы показать насколько устойчиво решение строительства АЭС в Республике Беларусь, были произведены расчеты себестоимости электроэнергии для одного из предложенных российских реакторов, а именно VVER 1000/V-39. При проведении расчетов себестоимости электроэнергии была использована следующая методика.

Себестоимость электроэнергии:

$$C_{эз} = \frac{\sum S_{АЭС}}{\mathcal{E}},$$

где $\sum S_{АЭС}$ – издержки, у.е.;

\mathcal{E} – выработка электроэнергии АЭС, МВт·ч.

При определении себестоимости электроэнергии на АЭС обычно выделяются следующие статьи затрат: амортизационные отчисления S_a ; на текущий ремонт $S_{тр}$; на ядерное горючее S_r ; заработная плата эксплуатационного персонала $S_{зп}$; прочие расходы $S_{пр}$. Тогда издержки составят:

$$\sum S_{АЭС} = S_a + S_{тр} + S_r + S_{зп} + S_{пр}.$$

Годовые амортизационные отчисления на АЭС подсчитываются по нормам амортизации, которые являются едиными для аналогичных по устройству, функциональному назначению и условиям работы элементов основных фондов:

$$S_a = \frac{KH_a}{100},$$

где H_a – норма амортизации, %/год;

K – капиталовложения в АЭС, у.е.:

$$K = Nk,$$

где k – удельные капиталовложения в АЭС, у.е./кВт;

$$N = \frac{100}{T_{сл}},$$

где $T_{сл}$ – срок службы АЭС, лет.

Годовые расходы на текущий ремонт обычно определяются в размере 30 % от суммы амортизационных отчислений:

$$S_{тр} = 0,3S_a.$$

Особенности расчета топливной составляющей себестоимости электроэнергии АЭС определяются спецификой ядерного горючего и топливной загрузкой:

$$S_r = c_r^{33} \mathcal{E},$$

где c_r^{33} – топливная составляющая, у.е./МВт·ч:

$$c_r^{33} = 0,38 C_{т.у.т.},$$

где $C_{т.у.т.}$ – цена т у.т. ядерного топлива.

Годовые расходы на заработную плату эксплуатационного персонала подсчитываются по данным об его удельной численности (штатном коэффициенте) $k_{шт}$ и его среднегодовой заработной плате одного работника Φ :

$$S_{3п} = N k_{шт} \Phi.$$

Прочие затраты принимаются в размере 20 % от суммы затрат на амортизацию, текущий ремонт и заработную плату эксплуатационного персонала:

$$S_{пр} = 0,2(S_a + S_{тр} + S_{3п}).$$

Отпуск электроэнергии АЭС:

$$\mathcal{E} = N h,$$

где N – установленная мощность реактора, МВт;

h – годовое число часов использования мощности реактора, ч (для нашего реактора 7 000 часов).

При определении зависимости себестоимости электроэнергии на АЭС от удельных капиталовложений (2 000, 2 500 и 3 000 у.е./кВт) при сроке службы равном 30 лет, цене т у.т. ядерного топлива 15 у.е./т у.т., штатном коэффициенте 0,7 чел/МВт, среднегодовой заработной плате 7 200 у.е./чел·год получились следующие значения (рисунок 1):

- при удельных капиталовложениях 2 000 у.е./кВт $C_{33} = 2,13$ цент/кВт·ч;
- при удельных капиталовложениях 2 500 у.е./кВт $C_{33} = 2,51$ цент/кВт·ч;
- при удельных капиталовложениях 3 000 у.е./кВт $C_{33} = 2,87$ цент/кВт·ч.

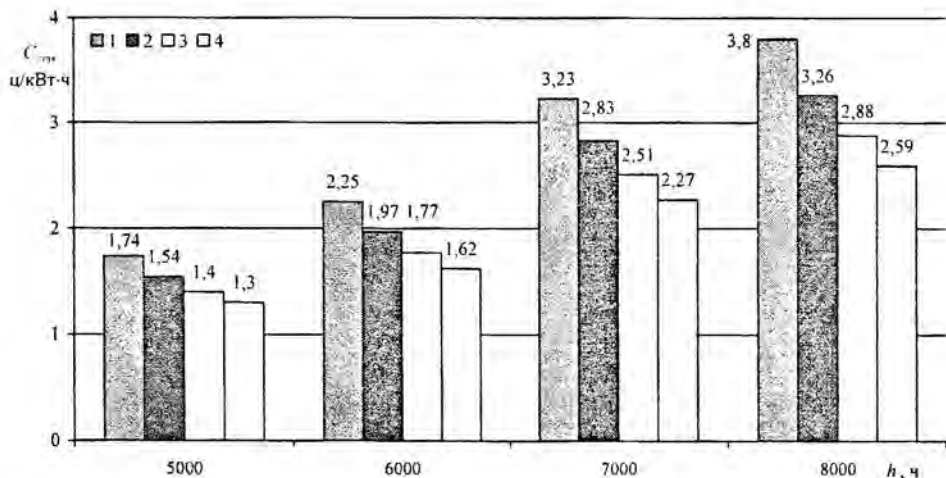


Рисунок 1. Зависимость себестоимости электроэнергии от загрузки энергоблока:
1 – $k = 1\,000$ у.е./кВт; 2 – $k = 1\,500$ у.е./кВт; 3 – $k = 2\,500$ у.е./кВт; 4 – $k = 3\,000$ у.е./кВт

При определении зависимости себестоимости электроэнергии на АЭС от срока службы АЭС (25, 30 и 50 лет) при удельных капиталовложениях равных 2 500 у.е./кВт, цене т у.т. ядерного топлива 15 у.е./т у.т., штатном коэффициенте 0,7 чел/МВт, среднегодовой заработной плате 7 200 у.е./чел·год получились следующие значения (рисунок 2):

- при сроке службы 25 лет $C_{эз} = 2,9$ цент/кВт·ч;
- при сроке службы 30 лет $C_{эз} = 2,51$ цент/кВт·ч;
- при сроке службы 50 лет $C_{эз} = 1,78$ цент/кВт·ч.

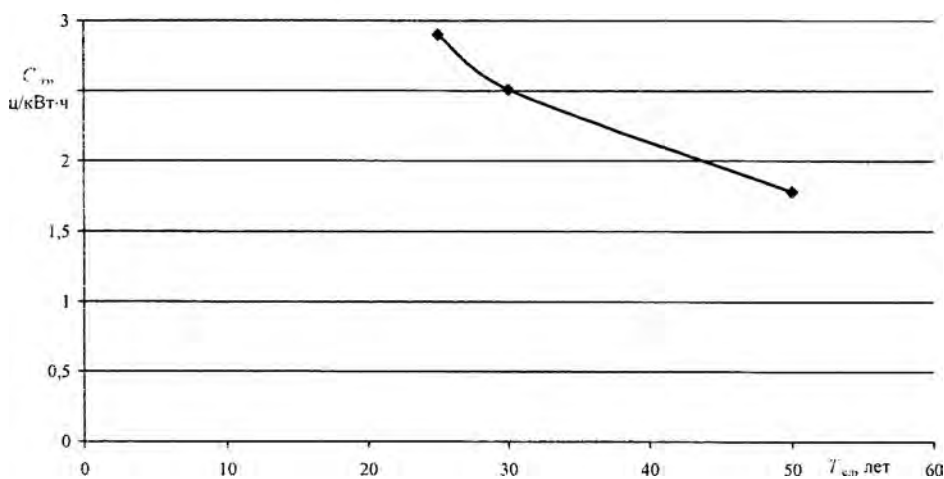


Рисунок 2. Зависимость себестоимости электроэнергии от срока службы АЭС

При определении зависимости себестоимости электроэнергии на АЭС от цены тонны условного топлива (10, 15 и 20 у.е.) при удельных капиталовложениях равных 2 500 у.е./кВт, сроке службы 30 лет, штатном коэффициенте 0,7 чел/МВт, среднегодовой заработной плате 7 200 у.е./чел-год получились следующие значения (рисунок 3):

- при $C_{т.у.т.} = 10$ у.е. $C_{эз} = 2,32$ цент/кВт·ч;
- при $C_{т.у.т.} = 15$ у.е. $C_{эз} = 2,51$ цент/кВт·ч;
- при $C_{т.у.т.} = 20$ у.е. $C_{эз} = 2,7$ цент/кВт·ч.

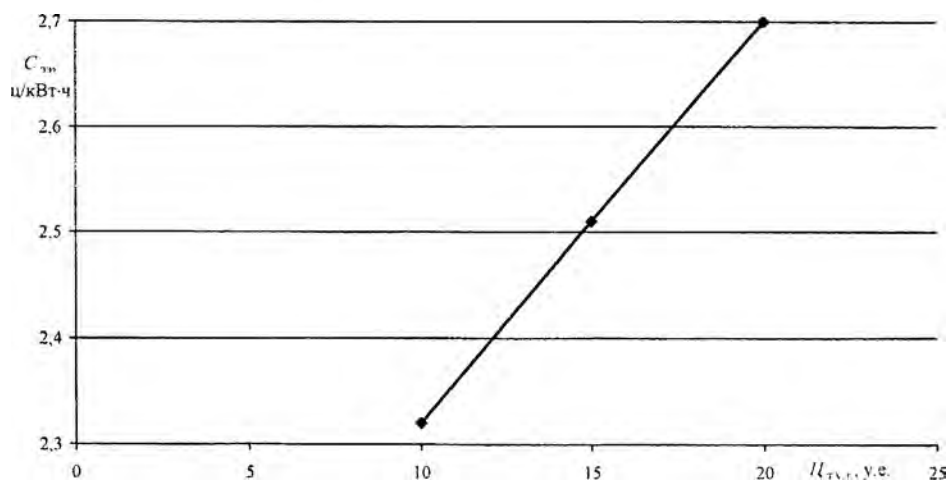


Рисунок 3. Зависимость себестоимости электроэнергии от цены ядерного топлива

Вывод

В результате проведенных расчетов получены зависимости изменений себестоимости электроэнергии АЭС от удельных капиталовложений, от срока службы станции, от цены ядерного топлива. Эти расчеты помогают лучше определить структуру АЭС, оборудования, сроки службы.

УДК 005.6 (075.8)

ГУРУ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА И ИХ КОНЦЕПЦИИ

Климкович Н.И.

В 40-е годы Америка имела военных героев; в 60-е годы образцами для подражания были космонавты. В настоящее время героями следуют считать специалистов в области качества, поскольку их вклад в будущее развитие и процветание может быть даже больше, чем выдающихся личностей прошлого.

Дж. Харрингтон

В последние годы, как в научных кругах, так и в производственной деятельности предприятий, существенно возрос интерес к вопросам менеджмента качества. На фоне всех новых концепций, моделей, систем и методов менеджмента качества возвышается Всеобщий менеджмент качества (TQM), который возник как обобщение ряда похожих, но в то же время и имеющих определенные отличия концепций. Эти концепции были предложены выдающимися людьми, которых часто называют «гуру», «учителя и наставники качества». Все они оказали огромное влияние на экономики целых стран и способствовали переходу к эпохе TQM. Их теории, в отличие от социально-экономических доктрин прошлого, проверены по критерию эффективности, они имеют собирательный характер, выявляя и объединяя все наиболее ценное в опыте различных компаний и стран.

Всеобщее качество строится на гуманистических ценностях, в том числе и этических. Системы ценностей неразрывно связаны с системами авторитетов. Часть такой системы авторитетов – великие гуру – творцы знаний, теорий, концепций в области качества. Другой частью системы являются знаменитые успешные менеджеры, одержимые концепцией TQM. Многие гуру качества были и весьма успешными менеджерами.

Зарубежных специалистов в области управления качеством принято разделять на две группы. К первой относятся те, кто считает, что конкурентный мир требует полного отказа от привычных подходов и стиля работы для создания совершенно новой культуры управления. Такие взгляды характерны в основном для У. Деминга и для японских специалистов. Представителей второй группы полагают, что постоянное совершенствование имеющихся систем с акцентом на качество позволяет компаниям выживать и сохранять конкурентоспособность. К этой группе, как правило, относят Дж. Джурана, Ф. Кросби, А. Фейгенбаума.

Рассмотрим вклад указанных специалистов в создание и развитие концепции управления качеством.

У. Эдварс Деминг – всемирно известный ученый в области математической статистики и менеджмента – оказал величайшее влияние на возрождение послевоенной Японии и США в 80-х годах прошлого столетия – названный первым «наставником по качеству», проживший 90 лет и получивший признание результатов своей деятельности.

В 1982 году в США была издана книга Деминга «Качество, продуктивность, конкурентоспособность», в которой его взгляды были изложены в виде 14 постулатов менеджмента, необходимых для достижения качества в организации. Эти принципы стали своеобразным знаменем всей философии качества на долгие годы. В кратком изложении они звучат следующим образом:

1. Постоянная цель предприятия – улучшение качества выпускаемой продукции и предоставляемых услуг.

2. Принять новую установку, состоящую в абсолютной недопустимости несоответствий.
3. Исключить зависимость от массового контроля качества.
4. Прекратить практику закупок, руководствуясь только низкой ценой.
5. Улучшать каждый процесс.
6. Обучать всех работников, в том числе администрацию.
7. Учреждать новые методы руководства.
8. Изгонять страх.
9. Разрушать барьеры между отделами.
10. Отбросить лозунги и призывы, не подкрепленные соответствующими действиями и средствами.
11. Исключить количественные нормы для рабочих и количественные показатели для администрации.
12. Устранять барьеры, мешающие людям гордиться своей квалификацией.
13. Поощрять образование и самосовершенствование.
14. Четко устанавливать обязательства руководства высшего звена в области качества.

Принципы Деминга ориентируют компании на длительную и устойчивую работу. Они побуждают менеджеров создавать условия для постоянного совершенствования деятельности предприятия, выдвигая на первое место интересы и стремления человека. Суть этой философии выражена в следующих словах: «Дорога к качеству бесконечна». Ставя задачу удовлетворения потребителя, Деминг показывает, что чем выше качество, тем дешевле оно обходится. Им предложена схема, демонстрирующая влияние качества на экономику производства, получившая название «цепная реакция Деминга».

Деминг способствовал тому, что в работах по обеспечению качества стал широко применяться цикл Деминга, представляющий собой модель, делящую управление на четыре основных стадии: планирование, реализация, проверка и корректирование. Исходя из цикла Деминга, также были выработаны принципы постоянного улучшения при решении любых проблем.

Демингом были сформулированы «семь смертельных болезней», которыми страдает американская администрация и которые фатально ведут к неуспеху: ежегодные оценки деловых качеств; частая смена руководства высшего уровня с места работы; ориентация компаний исключительно на очевидные количественные показатели; потеря постоянства цели; ориентация на сиюминутные выгоды; сверхвысокие затраты; сверхвысокие затраты из-за возврата продукции.

Другой ученый *Джозеф М. Джуран* первым обосновал переход от контроля качества к управлению качеством. Методологической основой его подхода является признание в качестве основополагающих принципов деятельности фирмы следующего:

1. Работники, выполняющие порученную им работу, должны понимать ее суть и нести ответственность за качество результатов своей деятельности.
2. Необходимо создать механизм контроля эффективности труда каждого исполнителя с одновременным правом внесения изменений в процессе труда и обеспечением его средствами постоянного повышения качества работы.

Ключевыми моментами любой деятельности он провозглашал качество и ответственность, причем ответственность рассматривалась им как необходимое условие обеспечения качества.

Джуран не только активно пропагандировал статистические подходы к производству, но и первым обратил внимание на организационные вопросы обеспечения качества, сделал акцент на роль высшего руководства в решении проблем качества. Им разработана знаменитая «спираль качества» – вневременная пространственная модель, опре-

делившая основные стадии непрерывно развивающихся работ по управлению качеством и послужившая прообразом многих появившихся позже моделей. По мнению Джурана, спираль более полно отображает этапы непрерывного формирования и улучшения качества продукции. В ней предусмотрено постоянное изучение спроса на рынке сбыта и эксплуатационных показателей качества, что обуславливает полную ориентацию на требования потребителей и рынок сбыта.

Джуран рассматривал качество как пригодность к исполнению и верил, что приблизительно 80 % дефектов качества поддаются контролю менеджмента, таким образом руководство несет ответственность за исправление этих дефектов. Он описывает управление качеством как триаду, состоящую из планирования качества, контроля качества и совершенствования качества. Согласно Джурану, планирование качества необходимо для разработки производственных процессов, которые способны отвечать стандартам качества. Ключевым элементом философии Джурана является обязанность руководства постоянное совершенствование качества, помогающее найти лучшие методы работы.

Джуран является автором концепции ежегодного улучшения качества. Улучшение качества, считает он, – это повышение уже достигнутых результатов работы в области качества, связанное со стремлением человека установить новый рекорд. В философии менеджмента непрерывное улучшение подразумевает, что на смену политике стабильности приходит политика изменений. Главное внимание в концепции сосредотачивается на стратегических решениях, более высокой конкурентоспособности и долгосрочных результатах.

Джураном сформулированы основы экономического подхода к обеспечению качества. Он впервые классифицировал затраты на обеспечение качества, выделив четыре основных категории затрат: предупредительные затраты; оценочные затраты; издержки вследствие внутренних отказов; издержки внешних отказов.

Арманд В. Фейгенбаум в 60-х годах XX века сформулировал концепцию комплексного управления качеством, которая в 70-е годы стала новой философией в области управления предприятием. По утверждению Фейгенбаума, комплексное управление качеством – это стиль руководства, порождающий новую культуру управления предприятием. Главным положением этой концепции является мысль о всеохватности управления качеством, которое должно затрагивать все стадии создания продукции и все уровни управленческой иерархии предприятия при реализации технических, экономических, организационных и социально-психологических мероприятий.

Фейгенбаумом сформулированы четыре «смертных греха» в подходах к качеству, которые следует учитывать, чтобы усилия при реализации программ по качеству не оказались напрасными. Первый грех заключается в поощрении программ, основывающихся на «провозглашении лозунгов» и на поверхностных изменениях. Второй грех состоит в том, что выбираются программы, которые в первую очередь ориентированы на рабочих и не учитывают важной роли инженерных служб. Третий грех – нежелание признать, что постоянного уровня качества не существует. Четвертый грех, наиболее фатальный, – заблуждение, касающееся автоматизации, которая сама по себе не является последним словом в повышении качества.

Филипп Кросби – один из признанных в мире американских авторитетов в области качества. Наиболее широкую известность получили следующие 14 принципов, определяющие последовательность действий по обеспечению качества на предприятиях:

1. Четко определить ответственность руководства предприятия в области качества.
2. Сформировать команду, которая будет претворять в жизнь программу обеспечения качества.

3. Определить методы оценки качества на всех этапах его формирования.
4. Организовать учет и оценку затрат на обеспечение качества.
5. Довести до всех работников предприятия политику руководства в области качества, добиваться сознательного отношения персонала к качеству.
6. Разработать процедуру корректирующих воздействий при обеспечении качества.
7. Внедрить программу бездефектного изготовления продукции.
8. Организовать постоянное обучение персонала в области качества.
9. Организовать регулярное проведение Дней качества.
10. Постоянно ставить цели в области качества перед каждым работником предприятия.
11. Разработать процедуры, устраняющие причины дефектов.
12. Разработать программу материального поощрения работников за выполнение требований в области качества.
13. Создать целевые группы, состоящие из профессионалов в области качества.
14. Начать все сначала (повторить цикл действий на более высоком уровне исполнения).

Кросби является идеологом системы «ноль дефектов». Он верит, что любой уровень дефектов слишком высок и что руководство должно внедрять программы, которые помогают организации двигаться к соответствующей цели.

Изучая вопросы стоимостной оценки качества, Кросби высказал знаменитый афоризм: «За качество не платят». Он доказывает, что повышение качества не требует больших затрат, так как на деле повышение качества одновременно повышает и производительность, поскольку одновременно снижаются многие статьи затрат, связанные с устранением выявленных дефектов, с переработкой некачественной продукции, с предотвращением возврата продукции потребителем.

Кросби является автором модели оценки лидера и степени зрелости руководителей разного уровня. Один из способов этой оценки – составление «модели эффективного лидера», которая учитывает показатели «оперативной зрелости» и «психологической зрелости».

Каору Исикава – выдающийся японский специалист в области качества, находился под сильным влиянием идей Деминга и Джурана, хотя он внес свой собственный большой вклад в управление качеством. Деятельность Исикавы не отделима от истории управления качеством в Японии.

Исикава – автор японского варианта комплексного управления качеством, наиболее характерными чертами, которого являются: всеобщее участие работников в управлении качеством; введение регулярных проверок функционирования системы качества; непрерывное обучение кадров; широкое внедрение статистических методов контроля.

По инициативе Исикавы в Японии начали развиваться кружки по контролю качества, которые вовлекают рабочих в совершенствование качества.

Исикава ввел в мировую практику новый оригинальный графический метод анализа причинно-следственных связей, получивший название схемы Исикавы и вошедший в состав семи простых инструментов контроля качества.

Генити Тагути развил идеи математической статистики, относящиеся, в частности, к статистическим методам планирования эксперимента и контроля качества.

Методы Тагути представляют собой один из принципиально новых подходов к решению вопросов качества. Главное в философии Тагути – это повышение качества с одновременным снижением расходов. Согласно Тагути, экономический фактор (стоимость) и качество анализируются совместно. Оба фактора связаны общей характеристикой, называемой функцией потерь. Методы Тагути позволяют проектировать изде-

лия и процессы, чувствительные к влиянию переменных факторов, вызывающих разброс значений параметров, которые трудно, невозможно или дорого изменить. С экономической точки зрения, любые, даже самые малые «шумы» уменьшают прибыль, поскольку при этом растут производственные издержки и затраты на гарантийное обслуживание. Тагути акцентирует внимание на этапах, предшествующих проектированию изделия, поскольку именно на них решается задача достижения робастности.

Подводя итог сказанному, важно подчеркнуть, что практические разработки в области обеспечения качества продукции испытывали воздействие развития производительных сил общества и прогрессивных научных идей. Заметное влияние на работы в области обеспечения качества оказали достижения в таких областях знаний, как менеджмент, психология, стандартизация, математическая статистика и другие. Вместе с тем наряду с наукой большой вклад в развитие работ по обеспечению качества продукции внесла и конкретная мировая практика промышленных предприятий. Формирование современных представлений о принципах и методах обеспечения качества продукции связано с именами выше названных выдающихся ученых, чьи работы носят и философский и прикладной характер и свидетельствуют о необходимости искать решение проблем в каждом отдельном случае, сообразуясь с теорией и здравым смыслом.

Секция 7. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОНИКА

УДК 621.3 (063)

МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ И ГРАЖДАНСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Гуща Т.Г., Таяновский А.М.

Научный руководитель – СЧАСТНАЯ Е.С.

Молния – одно из самых разрушительных и устрашающих природных явлений, с которыми повсеместно сталкивается человек. В ряду причин, вызывающих пожары во всём мире, молния занимает шестое место. Поэтому вопрос создания эффективной системы молниезащиты приобрёл в настоящее время небывалую важность.

Существует несколько объяснений этого природного явления, так называемых «молниевых теорий». Хотелось бы привести лишь некоторые интересные цифры. Разность потенциалов до 1 000 кВ между облаками и поверхностью земли вызывает разряд чудовищной силы до 200 кА, сопровождаемый световыми вспышками и раскатами грома. При этом разогрев атмосферного канала разряда достигает 30 000 °С. Средняя продолжительность разряда наиболее часто возникающего удара молнии «облако-земля» составляет от 60 до 100 мкс. Скорость движения огненной стрелы равна почти 150 км/с, а давление ударной волны достигает 100 кг/см².

Огромную опасность молнии представляют для высокоэтажных зданий. А в некоторые небоскрёбы молния попадает до 20 раз в год! Опасны молнии и для ракет. В 1987 году в США при запуске ракеты «Атлас» молния ударила в нее в момент старта и вывела из строя все электрические и электронные системы. Но чаще всего молния поражает высокие одиноко стоящие деревья. Из ста разрядов молния ударяет в дуб – 54 раза, в тополь – 24, в ель – 10, в сосну – 6. Причина этой закономерности пока не установлена.

Эффективные методы и средства молниезащиты наиболее полно представлены в нормах Международной электротехнической комиссии и подтверждены широким практическим применением в промышленно развитых странах.

В современной практике существуют два вида молниезащиты. Внешняя предназначена для защиты здания от прямого удара молнии с последующей канализацией энергии разряда в землю. Этот результат достигается посредством наложения молниеприёмных контуров (сетки) на сложные кровли зданий в сочетании с защитой выступающих частей. Основное назначение внутренней молниезащиты – защита электронного оборудования и электропроводки от импульса перенапряжения, который возникает не только при прямом, но, что более вероятно, при удаленном (до 1 км) ударе, при помощи ограничителей перенапряжения.

Основной задачей молниезащиты является улавливание всех попадающих в здание молний. Её работу можно разделить на три основных процесса: улавливание молнии в месте попадания, токоотвод в грунт и заземление. При этом необходимо избежать тепловых, электрических и механических эффектов, так как это может привести к повреждению конструкции защищаемого объекта и к возникновению опасного для человека напряжения внутри здания.

Вся система молниезащиты состоит из следующих устройств:

- молниеприёмника – для приёма прямого удара молнии;
- токоотводов – для отвода тока молнии к заземлению;

– *заземляющего устройства* – для распределения энергии молнии в земле и обеспечения безопасных режимов работы электросетей;

– *системы уравнивания потенциала* – для ликвидации разности потенциалов между проводящими частями здания, электроустановки и заземлений;

– *оборудования защиты от перенапряжений* – для ограничения импульсов перенапряжения в электроустановках, телекоммуникационных и электронных системах.

Рассмотрим каждое из них.

Молниеприёмник и токоотводы – это организованная по определённым правилам система молниеприёмных проводников, прокладываемых по конькам, рёбрам и кантам кровли. С проводниками соединяются молниеприёмные стержни, установленные на выступающих частях кровли. Проводники, токоотводы и стержни крепятся на кровле, стенах и строительных конструкциях зданий различными держателями специального назначения. В узлах соединений применяются специальные клеммы и соединители.

Заземляющее устройство по условиям объекта может быть различного типа (круглые, плоские проводники) и исполнения. Предпочтение, как правило, отдаётся естественным заземлителям, в том числе заложенным в общестроительную конструкцию.

Система уравнивания потенциалов предусматривает соединение всех подлежащих заземлению проводников и металлических конструкций между собой и заземлением. Комплектуется шинами, соединительными клеммами, хомутами.

Оборудование защиты от перенапряжений – это включённые по специальным правилам разрядники, ограничители перенапряжения для защиты различных электрических и телекоммуникационных сетей, электрооборудования и электронных приборов.

Что касается материалов, то в системах внешней молниезащиты преимущественно используются *сталь горячего цинкования, нержавеющая сталь, медь и алюминий*. Но при соединении различных материалов возникает коррозионная опасность. Именно поэтому при монтаже нельзя совмещать, к примеру, медные части с оцинкованными поверхностями или алюминиевыми соединениями. Возможные комбинации материалов с учётом контактной и воздушной коррозии указаны в таблице 1.

Таблица 1. Совместимость материалов

Материал	Сталь горячего цинкования (FT)	Алюминий (Al)	Медь (Cu)	Нержавеющая сталь (VA)
Сталь горячего цинкования (FT)	++	0	–	0
Алюминий (Al)	0	++	–	0
Медь (Cu)	–	–	++	0
Нержавеющая сталь (VA)	0	0	0	++

Примечание: ++ – рекомендуемая; 0 – возможная; – – нежелательная

Перед проектированием системы молниезащиты необходимо классифицировать объект защиты в одну из четырёх имеющихся категорий. Параметры риска в зависимости от категории молниезащиты указаны в таблице 2.

Таблица 2. Параметры риска в зависимости от категории молниезащиты

Категория молниезащиты	Минимальный пик тока молнии, кА	Максимальный пик тока молнии, кА	Вероятность улавливания, %
1	2,9	200	99
2	5,4	150	97
3	10,1	100	91
4	15,7	100	84

При разработке системы молниезащиты должны учитываться все металлические части здания, электроприборы и электросоединения, чтобы избежать опасности искрообразования. При наличии достаточного расстояния между проводником для тока молнии и металлическими частями здания риск искрообразования исключён.

Наименьшее допустимое расстояние можно не соблюдать в зданиях с переходными армированными соединениями стен и крыши или с переходными соединениями металлических фасадов и крыш. Во всех же остальных случаях значение наименьшего допустимого расстояния вычисляется при помощи следующей формулы:

$$s = k_i \frac{k_c}{k_m} L(m)'$$

k_i находится в зависимости от выбранной категории молниезащиты (таблица 3).

k_c находится в зависимости от токов молнии в токоотводах (таблица 4).

k_m находится в зависимости от материала электрической изоляции (таблица 5).

L является вертикальным расстоянием от точки определения наименьшего допустимого расстояния до следующей точки уравнивания потенциалов.

Таблица 3

Категория защиты	k_i
1	0,1
2	0,075
3, 4	0,05

Таблица 4

Количество токоотводов, п	Приблизительные значения k_c
1	1
2	0,66
3 и более	0,44

Таблица 5

Материал	k_m
Воздух	1
Бетон, кирпич	0,5

И в заключение доклада хотелось бы упомянуть о некоторых правилах безопасности в зданиях, не имеющих молниезащиты. Такие строения не обеспечивают человеку полноценную безопасность.

Ток молнии всегда ищет самый простой путь, чтобы уйти в землю. Если молния ударяет в здание без грозозащиты (наиболее частые точки попадания молнии: труба, антенна или конёк), то её ток, чаще всего, от точки попадания стремится к электропроводке под коньковым брусом (например, осветительная сеть). Последствия, в большинстве случаев, если речь не идёт о пожаре – разрушение или повреждение чердачной конструкции, так как в деревянных конструкциях происходит мгновенное испарение остаточной влаги. Дерево трескается по направлению движения тока. Высокая энергия тока в доли секунды нагревает электропроводку до такой температуры, что она просто сгорает. Это явление относится ко всем проводкам, диаметр которых меньше диаметра, предусмотренного нормативными документами. Но даже если антенна устроена в соответствии с нормами, часть тока молнии прорывается через экран антенны и достигает телевизора. Если антенный ввод в телевизор, видео- или стереоустановку выполнен без грозозащиты, то там происходит пробой в электропроводке. Следствием этого является

выход из строя почти всех включённых электронных приборов. В них может даже вспыхнуть пожар.

Когда приближается гроза, нужно вынуть из розетки антенный ввод и питание всех электронных приборов (телевизор, видео, РС, стиральная машина, посудомоечная машина, сушилка и т. д.), если сеть и электронные приборы не оборудованы так называемыми приборами защиты от перенапряжения. Почти все электронные приборы очень чувствительны к перенапряжению. Поэтому даже молния, ударившая в радиусе до 2 км, может вывести их из строя.

Создав надёжную систему молниезащиты и соблюдая эти нехитрые правила, мы можем предотвратить множество неприятных последствий удара молнии, а также сохранить здоровье себе и своим близким.

Литература

1. Дьяков, А.Ф., Максимов, Б.К., Борисов, Р.К., Кужекин, И.П., Жуков, А.В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Карякин, Р.Н. Справочник по молниезащите. – М.: Энергосервис, 2002.
3. Харечко, В.Н. Рекомендации по молниезащите индивидуальных жилых домов, коттеджей, дачных (садовых) домов и других частных сооружений. – М.: Энергосервис, 2002.

УДК 621.3

МОДЕЛЬ ЭВМ В ЭЛЕКТРОННОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Плехов А.В., Шмыгун Е.Я.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **БЛАДЫКО Ю.В.**

1. Постановка задачи

Разработать модель ЭВМ в электронной лаборатории Electronics Workbench, позволяющую осуществлять ввод, обработку, хранение и вывод информации.

2. Общие сведения

Любая ЭВМ служит для переработки вводимой в нее информации и выдачи окончательных результатов в виде таблиц, графиков, последовательности чисел, текста и т. п. Несмотря на присущие отдельным ЭВМ отличия, в каждой из них можно выделить четыре основных устройства: арифметико-логическое, управляющее, запоминающее и устройства ввода-вывода информации, называемое обычно периферийным.

Арифметико-логическое устройство (АЛУ) служит для выполнения арифметических и логических операций над числами, представленными в двоичном коде.

Управляющее устройство (УУ) управляет работой АЛУ и других устройств ЭВМ. Управление работой этих устройств осуществляется по специальным командам, порядок исполнения которых определяется заданной программой. Для упрощения схемы и ее большей наглядности роль управляющего устройства в учебной модели ЭВМ выполняет пользователь.

Запоминающее устройство (ЗУ), или память, предназначено для хранения программой информации (данных).

Периферийные устройства, или устройства ввода-вывода информации, служат для приведения входной информации к требуемому виду для ввода в ЭВМ и вывода из ЭВМ результатов переработки информации в нужном виде.

3. Основные элементы схемы

В учебной модели ЭВМ можно условно выделить четыре блока: ввода, обработки, вывода и хранения информации.

Центральное место занимает блок обработки информации. Он реализован с помощью АЛУ (рисунок 1).

Таким образом, в зависимости от введенного кода операции и режима работы будет выполнена одна из операций над числами A и B (таблица 1).

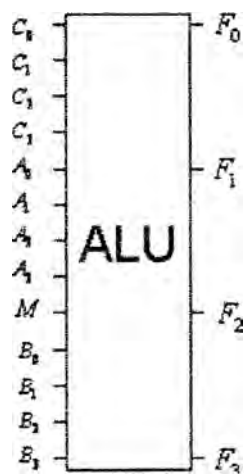


Рисунок 1. Арифметико-логическое устройство АЛУ:

C_0, C_1, C_2 и C_3 – код выполняемой операции;
 $A_0, A_1, A_2, A_3, B_0, B_1, B_2$ и B_3 – значения A и B ;
 M – режим работы; F_0, F_1, F_2 и F_3 – результат

Таблица 1. Таблица истинности АЛУ

Код операции				Вид операции	
S_3	S_2	S_1	S_0	Арифметические ($M = 0$)	Логические ($M = 1$)
0	0	0	0	$F = A + C_0$	$F = \bar{A}$
0	0	0	1	$F = A \vee B + C_0$	$F = \overline{A \vee B}$
0	0	1	0	$F = A \vee \bar{B} + C_0$	$F = \bar{A} \cdot B$
0	0	1	1	$F = -1 + C_0$	$F = 0$
0	1	0	0	$F = A + A \cdot \bar{B} + C_0$	$F = \overline{A \cdot B}$
0	1	0	1	$F = A \cdot \bar{B} + (A \vee B) + C_0$	$F = \bar{B}$
0	1	1	0	$F = A - B - 1 + C_0$	$F = A \oplus B$
0	1	1	1	$F = A \cdot \bar{B} - 1 + C_0$	$F = A \cdot \bar{B}$
1	0	0	0	$F = A + A \cdot B + C_0$	$F = \overline{A \vee B}$
1	0	0	1	$F = A + B + C_0$	$F = A \oplus B$
1	0	1	0	$F = A \cdot B + (A \vee \bar{B}) + C_0$	$F = B$
1	0	1	1	$F = A \cdot B - 1 + C_0$	$F = A \cdot B$
1	1	0	0	$F = A + A + C_0$	$F = 1$
1	1	0	1	$F = A + (A \vee B) + C_0$	$F = A \vee \bar{B}$
1	1	1	0	$F = A + (A \vee \bar{B}) + C_0$	$F = A \vee B$
1	1	1	1	$F = A - 1 + C_0$	$F = A$

Примечания: \vee – логическое сложение; \cdot – логическое умножение; \oplus – сложение по модулю 2 (исключающее ИЛИ); $+$ – арифметическое сложение; $-$ – арифметическое вычитание; $F = A + A$ – сдвиг влево на один разряд

Ввод данных осуществляется с помощью блока ввода информации. Числа A и B , а также код операции C вводятся с помощью следующей схемы (чтобы не загромождать схему, приведенная реализация ввода данных объединена в подсхему Input) (рисунок 2).

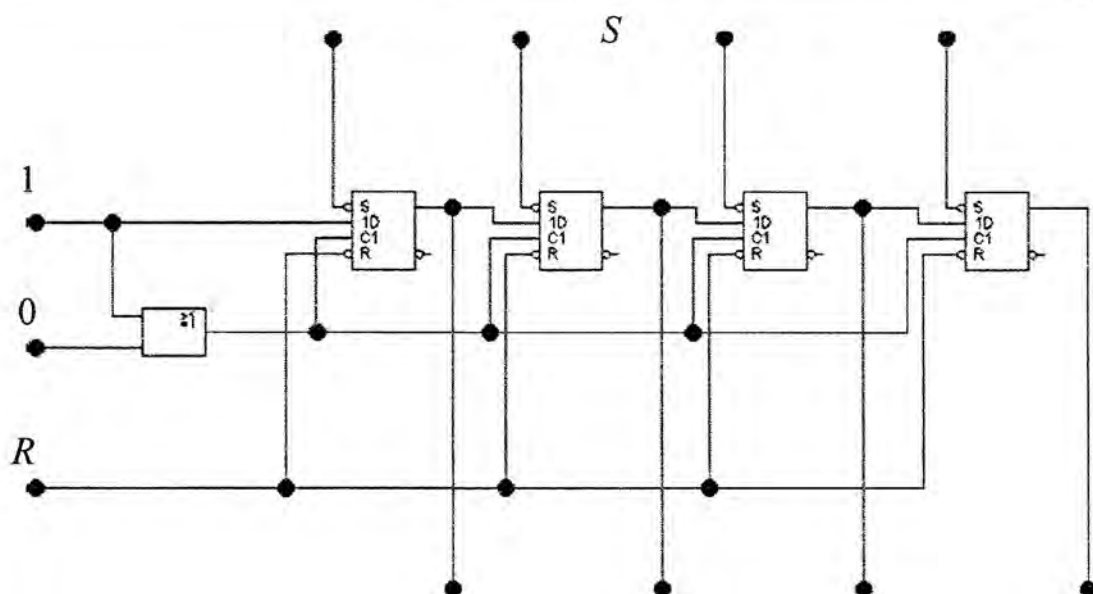


Рисунок 2. Блок ввода информации Input

Схема выполнена на D-триггерах в виде последовательного регистра. При нажатии клавиши *R* набранное значение будет сброшено. Ввод данных осуществляется клавишами 1 и 0. Также можно ввести записанное в памяти число с помощью нажатия клавиши *S*.

После того как нужное число введено, его записывают в соответствующий регистр (*A*, *B* или *C*). Для временного хранения этого числа в электронной лаборатории используется элемент D1 (рисунок 3).

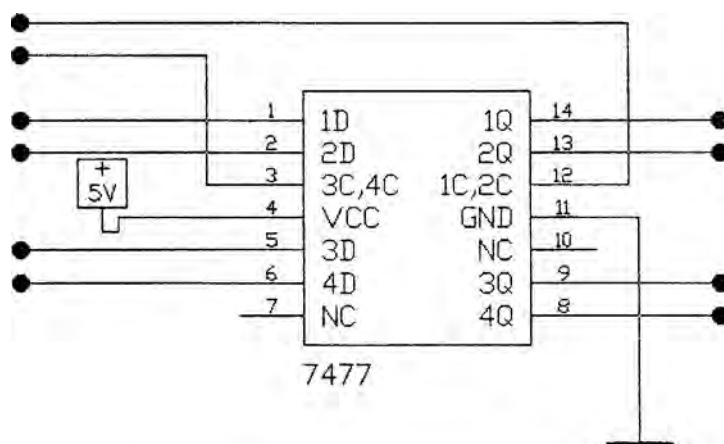


Рисунок 3. Блок хранения информации D1

Он представляет собой четыре D-триггера. На этом же элементе также основан блок хранения информации.

4. Принцип работы со схемой (рисунок 4)

Ввод информации осуществляется с помощью клавиш 1 и 0. Сбросить набранное значение можно клавишей *R*. Таким образом, вводятся значения в регистр команд и регистры операндов *A* и *B* (введенные значения отображаются на схеме). Далее задается вид операций: арифметические (0) или логические (0) с помощью клавиши *M*. Сразу можно увидеть результат вычисления, при желании который можно записать в память клавишей *Spase*. Вставка значения из памяти осуществляется нажатием клавиши *S*.

Модель ЭВМ

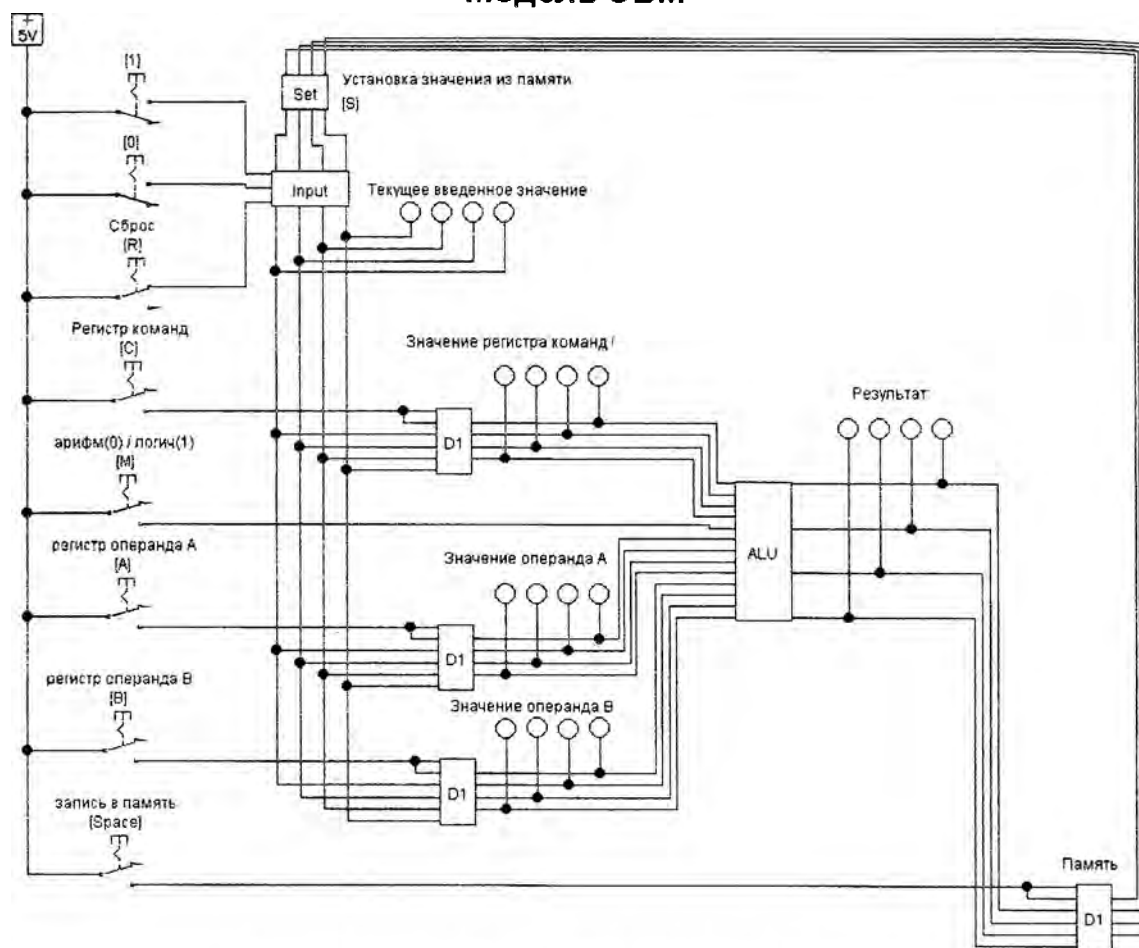


Рисунок 4. Схема «Модель ЭВМ» в Electronics Workbench

УДК 621.316.176

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНВЕРСНОГО ФЕРРОМАГНИТНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ

Воробей А.М.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СОНЧИК Л.И.

Особый теоретический и практический интерес представляет возможность работы ферромагнитных преобразователей частоты в инверсном режиме. Обязательным элементом инверсного преобразователя частоты является колебательный контур, включающий в себя нелинейный элемент [1].

Подтверждением работоспособности инверсных преобразователей частоты служат и некоторые экспериментальные исследования [2]. Такие преобразователи могут служить в качестве связующего звена между системами промышленной и утроенной частоты.

Практическое применение преобразователей частоты, наряду с вопросами анализа и расчета, связано с разработкой методов оптимизации их параметров. Оптимальное конструирование преобразователей частоты, как и других устройств с нелинейными элементами, предполагает выбор критерия оптимальности. В качестве критерия опти-

мальности инверсного преобразователя следует выбирать наиболее эффективный, определяющий его конкурентоспособность в сравнении с устройствами одинакового функционального назначения. Для силовых преобразователей параметров электроэнергии главным условием оптимального проектирования принято считать обеспечение минимального веса, объема или стоимости активных материалов на единицу установленной мощности при заданном допустимом перегреве [3, 4]. Обеспечение минимальных весогабаритных показателей преобразовательных устройств невозможно без максимального использования материала его основного элемента – магнитопровода. Кроме этого для преобразователей частоты в инверсном режиме является обязательным наличие источников реактивной мощности, как на входе, так и на выходе устройства. При этом необходимо учесть, что вход и выход инверсного преобразователя являются понятиями относительными, зависящими от режима работы устройства – умножения или деления частоты. Поэтому оптимизация параметров инверсного преобразователя также невозможна без определения оптимальной величины емкостной компенсации.

Ранее рассматривались вопросы определения оптимальной емкостной компенсации в различных аспектах [5]. Величина оптимальной емкостной компенсации на выходе утроителей может быть определена из условия максимально отдаваемой мощности при исключении автоколебаний и триггерного эффекта или из условия обеспечения максимальной величины отношения суммарной намагничивающей силы трансформатора к суммарной намагничивающей силе умножителя [6]. Другие авторы [7] вопрос оптимальной емкостной компенсации рассматривают в связи с условием получения необходимой внешней характеристики утроителя. Вследствие выполнения разработанных нами устройств на базе магнитопровода заданной формы и габаритных размеров и обязательного наличия в них источников реактивной мощности выбираем в качестве критерия оптимальности отношение суммарной реактивной компенсирующей мощности к величине максимально отдаваемой активной мощности:

$$Q_k^* = \frac{Q_{1k} + Q_{3k}}{P_{\text{вых}}} = Q_k(B_{1\text{max}}, B_{3\text{max}}, \psi_3),$$

где Q_k^* – относительная реактивная компенсирующая мощность;

Q_{1k}, Q_{3k} – реактивная компенсирующая мощность со стороны первой и третьей гармоники соответственно.

Математически поставленная задача сводится у минимизации целевой функции относительной компенсирующей мощности при фиксированном значении амплитуды индукции основной гармоники:

$$Q_k(B_{3\text{max}}^*, \psi_3^*) = \min_{B_{3\text{max}}, \psi_3} [Q_k^*],$$

где $B_{3\text{max}}^*, \psi_3^*$ – значения амплитуды индукции третьей гармоники и ее начальной фазы, соответствующие оптимальному режиму.

Нахождение минимума относительной компенсирующей мощности инверсного преобразователя частоты ставит вопрос выбора аппроксимации характеристик линейных элементов устройства. Использование для данной задачи принятой в работе основной аппроксимации кривой намагничивания в форме выражения гиперболического синуса не позволяет получить решение в аналитическом виде. В связи с этим возникает необходимость замены основной аппроксимации эквивалентной ей в смысле идентичного отображения свойств сердечника устройства относительно преобразования энергии в инверсном режиме работы. Учитывая особенности режима работы преобразователя частоты, примем в качестве эквивалентной аппроксимации выражение степенного полинома. При этом с целью получения решения задачи в аналитическом виде степень полинома не должна быть выше третьей. В качестве критерия эквивалентности двух

выражений аппроксимации кривой намагничивания сердечника примем равенство гармонического спектра напряженности поля. Для оценки эффективности изложенного метода выполним расчет характеристики холостого хода преобразователя в режиме умножения частоты при аппроксимации кривой намагничивания сердечника с помощью основной и эквивалентной аппроксимации.

Запишем выражение эквивалентной аппроксимации в действительных единицах:

$$H = -aB + bB^3.$$

Коэффициенты аппроксимации степенного полинома определим из условия эквивалентности гармонического спектра напряженности поля. Для упрощения расчетов эквивалентирование двух выражений аппроксимации выполним при синусоидальной индукции. Приравнявая коэффициенты при членах с одинаковой частотой в выражениях разложения в ряд Фурье напряженности поля при использовании основной и эквивалентной аппроксимации, получим:

$$2\alpha J_1(\beta B_{\max}) = -aB_{\max} + \frac{3}{4}bB_{\max}^3;$$

$$2\alpha J_3(\beta B_{\max}) = \frac{1}{4}bB_{\max}^3,$$

где $J_1(\beta B_{\max})$, $J_3(\beta B_{\max})$ – модифицированная функция Бесселя первого и третьего порядка соответственно.

Из полученной системы уравнений можно определить коэффициенты аппроксимации степенного полинома:

$$b = \frac{8\alpha J_3(\beta B_{\max})}{B_{\max}^3};$$

$$a = \frac{3}{4}bB_{\max}^2 - \frac{2\alpha J_1(\beta B_{\max})}{B_{\max}}.$$

Значение индукции первой гармоники в выражении эквивалентной аппроксимации определим из соотношения:

$$B_{\max} = \frac{B_{1\max 0}}{B_{\text{баз}}},$$

где $B_{1\max 0}$ – значение индукции первой гармоники в выражении основной аппроксимации.

Значение базисной индукции определим из выражения:

$$B_{\text{баз}} = \sqrt{\frac{a}{b}}.$$

С учетом полученных соотношений можно записать выражение эквивалентной аппроксимации в относительных единицах:

$$H = -B + B^3. \quad (1)$$

Принимаем закон изменения индукции в сердечнике преобразователя в виде:

$$B = B_{1\max} \cos t + B_{3\max} \cos(3t + \psi_3). \quad (2)$$

Подставив уравнение (2) в (1) выделим из кривой напряженности поля третью гармонику:

$$\underline{H}_3 = \frac{1}{4}B_{1\max}^3 + 3B_{3\max} \left(\frac{1}{4}B_{3\max}^2 - \frac{1}{2}B_{1\max}^2 - \frac{1}{3} \right) e^{j\psi_3}.$$

В режиме холостого хода преобразователя:

$$\underline{H}_3 = 0.$$

Отсюда получим:

$$B_{3\max}^3 + B_{3\max} \left(2B_{1\max}^2 - \frac{4}{3} \right) - \frac{1}{3} B_{1\max}^3 = 0. \quad (3)$$

Из уравнения (3) можно легко определить эквивалентное значение амплитуды индукции третьей гармоники. Обратный переход к величинам, соответствующим выражению основной аппроксимации, можно осуществить с помощью базисных единиц.

При использовании эквивалентной аппроксимации кривой намагничивания полная выходная и входная мощность преобразователя в относительных единицах может быть определена из выражения:

$$\underline{S}_k^* = jk \frac{B_{k\max}^* H_{k\max}}{2} = P_k - jQ_k,$$

где k – номер гармоники;

Q_k – реактивная компенсирующая мощность k -той гармоники.

Активную и реактивную компенсирующую мощность первой и третьей гармоники определим из следующих выражений:

$$P_1 = -P_3 = -\frac{3}{8} B_{1\max}^3 B_{3\max} \sin \psi_3;$$

$$Q_{1k} = \frac{1}{4} B_{1\max}^2 (3B_{3\max}^2 - 2) + \frac{3}{8} B_{1\max}^3 (B_{1\max} + B_{3\max} \cos \psi_3);$$

$$Q_{3k} = \frac{3}{4} B_{3\max}^2 (3B_{1\max}^2 - 2) + \frac{3}{8} B_{3\max}^3 (3B_{3\max}^3 + B_{1\max}^3 \cos \psi_3).$$

Из приведенных уравнений следует, что при неизменной величине индукции основной гармоники максимально преобразуемой мощности соответствует угол $\psi_3 = \frac{\pi}{2}$, а минимальной компенсирующей мощности – $\psi_3 = \pi$.

В соответствии с методом наискорейшего спуска отыскание минимума критерия оптимальности будем выполнять, начиная с определения оптимального значения индукции третьей гармоники по выражению:

$$B'_{3\max} = B_{3\max}^0 - \Delta B_{3\max} \frac{\partial Q_k}{\partial B_{3\max}}. \quad (4)$$

Начальное значение амплитуды индукции третьей гармоники определим из режима холостого хода устройства по уравнению (3).

Величина шага в уравнении (4) определяется из выражения:

$$\Delta B_{3\max} = \frac{1}{\sin \varphi} \left[\frac{18B_{3\max}}{B_{1\max}^3} + \frac{2}{B_{3\max}^3} \left(B_{1\max} - \frac{4}{3B_{1\max}} \right) \right]. \quad (5)$$

Величина оптимального угла φ в уравнении (5) определяется начальной фазой амплитуды индукции третьей гармоники:

$$\varphi = \pi - \psi_3,$$

где

$$\psi_3 = \arccos \left[- \frac{\frac{3}{4} B_{1\max}^3 B_{3\max}}{\frac{3}{8} (B_{1\max}^4 + 3B_{3\max}^4 + 3B_{1\max}^2 B_{3\max}^2) - \frac{1}{2} (B_{1\max}^2 + 3B_{3\max}^2)} \right].$$

Обратный переход от полученных результатов к размерности, соответствующей основной аппроксимации, можно выполнить с помощью базисных величин:

$$P_6 = B_6 H_6 = \frac{a^2}{b};$$

$$g_6 = a,$$

где P_6 – базисная мощность;

g_6 – базисная проводимость.

Литература

1. Каримов, А.С., Турдыев, М.Г. Особенности возбуждения субгармонических колебаний в многоконтурных феррорезонансных цепях переменного тока. – М.: Электричество, 1979.
2. Ешелькин, В.М., Бурыкин, В.В. Передача активной мощности в системе ферромагнитный преобразователь частоты – синхронная машина. – Известия высших учебных заведений. – Серия Энергетика, 1981.
3. Бертинов, А.И., Кофман, Д.Б. Тороидальные трансформаторы статических преобразователей. – М.: Энергия, 1970.
4. Бальян, Р.Х. Трансформаторы для радиоэлектроники. – М.: Радио, 1971.
5. Обрусник, В.П. Дискретно-управляемые ферромагнитные элементы для преобразования параметров электроэнергии. – М.: Наука, 1979.
6. Бамдас, А.М., Блинов, И.В., Захаров, Н.В., Шапиро, С.В. Ферромагнитные умножители частоты. – М.: Энергия, 1968.
7. Баженов, И.А. Исследование регулируемости статических ферромагнитных нечетнократных умножителей частоты: Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Минск, 1971.

УДК 621.3

ШАГОВЫЙ ДВИГАТЕЛЬ. ИМПУЛЬСНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ШАГОВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

Метлицкий О.В.

Научный руководитель – ЖУКОВСКАЯ Т.Е.

Шаговые двигатели обладают хорошими регулировочными свойствами и экономичны, но наличие скользящего контакта коллектор – щетки ограничивает область их применения.

В настоящее время в связи с развитием силовой полупроводниковой электроники появились и начали получать все более широкое распространение бесконтактные двигатели постоянного тока. При замене механического коммутатора – коллектора с щетками полупроводниковым коммутатором двигатель постоянного тока становится более надежным и долговечным, создает меньше радиопомех, особенно при высоких частотах вращения, когда очень быстро изнашиваются щетки и значительно увеличиваются искрение и радиопомехи.

В отличие от обычного коллекторного двигателя бесконтактный двигатель постоянного тока обладает рядом характерных особенностей.

1. Силовая обмотка якоря расположена на статоре и состоит из нескольких катушек, сдвинутых относительно друг друга в пространстве. Ротор выполняют в виде постоянного магнита:

2. Положение оси магнитного потока ротора по отношению к осям катушек силовой обмотки статора определяется бесконтактными датчиками (трансформаторными, индукционными, магнитоэлектрическими, фотоэлектрическими).

3. Бесконтактный полупроводниковый коммутатор осуществляет коммутацию катушек силовой обмотки статора по сигналам датчиков положения. При мощности дви-

гателей до 0,5–1 кВт в качестве коммутирующих элементов обычно используются транзисторы, при большей мощности – тиристоры.

Рассмотрим простейшую конструкцию бесконтактного двигателя (рисунок 1).

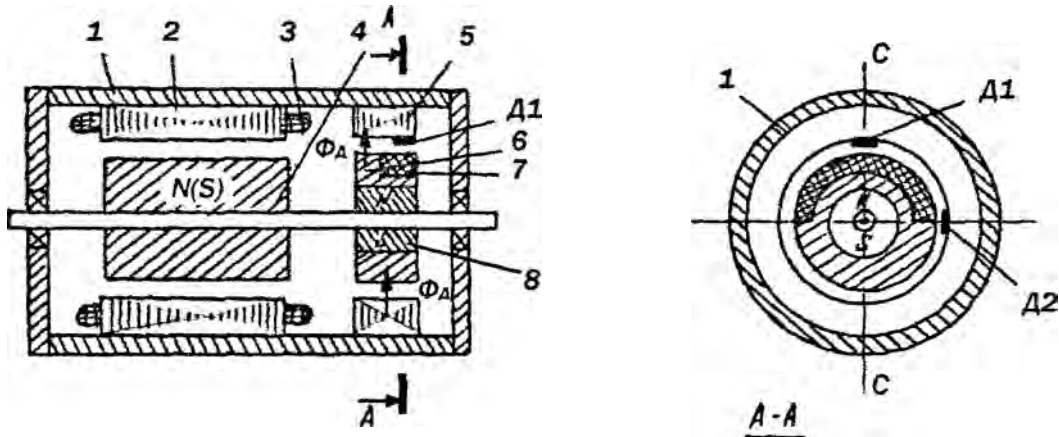


Рисунок 1. Устройство шагового двигателя

В корпусе 1 расположены электромагнитные системы двигателя и датчика положения. Магнитопровод статора двигателя 2 выполнен из электротехнической стали. В его пазах расположена обмотка 3, состоящая из двух обмоток, сдвинутых в пространстве на 90° . Каждая обмотка представляет собой сосредоточенную многовитковую катушку. Ротор 4 с одной парой полюсов изготовлен из постоянного магнита. При подаче постоянного напряжения на обмотку статора по ней проходит ток, который по взаимодействию с магнитным потоком ротора создает вращающий момент.

Роль датчика положения ротора относительно обмотки статора выполняют два магнитоуправляемых диода Д1 и Д2, расположенных на дополнительном кольцевом магнитопроводе 5, и вращающийся ферромагнитный диск 6. Диск имеет немагнитную вставку 7, занимающую половину его толщины на половине окружности. Магнитный поток датчика Φ_d создается постоянным магнитом 8 с радиальной намагниченностью. Каждый из магнитоуправляемых диодов одну половину оборота вала находится в зоне действия магнитного потока Φ_d и открыт, а вторую – вне зоны действия магнитного потока Φ_d и закрыт.

Линейные шаговые двигатели (ЛШД) преобразуют импульсную команду непосредственно в линейное перемещение. Это позволяет значительно упрощать кинематическую схему ряда электроприводов, устраняя механические преобразователи вращательного движения в поступательное.

Однокоординатный ЛШД можно представить как развернутый на плоскости ШД вращательного типа.

На рисунке 2 показана схема магнитной системы двухфазного однокоординатного ЛШД индукторного типа. Ротор ЛШД (подвижная часть), называемый иногда позиционером, выполнен в виде двух П-образных магнитопроводов 2 из электротехнической стали, которые подмагничиваются постоянным магнитом 3. На каждом из магнитопроводов ротора расположено по обмотке управления 1. Статор 4 представляет собой плиту из магнитомягкого материала; поверхность плиты, обращенная к ротору, зубчатая.

Поверхность полюсов ротора I–IV также зубчатая. Зубцовые деления ротора и статора равны. Зубцы двух полюсов в пределах одного магнитопровода ротора сдвинуты по отношению к зубцам статора на $1/2$ зубцового деления, одного магнитопровода по отношению к другому – на $1/4$ зубцового деления. В результате зубцы всех полюсов

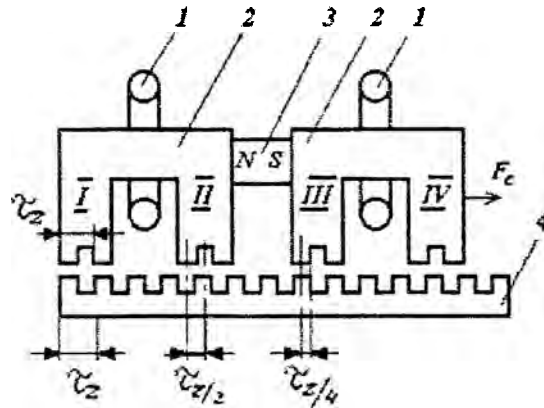


Рисунок 2. Схема магнитной системы двухфазного однокоординатного линейного шагового двигателя

ротора по-разному ориентированы относительно зубцов статора, но магнитное сопротивление потока подмагничивания не зависит от перемещения якоря.

Принцип работы такого ЛШД не отличается от принципа работы рассмотренного выше индукторного ШД вращательного типа. В зависимости от наличия и знака импульса в обмотках управления максимум магнитного поля перемещается от полюса к полюсу ротора, например, по схеме I–III–II–IV. Синхронизирующая сила перемещает ротор в такое положение, чтобы против зубцов данного полюса ротора находились зубцы статора, т. е. на $1/4$ зубцового деления.

Наиболее широкое применение из всех видов импульсного регулирования для управления двигателями постоянного тока нашло широтно-импульсное регулирование напряжения (ШИР). Импульсное регулирование возможно как со стороны якоря, так и со стороны обмотки возбуждения главных полюсов, однако наиболее распространено импульсное якорное управление. Сущность импульсного способа состоит в том, что регулирование угловой скорости ротора достигается не за счет изменения напряжения управления, непрерывно подводимого к якорю двигателя, а путем изменения времени, в течение которого подводится номинальное напряжение.

Иначе говоря, при импульсном способе (рисунок 3) к микродвигателю подводятся импульсы неизменной по амплитуде напряжения управления $U_{y \text{ ном}}$, в результате чего его работа состоит из чередующихся периодов разгона и торможения. Если эти периоды малы по сравнению с полным временем разгона и остановки ротора, то угловая скорость ротора не успевает к концу каждого периода достигать установившихся значений и устанавливается некоторая средняя угловая скорость. Значение при неизменных моменте нагрузки и напряжении возбуждения однозначно определяется относительной продол-

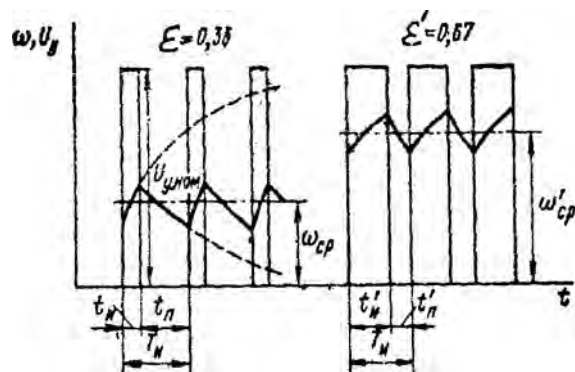


Рисунок 3. Импульсный способ регулирования угловой скорости

жительностью импульсов ε :

$$\varepsilon = \frac{t_{и}}{T_{и}},$$

где $t_{и}$ – длительность импульса;

$T_{и}$ – период.

С увеличением относительной продолжительности импульсов угловая скорость ротора растет. В период паузы $t_{и}$ ротор обязательно должен тормозиться. Если это условие не будет выполняться, то угловая скорость ротора при любом значении ε будет непрерывно увеличиваться, пока не достигнет значения угловой скорости х. х., так как во время импульса угловая скорость будет возрастать, а во время паузы – оставаться практически неизменной.

С ростом частоты управляющих импульсов амплитуда колебаний скорости уменьшается; среднее значение угловой скорости остается при этом неизменным.

УДК 681.7.068

ПРИСТАВКА К ПЕРСОНАЛЬНОМУ КОМПЬЮТЕРУ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ИСПРАВНОСТИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ С БЛОКОМ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ

Ивашко О.М.

Научный руководитель – МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

Трехфазные асинхронные электродвигатели (ТАД), ТАД с фазным ротором, синхронные электродвигатели находят самое широкое применение на производстве и в быту. Бывают случаи, что ток, потребляемый электродвигателем, возрастет, мощность на валу уменьшится, а электродвигатель начнет сильно нагреваться, то это может произойти из-за износа подшипников в электродвигателе и соединенном с ним механизме. Но чаще всего это происходит при появлении короткозамкнутых витков в обмотках электродвигателя. Поэтому устройства и приборы, позволяющие выявлять такую неисправность, являются востребованными в мастерских по ремонту электрооборудования.

Одним из таких приборов является аппарат ЕЛ-1У4. Он при помощи синхронного переключателя посылает импульсы напряжения на испытываемые обмотки. В них возникают затухающие колебания. Если при испытании двух обмоток обнаружится витковое замыкание или какой-либо другой дефект и на экране появятся две кривые, то для обнаружения обмотки с дефектом нужно одну из обмоток поменять местами с третьей обмоткой. Если после такой замены на экране будет одна кривая, а не две, то дефектной обмоткой является замененная. Недостатком прибора является то, что, он изготовлен на электронных лампах, а ток в обмотки посылается с помощью механического переключателя обладающего низкой надежностью. Контакты его со временем могут окислиться и подгореть. При этом ухудшается стабильность колебаний в обмотках и изображение на экране начнет подергиваться.

Чтобы выяснить в какой из обмоток произошло замыкание их надо менять местами. Для этого требуется дополнительное время.

Авторами было разработано и изготовлено подобное устройство, в котором устранены указанные выше недостатки.

Схема установки, позволяющая понять принцип её работы, представлена на рисунке 1.

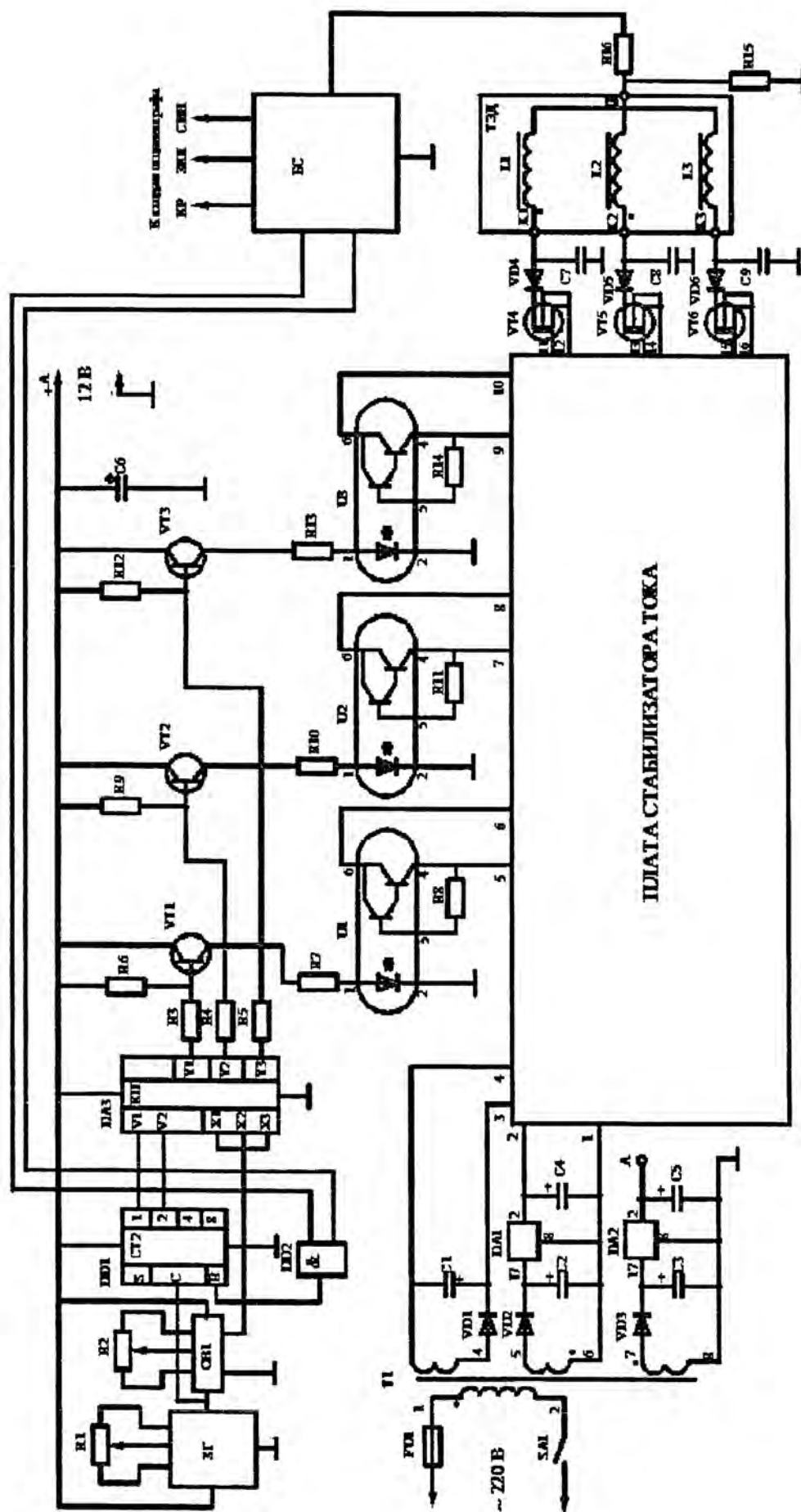


Рисунок 1. Электрическая схема установки: БС – блок согласования; ГУН – генератор управляемый напряжением; ОВ1 – одновибратор; БСИ – блок синхронизации; БОС – блок обработки сигналов; ПК – персональный компьютер; ТЭД – трёхфазный электродвигатель

Она состоит из блока согласования БС, задающего генератора управляемого напряжением ГУН, одновибратора ОВ1, двоичного счётчика СТ2, с ограниченным модулем счёта $K = 3$, осуществляемое с помощью логического элемента DD2, коммутатора КП, к трём выходам которого подключены с помощью трёх согласующих каскадов, выполненных на транзисторах VT1–VT3, оптронах U1–U3 и резисторах R1–R12, с тремя входами управляемого стабилизатора тока, размещенного на плате А1, силовых токовых ключей на полевых транзисторах VT4–VT6, подключенных своими затворами и истоками к трём выходам стабилизатора тока, а стоками через защитные диоды VD4–VD6 к трём резонансным контурам, состоящих из конденсаторов С7–С9, резистора R15 и внешних трёх испытываемых обмоток электродвигателя, блока синхронизации БСИ и блока обработки сигнала БОС. Питаются перечисленные узлы установки от блока питания, основу которого составляют понижающий трансформатор Т1, три однополупериодных выпрямителя на диодах VD1–VD3, три емкостных сглаживающих фильтра на конденсаторах С1–С5 и два интегральных стабилизатора на микросхемах DA1 и DA2.

Наблюдение затухающих колебаний в резонансных контурах осуществляется с помощью внешнего монитора, подключенного к компьютеру, запрограммированного работать в виде трехканального виртуального осциллографа. Своим входом он соединён, с помощью соединительного кабеля, к выходам блока БОС.

С помощью блоков БОС и БС задаётся напряжение, определяющее частоту работы ГУН. Частота должна быть такой, чтобы колебательный затухающий процесс в одной обмотке электродвигателя был практически завершённым перед началом следующего затухающего колебательного процесса в другой обмотке. Частота затухающих колебаний зависит, как от значения индуктивности обмоток электродвигателя, так естественно и от значения емкости конденсаторов С7–С9. Конкретное её значение для испытываемых электродвигателей подбирается экспериментально или рассчитывается и фиксируется в БОС. В исправной обмотке за время процесса затухания колебаний должны быть хорошо заметны несколько десятков колебаний.

С помощью блоков БОС и БС задаётся длительность работы одновибратора ОВ, от которой зависит максимальное амплитудное значение величины тока и напряжения первой полуволны затухающего колебательного процесса в резонансных контурах исследуемых обмоток конкретного двигателя. Для электродвигателей, питающихся от промышленной сети 220/380 В, оно устанавливается с помощью БОС и БС на исправном электродвигателе величиной около 600 В.

Блок БОС выполнен на 16 – канальном модуле АЦП ЦАП <<sigma USB>> на шине USB 2.0.

Блок БС согласует сигналы блока БОС с блоками ГУН, ОВ1 и платой стабилизатора тока.

Работа на установке осуществляется следующим образом. Включение установки осуществляется с помощью выключателя SA1.

С помощью ручек «Синхронизация» и «Частота» внешнего осциллографа, выполненного на базе компьютера, при подключенных трёх обмотках испытываемого ТАД и включенной установке, добиваются того, чтобы на экране монитора были видны три практически полных колебательных затухающих процессов в обмотках ТАД. Благодаря блоку синхронизации БСИ колебательные затухающие процессы в каждой катушке наблюдаются в виде разноцветных линий (например – красных, зеленых, синих). Эти три затухающих процесса можно накладывать друг на друга и анализировать различие по их амплитуде частоте и скорости затухания и, таким образом, можно оценить в которой из катушек имеются повреждения.

Более конкретные данные о параметрах колебательного процесса показывает блок обработки сигнала, БОС, выполненном на модуле АЦП ЦАП <<sigma USB>> на шине

USB 2.0. Он позволяет превратить персональный компьютер в трёхканальный цифровой осциллограф, обрабатывать сигналы с различных источников. Так он измеряет, запоминает максимальные амплитудные и средне-эффективные значения напряжений и другие параметры колебательного процесса в каждой обмотке электродвигателя и отображает величину разностных сигналов между ними. По их величине можно судить о наличии короткозамкнутых витков в обмотках электродвигателя и конкретно, в каких обмотках они имеются. Для этого имеется запрограммированный блок разбраковки для различных электродвигателей.

Появилась возможность запоминать параметры колебательных процессов в обмотках исправных или новых, только поступивших в эксплуатацию электродвигателей, чтобы в дальнейшем сравнивать их в будущем, при подозрении в неисправности или профилактической проверке электродвигателя.

По сравнению с некоторыми известными установками контроля качества обмоток электродвигателей данная установка позволяет быстро перестраивать её с одного типа электродвигателя на другой, повысить точность разбраковки и ускорить процесс разбраковки.

При замыкании в обмотке электродвигателя даже одного витка провода, амплитудное значение первой полуволны напряжения уменьшается на 20–70 % от номинального значения, и на 2–15 % наблюдается различие в двух или трёх колебательных процессах на экране монитора. Конкретное значение различий зависит от места замыканий в обмотке. Небольшое различие колебательных процессов при замыкании только одного витка связано с тем, что все три катушки трехфазного электродвигателя намотаны на одном магнитопроводе. Значительно лучшие результаты получаются, если сравнивать затухающие колебательные процессы в образцовой обмотке, расположенной на магнитопроводе одноимённого электродвигателя отдельно от испытываемой катушки или с запомненным колебательным процессом исправного электродвигателя данного типа или его конкретно.

Конденсаторы С7–С9, типа К78-2, должны иметь одинаковое значение емкости с точностью $\leq 0,1$ %, которые могут быть подобраны на электронном мосту, например, Е7-8. Это необходимо сделать для того, чтобы не было видно различий в изображениях на исправных обмотках ТАД.

Схема установки выполнена на интегральных микросхемах серии КР140, КР142, К561, КР1006, КР1561 и на модуле АЦП ЦАП <<sigma USB>> на шине USB 2.0. Механический переключатель заменен высоковольтными МОП транзисторами типа 2SK956. Это позволило уменьшить размеры и вес корпуса устройства повысить надежность и получить более высокую производительность его работы и расширить его функциональные возможности.

Установка выполнена в виде приставки к персональному компьютеру.

УДК 621.3

СПИНТРОНИКА – ЭЛЕКТРОНИКА СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ

Шушкевич Л.Л., Юшковский В.П.

Научный руководитель – ЖУКОВСКАЯ Т.Е.

Термин «спинтроника» произошел от англоязычного выражения «spin electronics» («спиновая электроника»; иногда её называют и «магнитоэлектроникой»). Спинтроника – область науки, изучающая взаимодействие собственных магнитных моментов элек-

тронов (спинов) с электромагнитными полями и разрабатывающая на основе обнаруженных явлений и эффектов спинэлектронные приборы и устройства.

В теории магнетизма считается, что электрон обладает квантовым свойством – спином, из-за чего он ведет себя подобно стрелке компаса, вращающейся вокруг своей оси и соединяющей его (электрона) южный и северный полюса. Спины электронов могут быть ориентированы в направлениях, которые обычно называют «спин-вверх» (мажорные спины) и «спин-вниз» (минорные спины).

Формальное определение спина – собственный момент количества движения элементарной частицы, имеющий квантовую природу и не связанный с перемещением частицы как целого.

Упоминание квантовой его природы применительно к электрону говорит о следующем – спин электрона может принимать одно из двух значений: $+1/2$ и $-1/2$. На самом деле спин имеет размерность (Дж·с), но так как он квантован и кратен постоянной Планка h , то его обычно изображают в виде целого числа.

В чем состоит миссия спинтроники? Кремниевые процессоры в ближайшие 10–15 лет достигнут предела своих возможностей. Сейчас важно определить физические принципы, на которых будут построены быстродействующие устройства с низкими энергопотреблением и тепловыделением. В спинтронных устройствах переворот спина практически не требует затрат энергии, а в промежутках между операциями устройство отключается от источника питания. Если изменить направление спина, то кинетическая энергия электрона не изменится. Это означает, что тепла почти не выделяется. Скорость изменения положения спина очень высока. Эксперименты показали, что переворот спина осуществляется за несколько пикосекунд (триллионных долей секунды).

Совершенствование технологий позволило синтезировать новые магнитные материалы с уникальной структурой и составом, а возможность получения ультратонких слоев магнитных и немагнитных материалов с резкими границами раздела – обеспечить их кардинально новые магнитные и электрические свойства.

В таких материалах возникает ряд уникальных физических явлений, обусловленных тем, что магнитные моменты в трехслойной пленке могут быть параллельны (ферромагнитная [ФМ] конфигурация) или антипараллельны (антиферромагнитная [АФМ] конфигурация), что показано на рисунке 1.

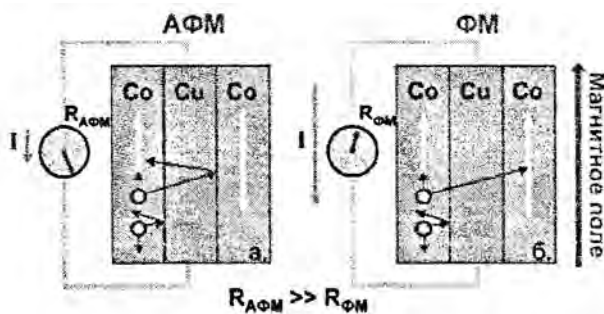


Рисунок 1. Структура трехслойных пленок

В ферромагнитных материалах выделяют два типа электронов в зависимости от ориентации их спина: «спин-вверх» и «спин-вниз». На рисунке направление спина обозначено синими и красными стрелками. Оказалось, что если ориентация спина не совпадает с магнитным моментом слоя (АФМ-конфигурация), то электрон не может попасть в этот слой, и электросопротивление становится больше. После перехода конфигурации из антиферромагнитной в ферромагнитную при возрастании внешнего магнитного поля электрон способен перескочить в смежный слой, и сопротивление значительно уменьшается. Этот эффект и называется гигантским магнитосопротивлением (ГМС).

Спиновые вентили. Очередным шагом на пути совершенствования структур с ГМС стали спиновые вентили (СВ). Они также состоят из двух магнитных слоев, разделенных немагнитной прослойкой, но магнитный момент одного из слоев закреплен антиферромагнитным слоем (АФМ) с фиксированным направлением магнитного мо-

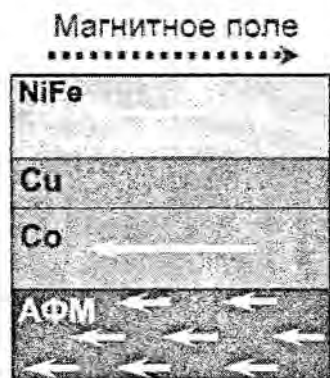


Рисунок 2. Спиновый вентиль

Варьируя материал, толщину и последовательность слоев, можно оптимизировать магнитные и электрические свойства таких наноструктур и расширить область их практического применения.

Магнитный туннельный переход. Наряду с ГМС, спин обуславливает и другие физические явления, например – магнитный туннельный переход (МТП). Структура клапана на основе МТП похожа на ГМС (рисунок 3) и состоит из двух слоев ферромагнетика, разделенных изолятором

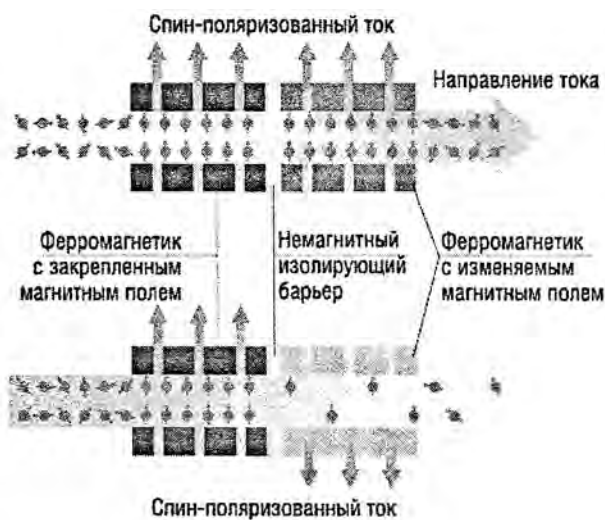


Рисунок 3. Магнитный туннельный переход

по вектору магнитного поля, легко туннелируют из одного ферромагнитного слоя в другой.

Таким образом, сопротивление клапана электрическому току оказывается низким (открытое состояние). Если же магнитное поле в этих слоях будет направлено противоположным, то туннельный переход будет затруднен, так как в одном из слоев электрон будет вынужден двигаться против магнитного поля (закрытое состояние). Вследствие этого сопротивление клапана возрастает на 20–40 %. Два состояния спинового транзистора – открытый и закрытый – можно сопоставить с логическим «0» и «1» бита информации.

Спиновый полевой транзистор. В обычном полевом транзисторе напряжение, прикладываемое к затвору, управляет величиной тока между истоком и стоком. В релятивистском полевом транзисторе истоком и стоком должны служить ферромагнетики с параллельно ориентированными спинами электронов, соединенные узким полупроводниковым каналом (рисунок 4).

мента. В то же время намагниченность второго слоя может свободно изменяться под действием внешнего магнитного поля.

В другом варианте СВ имеют структуру пермаллой /медь/кобальт (NiFe/Cu/Co) (рисунок 2).

Когда мы помещаем эту структуру даже в слабое магнитное поле, верхний «свободный» слой легко изменяет конфигурацию магнитных моментов вслед за полем, выстраивая ее антипараллельно нижнему слою (эффект ГМС). На основе таких элементов созданы считывающие магниторезистивные головки в жестких дисках с плотностью записи на диск более 100 Гбайт на кв. дюйм.

(обычно используют окись алюминия). В результате туннельного эффекта электрон в состоянии пройти сквозь изолятор навывлет и оказаться с другой стороны. Туннельный эффект используется достаточно широко – от туннельных диодов до сканирующих туннельных микроскопов.

В МТП-клапанах наряду с туннельным эффектом используется тот факт, что электроны с различным спином движутся в магнитном поле по-разному. Если магнитное поле в обоих ферромагнитных слоях клапана совпадает по направлению, то те электроны, спин которых направлен

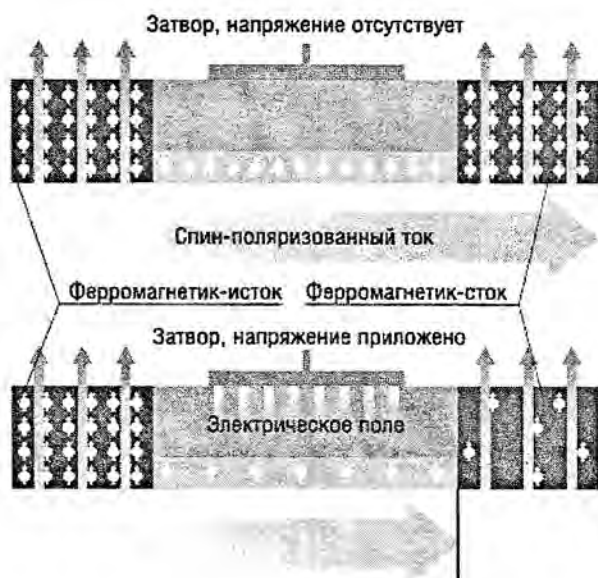


Рисунок 4. Спиновый полевой транзистор

Спины инжектируемых в исток электронов устанавливаются параллельно магнитным полям истока и стока. Таким образом, от истока к стоку течет спин – поляризованный ток. При этом электроны должны двигаться со скоростью, составляющей 1% от скорости света в вакууме. Величина тока регулируется посредством приложенного к затвору напряжения. Фокус состоит в следующем. Если перейти в неподвижную систему отсчета, связанную с электроном, то, согласно специальной теории относительности, в ней появляется магнитное поле. При достаточной величине напряженности маг-

нитного поля (таким образом, скорость движения электронов в данном случае весьма существенна) спины электронов изменяют ориентацию на противоположную. В результате сопротивление канала возрастает и ток уменьшается.

Магниторезистивная оперативная память. Структуры с магнитным туннельным переходом применяются в качестве считывающих головок в жестких дисках, а также для создания элементарных ячеек магниторезистивной оперативной памяти (MRAM). Ее особенность в том, что информация в ней сохраняется не в виде электрических зарядов на обкладках конденсатора, как в динамической памяти DRAM, и не в виде состояния триггера, как в статической SRAM, а в виде намагниченности слоя ферромагнетика. MRAM (Magnetic Random Access Memory) – память выглядит весьма перспективной. Так, например, время записи у MRAM-памяти – 2 нс (на три порядка меньше, чем у flash-памяти). При этом энергопотребление магниторезистивной памяти вдвое меньше, чем у flash- и DRAM-памяти.

Ячейка памяти (рисунок 5) сформирована на пересечении разрядной и числовой шин. Она состоит из структуры с магнитным туннельным переходом, которая отвечает за хранение информации, и транзистора, с помощью которого организована адресация. Существуют схемы, в которых транзистор заменен диодом или вообще отсутствует. Ток, протекающий по разрядной и числовой шинам, наводит перекрестное магнитное поле, которое изменяет магнитное состояние свободного слоя. При считывании изменяется ток, протекающий через ячейку. Его величина зависит от конфигурации намагниченности магнитных слоев структуры: при параллельной ориентации сопротивление перехода минимально. Это соответствует логическому «0». При антипараллельной ориентации намагниченностей сопротивление велико, туннельный ток мал – это логическая «1».

Главное отличие модулей памяти MRAM – записанная информация не пропадает при отключении питания, так как электроны способны сохранять положение спина сколь угодно долго. Еще один плюс – она не имеет ограничений по количеству циклов перезаписи. Если информация не пропадает после отключения питания – то теоретически возможно несанкционированное чтение данных с чипов магниторезистивной памяти, но эта проблема уже решена специалистами компании Philips, которые предлагают накладывать поверх магнитного слоя микрочипа MRAM тончайший слой металла и

слой, играющий роль постоянного магнита. В обычном состоянии поле постоянного магнита будет отклоняться, никак не воздействуя на работу чипа. Однако в том случае, если злоумышленники попытаются вскрыть корпус микросхемы и получить доступ непосредственно к носителю, металлическая пленка порвется, и информация будет мгновенно уничтожена постоянным магнитом.

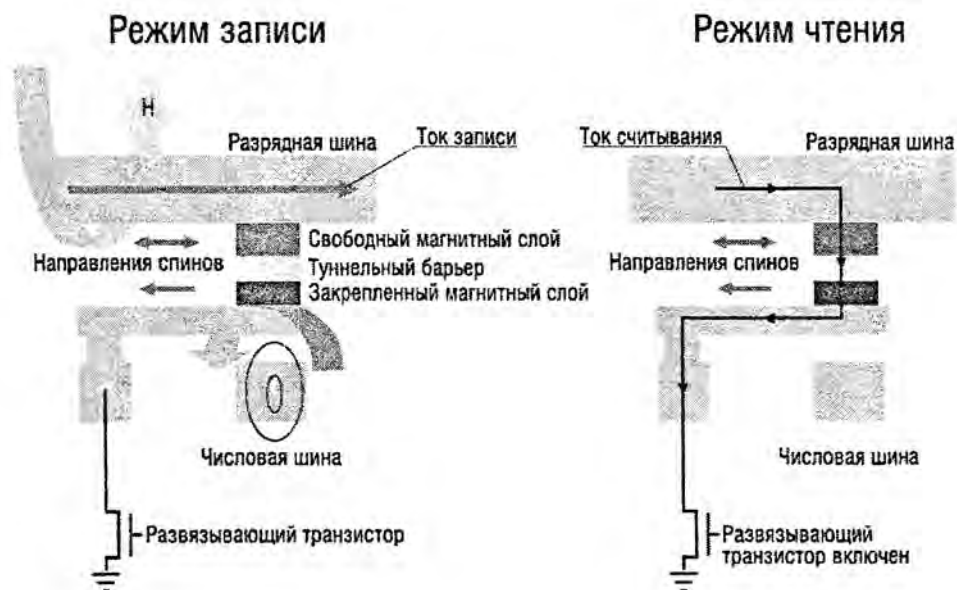


Рисунок 5. Схема ячейки MRAM памяти

УДК 621.311

РАЗВИТИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Гирс И.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент МОЖАР В.И.

Достигнутые сегодня результаты в энергетике несколько смягчили, но не устранили кризисные явления в обеспечении страны энергоносителями. Доля энергоресурсов, добываемых на территории республики, остается на уровне 18 % от их общей потребности. Нереализованный же потенциал энергосбережения оценивается в 30 % от общего потребления энергоресурсов. В качестве возобновляемых и нетрадиционных источников энергии с учетом природных, географических и метеорологических условий республики рассматриваются дрова, гидроресурсы, ветроэнергетический потенциал, биогаз из отходов животноводства, солнечная энергия, фитомасса, твердые бытовые отходы, отходы растениеводства, геотермальные ресурсы, бурые угли, сланцы и др.

Ветроэнергетический потенциал. Практически единственным не импортируемым источником энергии в Республике Беларусь является ветер. Однако существующие способы преобразования ветроэнергии в электрическую с помощью традиционных лопастных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в условиях Беларуси экономически неоправданны. Во-первых, из-за высокой пусковой скорости ветра (4–5 м/сек), высокой номинальной скорости (8–15 м/сек) и небольшой годовой производительности в условиях слабых континентальных ветров, характерных для Беларуси – 3–5 м/сек. Во-вторых, стоимость ВЭУ составляет 1 000–1 500 долларов США на киловатт установ-

ленной мощности. Проведенный в последние годы в республике комплекс работ позволяет делать более оптимистичный прогноз по части использования энергии ветра для производства электроэнергии. Для этих целей рекомендуются новые ВЭУ, основанные на эффекте Магнуса, когда в качестве аэродинамических элементов используются не лопастные, а вращающиеся усеченные конусы специальной формы (роторы), подъемная сила в которых многократно (в 6–8 раз) превосходит подъемную силу в лопастях. По утверждениям авторов, главное их преимущество состоит в том, что они могут эффективно работать при скоростях ветра, характерных для условий Беларуси.

Солнечная энергия. По подсчетам 0,0125 % от количества энергии Солнца могла бы обеспечить все сегодняшние потребности мировой энергетики. Однако, данный источник энергии является очень дорогостоящим. И даже при наилучших атмосферных условиях плотность потока солнечной энергии составляет не более 250 Вт/м. По метеорологическим данным, в Республике Беларусь в среднем 250 дней в году пасмурных, 185 с переменной облачностью и 30 ясных, а среднегодовое поступление солнечной энергии на земную поверхность с учетом ночей и облачности составляет 243 кал на 1 см² за сутки, что эквивалентно 2,8 кВт·ч/м². Для удовлетворения потребности нашей республики в электроэнергии в объеме 45 млрд. кВт·ч потребуется 450 км² гелиостатов, что при их стоимости в 450 \$/м². В условиях нашего климата этот источник не выгодно использовать.

Гидроэнергетика. Наиболее реально использование гидроэнергетики. Экономически целесообразно построить гидроэлектростанцию (ГЭС) на 240–250 мегаватт – что даст дополнительно, примерно, 250 тыс. тонн условного топлива. Данный вид электростанций имеет ряд преимуществ: оборудование станций используется очень долго, стоимость вырабатываемой энергии низка. Проблемой для ГЭС является ущерб, наносимый окружающей среде (затопление огромных площадей), коррозия гидротурбин, огромные капиталовложения при сооружении. Энергетическая программа для Беларуси в этом направлении предусматривает восстановление малых ГЭС на существующих водохранилищах.

Фитомасса. В качестве сырья для получения жидкого и газообразного топлива можно применять возобновляемый источник энергии – фитомассу быстрорастущих растений и деревьев. В климатических условиях республики с 1 га энергетических плантаций собирается масса растений в количестве до 10 т сухого вещества, что эквивалентно примерно 5 т у.т. При дополнительных агротехнических приемах продуктивность гектара может быть повышена в 2 раза. Из этого количества фитомассы можно получить 5–7 т жидких продуктов, эквивалентных нефти. Наиболее целесообразно использовать для получения сырья площади выработанных торфяных месторождений, на которых отсутствуют условия для произрастания сельскохозяйственных культур.

Сланцы. Запасы сланцев в стране составляют 11 млрд. тонн, промышленные запасы – 3 млрд. Однако исследования показали, что имеющиеся в Беларуси сланцы не пригодны для прямого сжигания, поскольку их калорийность очень низка – 1 000–1 500 ккал (то есть сланцы вдвое «холоднее», нежели обыкновенные дрова). К тому же, очень высока их зольность – 75 %, содержание серы – 3 %. Так что надежды на масштабное использование сланцев как одного из источников энергии в ближайшее время безосновательны: сланцы могут использоваться только в установках с твердым теплоносителем.

Бурые угли. Отдельной позицией в списке потенциальных источников энергии проходят бурые угли. Запасы угля в Беларуси составляют 150 млн. тонн. Наиболее разведано Житковичское месторождение. Несмотря на то, что калорийность нашего угля не очень высока, в настоящее время этот источник энергии рассматривают для улучшения энергетической проблемы.

Дрова. Исследовано множество путей использования древесины, например, для производства компостов, органических удобрений, брикетирование и последующее использование в качестве промышленного и бытового топлива и др. На сегодня, Беларусь – одно из немногих государств в Европе, обладающее огромным количеством зеленых насаждений (соответственно и древесины). Исходя из этого, теоретически, пятую часть необходимой энергии мы можем получать из древесины, но тогда потребуются свернуть деревообрабатывающие производства или подготовить себя к тому, что в один прекрасный день в Беларуси абсолютно не останется лесов. Так как стоимость древесины на мировых рынках будет расти, потому экономически не целесообразно использовать древесину на топливо.

Твердые бытовые отходы. В Республике Беларусь ежегодно накапливается около 2,4 млн. т твердых бытовых отходов, которые направляются на свалки и два мусора-перерабатывающих завода (Минский и Могилевский). Потенциальная энергия, заключенная в твердых бытовых отходах, образующихся на территории республики, равноценна 470 тыс. т у.т. Эффективность данного направления следует оценивать не только по выходу биогаза, но и по экологической составляющей, которая в данной проблеме будет основной.

Республика Беларусь относится к категории стран, не обладающих значительными запасами топливно-энергетических ресурсов. Несмотря на это наша страна способна обеспечить порядка 30 % собственных нужд в энергетике, используя нетрадиционные источники энергии.

Литература

1. Лаврентьев, Н.А. Белорусская ветроэнергетика – реалии и перспективы // Энергия и менеджмент. – 2002. – № 4. – С. 10–12.
2. Основы энергосбережения: цикл лекций / Под ред. Н.Г. Хутской. – Минск: УП «Технология», 1999. – 100 с.
3. expo2000.bsu.by/mail_document.idc?id=47&ps=98.

УДК 621.316.176

АППРОКСИМАЦИЯ КРИВОЙ НАМАГНИЧИВАНИЯ СЕРДЕЧНИКОВ МАГНИТОПРОВОДОВ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Воробей А.М.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СОНЧИК Л.И.

Намагничивание сердечников электромагнитных устройств сопровождается сложным комплексом явлений, одним из которых является необратимое изменение намагниченности ферромагнетика, выражающееся в неоднозначной зависимости между величинами, характеризующими его магнитное поле [1]. В качестве таких характерных величин магнитного поля в данной работе приняты индукция и напряженность магнитного поля.

При установлении связи между индукцией и напряженностью магнитного поля следует пользоваться семейством динамических частных циклов, наиболее полно отражающих истинную картину поведения ферромагнетика в переменных магнитных полях и обеспечивающих точность расчетов при их применении [2].

В некоторых случаях расчетов электромагнитных устройств возможна замена неоднозначной зависимости между индукцией и напряженностью магнитного поля однозначной кривой намагничивания. При этом важным вопросом аналитического пред-

ставления характеристик намагничивания сердечников из ферромагнитных материалов является выбор типа кривой намагничивания.

При исследовании различных электромагнитных устройств, в том числе и преобразователей частоты, часто используется основная кривая намагничивания, являющаяся геометрическим местом вершин установившихся симметричных петель гистерезиса [3]. Однако более оправданным при выборе однозначной зависимости между индукцией и напряженностью магнитного поля для расчетов преобразовательных устройств является применение средней кривой намагничивания, отличающейся от основной кривой отсутствием начального изгиба и располагающейся ближе к оси ординат на координатной плоскости.

Широкое распространение основной кривой намагничивания объясняется ее большей доступностью, наличием в различных справочниках [4], в то время как при получении средней кривой намагничивания обнаруживаются трудности, заключающиеся в необходимости экспериментального определения семейства петель гистерезиса для ее построения, что является трудоемким процессом.

Однако аппроксимация основной кривой намагничивания может привести к принципиально ошибочным результатам, в особенности, если использовать аппроксимацию начального участка основной кривой намагничивания [5]. Поэтому некоторые авторы рекомендуют при аналитических расчетах аппроксимировать «среднюю» кривую намагничивания, а еще лучше – семейство «средних» кривых намагничивания.

Кривую намагничивания можно легко аппроксимировать, зная информацию о гармоническом спектре кривой тока. Однако для этой цели требуется специальное оборудование – анализатор гармоник тока.

В данной работе решена задача аппроксимации кривой намагничивания сердечника, если известна вольтамперная характеристика индуктивной катушки для действующих значений.

Выберем в качестве выражения, аппроксимирующего кривую намагничивания для мгновенных значений, гиперболический синус, который часто используется при аналитическом расчете цепей, содержащих катушки с ферромагнитными сердечниками:

$$h = \alpha \operatorname{sh} \beta b, \quad (1)$$

где h и b – мгновенные значения напряженности магнитного поля и мгновенной индукции;

α и β – коэффициенты аппроксимации.

Найдем действующее значение напряженности магнитного поля:

$$H = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T h^2 dt}.$$

Откуда с учетом выражения (1):

$$H^2 = \frac{1}{T} \int_0^T h^2 dt = \frac{\alpha^2}{T} \int_0^T \operatorname{sh}^2 \beta b dt.$$

Учитывая известное соотношение:

$$\operatorname{sh}^2 \beta b = \frac{1}{2} \operatorname{ch} 2\beta b - \frac{1}{2}. \quad (2)$$

Таким образом:

$$H^2 = \frac{\alpha^2}{2T} \int_0^T (\operatorname{ch} 2\beta b - 1) dt. \quad (3)$$

Пусть магнитная индукция изменяется по закону:

$$b = B_{\max} \cos \omega t .$$

Тогда, учитывая формулу разложения гиперболического косинуса от его аргумента в ряд Фурье в выражении (3) и, выполняя интегрирование, получим:

$$H^2 = \frac{\alpha^2}{2} [J_0(2\beta B_{\max}) - 1],$$

где $J_0(2\beta B_{\max})$ – модифицированная функция Бесселя нулевого порядка.

Коэффициенты аппроксимации могут быть определены по двум характерным точкам кривой намагничивания. Подставляя координаты этих точек в выражение (2), получим систему двух уравнений:

$$H_1^2 = \frac{\alpha^2}{2} [J_0(2\beta B_{1\max}) - 1]; \quad (4)$$

$$H_2^2 = \frac{\alpha^2}{2} [J_0(2\beta B_{2\max}) - 1].$$

Из этой системы уравнений находим коэффициенты аппроксимации.

Так, разделив первое уравнение на второе, получим:

$$\left(\frac{H_1}{H_2}\right)^2 = \frac{J_0(2\beta B_{1\max}) - 1}{J_0(2\beta B_{2\max}) - 1}. \quad (5)$$

Учитывая, что:

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{I_1}{I_2},$$

окончательно получим:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{J_0(2\beta B_{1\max}) - 1}{J_0(2\beta B_{2\max}) - 1}.$$

Используя приближенные приемы вычислений, находим из (5) коэффициент β .

Коэффициент α находим из (4):

$$\alpha = \frac{H_1}{\sqrt{\frac{1}{2} [J_0(2\beta B_{1\max}) - 1]}} = \frac{H_2}{\sqrt{\frac{1}{2} [J_0(2\beta B_{2\max}) - 1]}} , \quad (6)$$

где H_1 и $B_{1\max}$, H_2 и $B_{2\max}$ – находятся по вольтамперной характеристике для действующих значений.

В настоящей работе разработан и другой простой метод аппроксимации «средних» кривых намагничивания, устраняющий некоторый произвол в выборе рабочей точки аппроксимирующей кривой и также не требующий предварительного определения петель гистерезиса. Метод основан на измерении двух характеристик катушки с ферромагнитным сердечником: вольтамперной характеристики по действующим значениям и вольтамперной характеристики по амплитудным значениям.

Выберем в качестве выражения, аппроксимирующего «среднюю» кривую намагничивания, выражение (1).

При синусоидальном законе изменения магнитной индукции:

$$b = B_{\max} \sin \omega t ,$$

действующее значение напряженности поля можно определить из выражения:

$$H = \alpha \sqrt{\frac{1}{2} [J_0(2\beta B_{\max}) - 1]}. \quad (7)$$

Амплитуда напряженности магнитного поля связана с амплитудой магнитной индукции соотношением:

$$H_{\max} = \alpha \operatorname{sh} \beta B_{\max}. \quad (8)$$

Решая систему уравнений (6) и (8) находим коэффициенты аппроксимации.

Так, коэффициент β находится из выражения:

$$\frac{H_{\max}}{H} = \frac{\sqrt{2} \alpha \operatorname{sh} \beta B_{\max}}{\sqrt{J_0(2\beta B_{\max}) - 1}}.$$

С учетом найденного значения β коэффициент α определяется из выражения (8):

$$\alpha = \frac{H_{\max}}{\operatorname{sh} \beta B_{\max}}$$

или выражения (7):

$$\alpha = \frac{\sqrt{2} H}{\sqrt{J_0(2\beta B_{\max}) - 1}}.$$

Амплитудные значения индукции и напряженности магнитного поля, и действующее значение напряженности магнитного поля, необходимые для определения коэффициентов аппроксимации, рассчитываются по показаниям измерительных приборов:

$$B_{\max} = \frac{U}{4.44 fWS};$$

$$H = \frac{IW}{l}; \quad H_{\max} = \frac{I_{\max} W}{l},$$

где

$$I_{\max} = \frac{U_{cp}}{4 fM}.$$

Коэффициенты аппроксимации «средних» кривых намагничивания зависят от амплитуды магнитной индукции.

Литература

1. Вонсовский, С.В. Магнетизм. – М.: Наука, 1971.
2. Матханов, П.Н. Основы анализа электрических цепей. (Нелинейные цепи). – М.: Высшая школа, 1977.
3. Кифер, И.И. Испытания ферромагнитных материалов. (Магнитные измерения). – 2-е изд. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962.
4. Кифер, И.И. Характеристики ферромагнитных элементов. – М.: Энергия, 1967.
5. Янус, Р.И., Фридмен, Л.А. О случаях неправильного применения коммутационной кривой магнитности при расчетах цепей с ферромагнетиками. – М.: Электричество, 1968.

УДК 621.3

СВЕТОДИОДНЫЕ ПРИНТЕРЫ: ДОСТОИНСТВА ТЕХНОЛОГИИ

Ханцевич О.В., Новиков П.В.

Научный руководитель – ЖУКОВСКАЯ Т.Е.

С давних уже (по компьютерным меркам) времен мировой рынок печатающих устройств делит между собой всего несколько технологий вывода на бумагу. Это:

ушедшие уже в прошлое, но некогда популярные и доступные матричные принтеры; процветающие и по сей день, обрастающие новыми технологическими решениями, струйные принтеры; и, казалось бы, непревзойденные по качеству и производительности лазерные печатающие устройства. Кроме этого, существуют еще совсем уж экзотические, но, тем не менее, технологически продуманные принтеры с термопереносом восковой мастики, с термосублимацией, а также с изменением фазы красителя. Стоящие у истоков должны также помнить канувшие в лету литерные принтеры.

В этой статье речь пойдет о так называемых светодиодных или LED-принтерах (Light-Emitting Diode).

В основе технологии лежит принцип сухого электростатического переноса. Суть этого принципа такова: источник света светит на предварительно заряженную поверхность светочувствительного вала (фотобарабана, фотовала). На тех местах, на которые попал свет, меняется заряд и к этим местам затем притягивается тонер. Затем этот тонер перетягивается за счёт электростатики на бумагу, на которой попадает в печку, где и закрепляется, под действием высокой температуры и давления. Отпечатки, сделанные таким способом, не боятся влаги, устойчивы к истиранию и выцветанию. Качество такого изображения очень высоко.

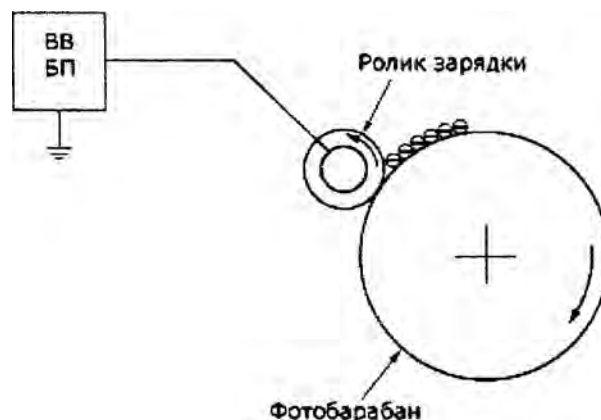
Рассмотрим процесс печати более подробно.

1. Подача бумаги

Именно с этого начинается процесс печати. Бумага подаётся из лотка принтера при помощи подающего ролика. Он прижимается к пачке бумаги и, вращаясь, начинает сдвигать верх пачки в сторону механизма принтера. Верхний лист отделяется от остальной пачки при помощи тормозной площадки, называемой также сепаратором, которая останавливает движение всех остальных листов, подавая в принтер только один. Двигаясь дальше, лист попадает под ролик регистрации, где его передний край выравнивается. Производится это за счёт небольшой задержки вращения этого ролика, когда бумага, подаваемая непрерывно из лотка несколько «горбится» перед ним, пока он не вращается. Когда он начинает вращение, то захватывает передний край целиком и бумага подаётся в принтер ровно.

2. Зарядка фотовала

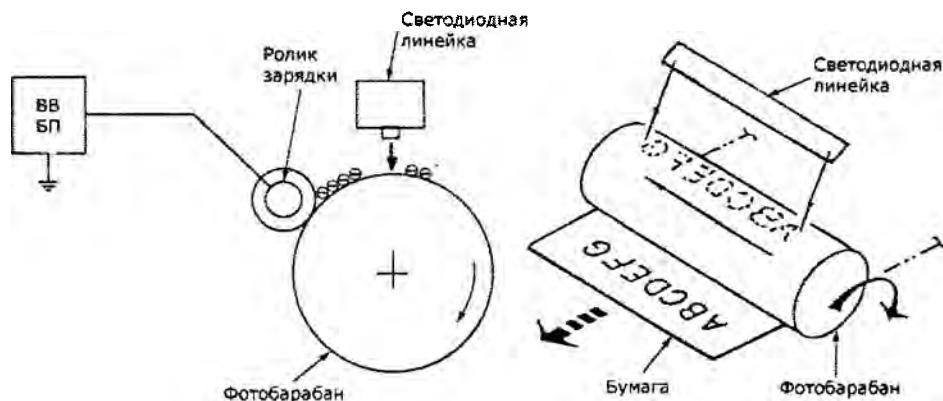
Одновременно с подачей бумаги начинается зарядка светочувствительного вала (фотобарабана). Зарядка производится при помощи Ролика зарядки (Charge Roller), на который подаётся постоянный отрицательный потенциал с Высоковольтного Блока Питания (ВВП). Поверхность светочувствительного вала получает постоянный отрицательный заряд по всей длине вала. Следует отметить, что именно процесс зарядки фотовала традиционно сопровождался активным выделением озона. Происходило это потому, что вместо ролика зарядки ранее использовался коронатор – тонкая нить, по которой проходил ток высокого напряжения, создающий коронный разряд (отсюда и название «коронатор» или «коротрон»), создавая заряд на фотобарабане. Параллельно с зарядом фотобарабана, нить коронатора ионизировала воздух, заставляя молекулы кислорода расщепляться, образуя в большом количестве озон. Полезный в малых дозах, в больших он вреден для здоровья и приводит к головокружению и утомляемости. На сегодня практически во всех принтерах коронатор заменён



роликом зарядки, при работе которого не образуется озон.

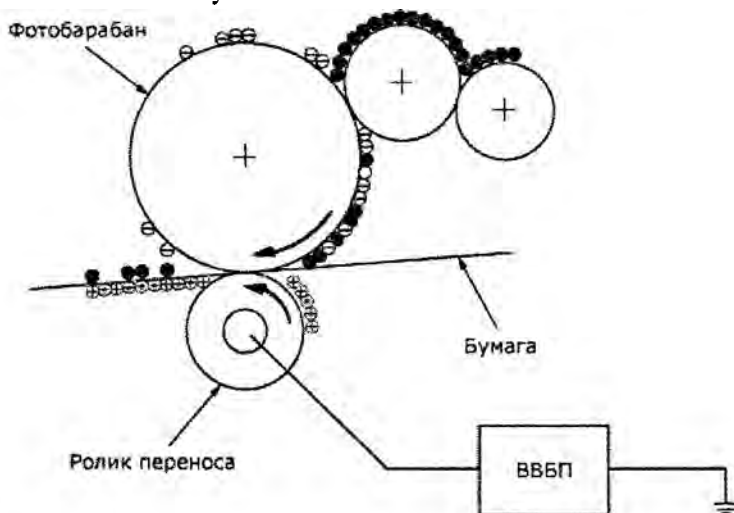
3. Засветка

Светодиодная линейка (или в случае с лазерными принтерами – сканирующий по длине фотовала луч лазера) освещает отрицательно заряженную поверхность фотобарабана. Места, которые должны быть засвечены на фотобарабане, определяются контроллером построения изображения. На тех местах, куда попадает луч света, отрицательный заряд снимается, становясь нулевым. Тем самым на поверхности фотобарабана создаётся электростатическое изображение будущего отпечатка.



4. Проявка

Отрицательно заряженный ролик подачи тонера придаёт тонеру отрицательный заряд и подаёт его на ролик проявки. Дозирующее лезвие распределяет его на этом ролике тонким ровным слоем. После этого тонер входит в контакт с фотобарабаном и притягивается на него в тех местах, где отрицательный заряд был снят путём засветки. Тем самым электростатическое (невидимое) изображение преобразуется в видимое (проявляется). Притянутый к фотобарабану тонер движется на нём дальше, пока не приходит в соприкосновение с бумагой.

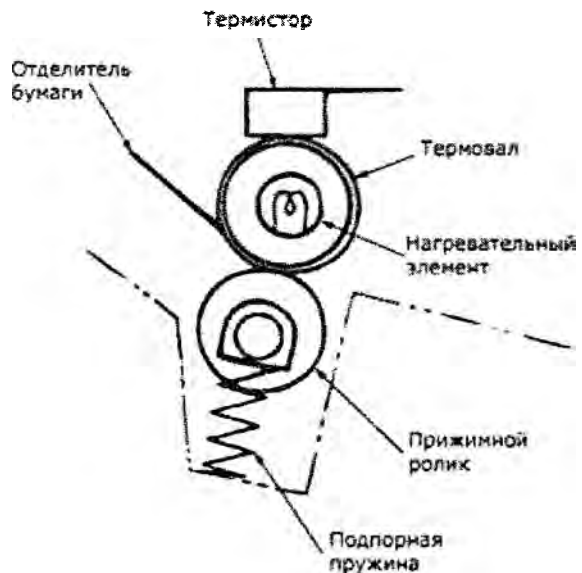


5. Перенос

В месте контакта фотобарабана с бумагой, под бумагой находится ещё один ролик, называемый роликом переноса. На него подаётся положительный заряд, который он сообщает и бумаге, с которой контактирует. Частицы тонера, войдя в соприкосновение с положительно заряженной бумагой, перетягиваются на неё и удерживаются на поверхности за счёт электростатики. Если в этот момент посмотреть на бумагу, на ней будет сформировано полностью готовое изображение, которое, однако можно легко разрушить, проведя по нему пальцем: изображение состоит из притянутого к бумаге

порошка тонера, ничем другим, кроме электростатики, на бумаге не удерживаемое. Для получения финального отпечатка изображение необходимо закрепить.

Закрепляется изображение за счёт нагрева и давления. Происходит этот процесс в печке (фьюзере). Она состоит из двух валов – верхний вал, внутри которого находится нагревательный элемент (обычно – галогенная лампа), называемый термовалом и нижний вал (прижимной ролик), который прижимает бумагу к верхнему за счёт подпорной пружины. За температурой термовала следит термодатчик (термистор). При нагреве бумаги тонер, притянутый к ней, расплавляется и в



жидком виде вжимается в текстуру бумаги. Выйдя из печки тонер быстро застывает, что создаёт постоянное изображение, устойчивое к внешним воздействиям. Чтобы бумага, на которой нанесён тонер, не прилипла к термовалу, на нём выполнены отделители бумаги. Следует отметить, что термовал – не единственная реализация нагревателя. Альтернативой является печка, в которой используется термоплёнка: специальный гибкий материал с на нагревательными элементами в своей структуре. Преимущество печек с термоплёнкой состоит в том, что они очень быстро (практически сразу после включения принтера) выходят на рабочую температуру, в то время как печке с термовалами необходимо время, чтобы прогреться перед началом работы. С другой стороны, плёнка более подвержена повреждениям, в случае если внутрь печки попадёт твёрдый предмет.

7. Очистка

В процессе переноса не весь тонер, который должен был попасть на бумагу, в действительности на неё попадает. Часть тонера остаётся на поверхности фотобарабана. Для её очистки в светодиодных принтерах Оки существует специальный чистящий цикл. Он выполняется после каждых 10 листов или принудительно запускается вручную пользователем. В процессе этого цикла, напряжение подаётся на специальный ролик очистки (находящийся ниже ролика заряда). Тонер перетягивается на этот ролик, а затем вновь возвращается на фотобарабан. На его поверхности он доходит до ролика проявки, на который на цикле очистки подаётся положительный потенциал, что заставляет тонер переходить на него и возвращаться в бункер со свежим тонером. Таким образом работает система рециркуляции, позволяющая повторно использовать тонер, который не попал на бумагу. Надо сказать, что это не самая распространённая схема. В большом количестве принтеров не используется рециркуляция. Вместо ролика очистки в картриджах таких принтеров стоит чистящее лезвие (Cleaning Blade), которое механически «срезает» остатки тонера с поверхности фотобарабана и отправляет их в специальный бункер сбора отработки – полость внутри картриджа, заизолированную от полости, где находится свежий тонер. У каждого из таких подходов есть плюсы и минусы. Плюсом картриджей с бункером отработки является то, что тонер, участвующий в печати, всегда чистый, свободный от мусора, который может попасть в него с бумаги. Плюсом картриджей с рециркуляцией является заметная (до 30 %) экономия тонера. При использовании качественной бумаги больших проблем не возникает и с мусором,

энергии – ветер. Принцип действия всех ветродвигателей один: под напором ветра вращается ветроколесо с лопастями, передавая крутящий момент через систему передач валу генератора, вырабатывающего электроэнергию. Чем больше диаметр ветроколеса, тем больший воздушный поток оно захватывает и тем больше энергии вырабатывает агрегат.

На рисунке 1 представлены различные типы ветродвигателей:

- ветродвигатели с вертикальной осью вращения (карусельные: лопастные (1) и ортогональные (6));
- ветродвигатели с горизонтальной осью вращения (крыльчатые) (2–5).

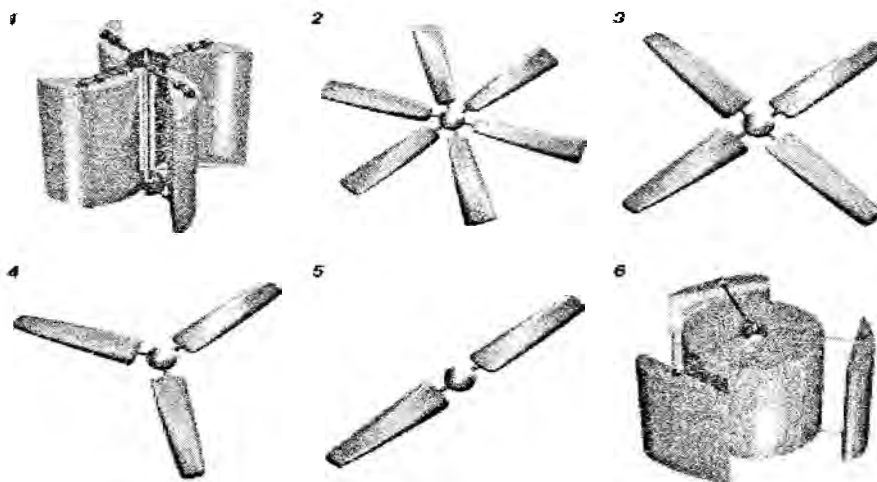


Рисунок 1. Типы ветродвигателей

Реально работающие ветроагрегаты обнаружили ряд отрицательных явлений. Например, распространение ветрогенераторов может затруднить прием телепередач и создавать мощные звуковые колебания. Однако все эти технические проблемы являются легко устранимыми.

Солнечная энергия

В последнее время все большее распространение получают так называемые гибридные или как их еще называют комбинированные системы, сочетающие в себе функции фотовольтаических и термических устройств. Отличительной особенностью гибридных систем является возможность их функционирования в автономном режиме, без подключения к централизованным энергосистемам.

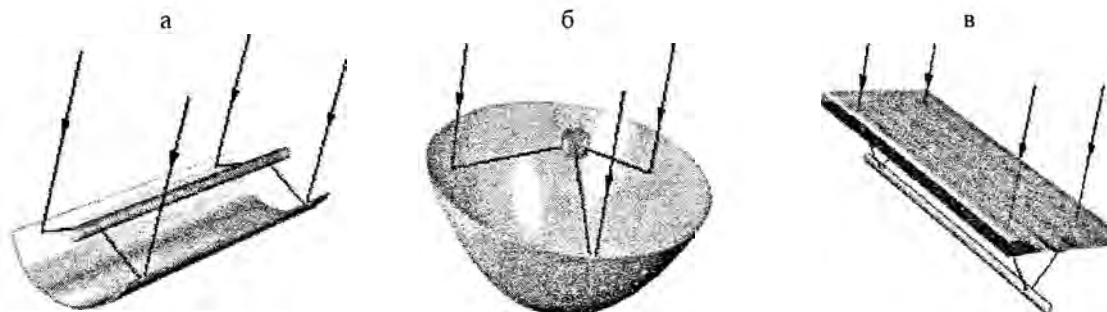


Рисунок 2. Формы концентраторов солнечной энергии

Солнечная энергия нашла широкое применение в солнечных домах (рисунок 3). Неравномерность солнечной радиации в течение дня, а также необходимость обогревать дом ночью и в пасмурный день диктует необходимость использования специального теплового аккумулятора.

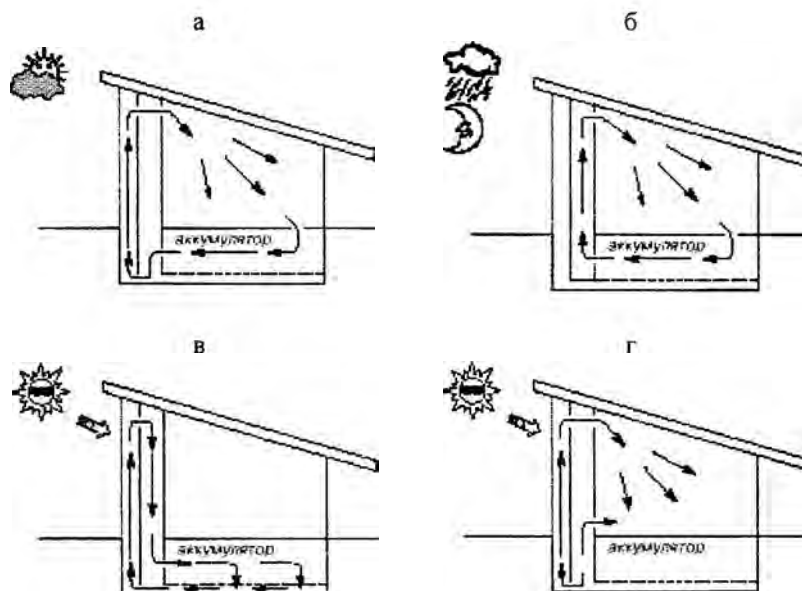


Рисунок 3. Солнечный дом

К 2015 году после завершения научно-исследовательских работ предполагается развернуть системы освещения отдельных районов Земли из космоса. Также разрабатываются проекты строительства электростанций на Луне, и, возможно, в далеком будущем подобные станции смогут обеспечивать энергией всю нашу планету.

Термальная энергия Земли

Энергетика земли (геотермальная энергетика) базируется на использовании природной теплоты Земли. Недра Земли таят в себе колоссальный, практически неисчерпаемый источник энергии. Такая страна как Исландия очень богата горячими источниками и знаменитыми гейзерами-фонтанами горячей воды, с точностью хронометра вырывающейся из-под земли. Столица – Рейкьявик, в которой проживает половина населения страны, отапливается только за счет подземных источников. Но не только для отопления черпают люди энергию из глубин земли. Уже давно работают электростанции, использующие горячие подземные источники. В Новой Зеландии существует такая электростанция в районе Вайракеи, ее мощность 160 тысяч киловатт. В 120 километрах от Сан-Франциско в США производит электроэнергию геотермальная станция мощностью 500 тысяч киловатт.

Энергия мирового океана

Известно, что запасы энергии в мировом океане колоссальны, ведь две трети земной поверхности (361 млн. км²) занимают моря и океаны. Однако пока что люди умеют использовать лишь ничтожные доли этой энергии, да и то ценой больших и медленно окупающихся капиталовложений, так что такая энергетика до сих пор казалась малоперспективной. Но поисковые работы по извлечению энергии из морей и океанов приобрели в последние годы в ряде стран уже довольно большие масштабы и что их перспективы становятся все более обещающими. Океан таит в себе различные виды энергии: энергию приливов и отливов, океанских течений, термальную энергию, и др.

Наиболее очевидным способом использования океанской энергии представляется постройка приливных электростанций. Также большое внимание приобрела «океанотермическая энергоконверсия», т. е. получение электроэнергии за счет разности температур между поверхностными и засасываемыми насосом глубинными океанскими водами. Не менее актуальной стала разработка проектов так называемых океанских ферм, выращивающих бурые водоросли, энергия которых может быть превращена в топливо – в природный газ метан (C₂H₆).

Энергия биомассы

Понятие «биомасса» относят к веществам растительного или животного происхождения, а также отходам, получаемым в результате их переработки. В энергетических целях энергию биомассы используют двояко: путем непосредственного сжигания или путем переработки в топливо (спирт или биогаз). Есть два основных направления получения топлива из биомассы: с помощью термохимических процессов или путем биотехнологической переработки. Опыт показывает, что наиболее перспективна биотехнологическая переработка органического вещества. Одно из наиболее перспективных направлений энергетического использования биомассы – производство из неё биогаза. Биогаз можно конвертировать в тепловую и электрическую энергию, использовать в двигателях внутреннего сгорания для получения синтезгаза и искусственного бензина.

Водород – топливо будущего

На данный момент водород является самым разрабатываемым «топливом будущего». На это есть несколько причин: при окислении водорода образуется как побочный продукт вода, из нее же можно водород добывать. А если учесть, что 73 % поверхности Земли покрыты водой, то можно считать, что водород неисчерпаемое топливо. Так же возможно использование водорода для осуществления термоядерного синтеза, который вот уже несколько миллиардов лет происходит на нашем Солнце и обеспечивает нас солнечной энергией.

Использование водорода в топливных элементах позволяет создавать так называемые водородные автомобили (рисунок 4). Еще одним новшеством в сфере энергетики является создание водородных батарей.

«Экомобиль» – воздух вместо бензина

Изобретателем водородного двигателя (рисунок 5), работающего исключительно на сжатом воздухе без каких бы то ни было примесей традиционного топлива является французский инженер-моторостроитель Гай Негр (Guy Negre). Своё детище француз назвал Zero Pollution, что означает нулевой выброс вредных веществ в атмосферу. Принцип работы двигателя, по словам изобретателя, таков: воздух засасывается в малый цилиндр и сжимается поршнем до уровня давления в 20 бар. При этом воздух разогревается до 400 градусов.

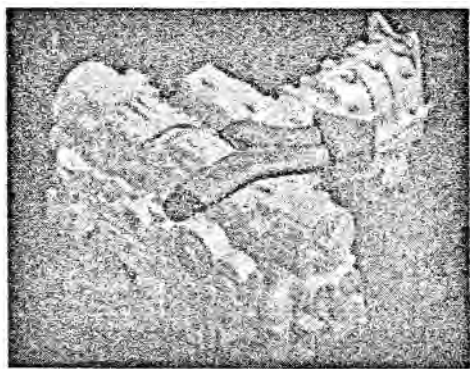


Рисунок 5. Двигатель на сжатом воздухе

Затем горячий воздух выталкивается в сферическую камеру. В «камеру сгорания», хотя в ней уже ничего не сгорает, под давлением подаётся и холодный сжатый воздух из баллонов, он сразу же нагревается, расширяется, давление резко возрастает, поршень большого цилиндра возвращается и передаёт рабочее усилие на коленчатый вал».

Заключение

Энергохимия, водородная энергетика, космические электростанции, энергия, запечатанная в антивеществе, кварках, «черных дырах», вакууме, – это всего лишь наи-

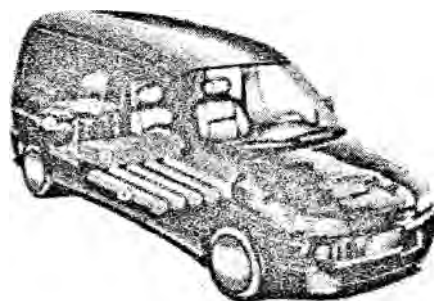


Рисунок 4. Водородный автомобиль

более яркие вехи, штрихи, отдельные черточки того сценария, который пишется на наших глазах и который можно назвать завтрашним днем энергетики. Рассказ об энергии может быть бесконечен, неисчислимы альтернативные формы ее использования при условии, что мы должны разработать для этого эффективные и экономичные методы. Посему нам следует лишь согласиться с тем, что сказал ученый мудрец, имя которого осталось неизвестным: «Нет простых решений, есть только разумный выбор».

Литература

1. Энергетические ресурсы мира / Под ред. П.С. Непорожного, В.И. Попкова. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Огородников, И.А., Огородников, А.А. На пути к устойчивому развитию: экодом // Сборник материалов. – М.: Социально-экологический союз, 1998.
3. Лаврус, В.С. Источники энергии. – К.: НиТ, 1997.

УДК 669.018

УСИЛИТЕЛИ МОЩНОСТИ НИЗКОЙ ЧАСТОТЫ В РЕЖИМЕ РАБОТЫ КЛАССОВ D И T

Яночкин М.Н.

Научный руководитель – МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

Все усилители делятся на десять классов – **A, B, AB, C, D, T, E, G, H** и **S** по определенной группе признаков. Классификация наиболее используемых усилителей представлена на рисунке 1.

Усилители подразделяют на аналоговые (линейные) и цифровые в зависимости от режима работы выходного каскада. Выходной каскад цифровых усилителей работает в импульсном режиме. Линейные усилители подразделяются на классы в зависимости от времени, в течение которого выходной каскад находится в активном режиме, и по изменению напряжения питания в зависимости от величины входного сигнала.

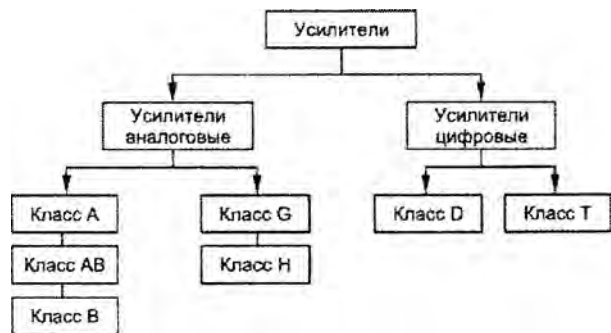


Рисунок 1. Классификация наиболее используемых усилителей

Режим работы класса А. Активный элемент (транзистор или лампа) открыт весь период сигнала. Усилители мощности класса **A** вносят минимальные искажения в усиливаемый сигнал, но имеют очень низкий КПД ($\leq 50\%$). Они используются в одноконтурных и двухконтурных усилителях мощности звуковой частоты (УМЗЧ) в основном для среднечастотных динамиков, где особенно важно, чтобы уровень нелинейных искажений был низким. Усилители класса **A** – самые неэкономичные.

Режим работы класса В. Активный элемент (транзистор или лампа) открыт только один полупериод входного сигнала. Усилители класса **B** имеют высокий КПД, до 78% , но и коэффициент нелинейных искажений у них заметно выше. Обычно они используются при работе на резонансную нагрузку, в которой выделяется лишь первая гармоника, а остальные подавляются, и, кроме того, в двухконтурных УМЗЧ для среднечастотных динамиков и динамиков mid-bass [1].

Режим работы класса АВ. Активный элемент (транзистор или лампа) в этом режиме открыт один полупериод полностью и часть другого полупериода входного сиг-

нала. Режим класса **AB** – это нечто среднее между классами **A** и **B**. Усилители класса **AB** имеют более высокий КПД, чем усилители класса **A**, но вносят в сигнал меньшие нелинейные искажения, чем усилители класса **B**. Это наиболее распространенный класс массовых УМЗЧ [2].

Классы G и H – усилители с изменяемым напряжением питания.

Особенность усилителя **класса G** в том, что он содержит два каскада, работающих при разных напряжениях питания. Первый каскад (использующий источник питания с низким уровнем напряжения) работает, когда входной сигнал не превышает определенного порогового значения. Когда входной сигнал становится больше этого значения, транзисторы первого каскада переходят в насыщение, и включается второй каскад (работающий от источника с высоким уровнем напряжения). Усилитель большую часть времени работает как относительно маломощный, изредка подключая мощный второй каскад, т. е. КПД его сравнительно высокий.

Класс H схож с классом **G**, но отличается от него тем, что не имеет двух установленных уровней напряжения питания. Напряжение питания в этом классе определяется уровнем входного сигнала, тем самым, обеспечивая оптимальную работу транзисторов. Усилитель этого класса содержит два каскада – первый класса **B** (получающий питание от обычного источника) и второй, напряжение питания которого зависит от уровня входного сигнала. КПД усилителей такого класса сравним с КПД усилителей класса **G**.

Рассмотрим теперь непосредственно усилители низкой частоты в режиме работы классов **D** и **T** [3].

Режим работы класса D. В режиме работы класса **D** происходит преобразование входного сигнала в импульсы прямоугольной формы одинаковой амплитуды, длительность которых пропорциональна значению сигнала в каждый заданный момент времени (т. н. ШИМ – широтно-импульсная модуляция). Активные элементы выходного каскада при этом работают в ключевом режиме и имеют два состояния: транзистор или заперт, или полностью открыт. Усилители класса **D** имеют высокий КПД, т. к. основные потери энергии на выходных мощных ключах происходят только в момент переключения, в открытом состоянии потери энергии минимальны и будут тем меньше, чем меньше сопротивление открытого ключа. Обычные усилители класса **D** имеют КПД более 90 % и достаточно большой коэффициент нелинейных искажений (около 10 %), но применение новых технологий позволяет снизить коэффициент нелинейных искажений до долей процента. Это заметно расширило область применения класса **D** в современных УМЗЧ.

Принципиальная схема простейшего УНЧ класса **D** представлена на рисунке 2.

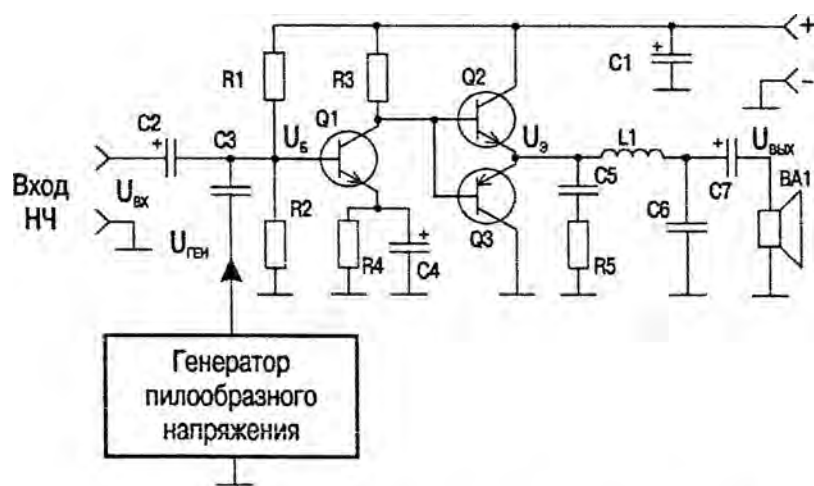


Рисунок 2. Принципиальная схема простейшего УНЧ класса **D**

Он состоит из широтно-импульсного модулятора (ШИМ) на транзисторе Q1, мощного двухтактного транзисторного ключа Q2, Q3 и фильтра нижних частот (ФНЧ), который отфильтровывает импульсные высокочастотные составляющие тока через громкоговоритель. Делитель на резисторах R1 и R2 задаёт напряжение смещения Q1 и симметрию всей схемы. Резистор R3 является нагрузкой транзистора Q1. Резистор R4, шунтированный конденсатором C4, осуществляет эмиттерную температурную стабилизацию этого транзистора. Конденсатор C1 – это фильтр питающего напряжения. Цепь C5-R5-L1-C6 – фильтр нижних частот. Конденсаторы C2 и C7 – разделяют вход и выход усилителя по постоянному току и объединяют по переменному. В состав усилителя класса D входит также генератор треугольного или пилообразного напряжения. Частота работы этого генератора лежит, как правило, в пределах 200–600 кГц. Размах «пилы» от генератора и коэффициент усиления каскада на Q1 выбраны так, чтобы выходные транзисторные ключи Q2 и Q3 открывались попеременно до насыщения при переходе напряжения «пилы» через ноль.

На рисунке 3 изображены эпюры напряжений простейшего УМЗЧ класса D.

До какого-то момента времени звуковой сигнал на входе отсутствует. «Пила» абсолютно симметрична, и на эмиттерах транзисторов Q2 и Q3 образуются симметричные прямоугольные импульсы – меандр. При подаче на вход усилителя сигнала НЧ «пила» будет смещаться вверх или вниз. Изменяются моменты отпираания транзисторов и, как следствие, длительность выходных импульсов и пауза между ними (рисунок 3). Эти параметры будут изменяться по закону входного низкочастотного (звукового) сигнала. Полученный импульсный сигнал с переменной скважностью называют широтно-импульсным, или ШИМ-сигналом, а процесс его получения – широтно-импульсной модуляцией. ШИМ-сигнал содержит НЧ-составляющую, по форме повторяющую модулирующий сигнал. Если ШИМ-сигнал с выхода транзисторных ключей пропустить через ФНЧ, то он пропустит эту составляющую на громкоговоритель и подавит ВЧ-составляющие ШИМ-сигнала. За счёт неполного подавления ВЧ-составляющей переменное напряжение на громкоговорителе будет несколько изрезанным, что можно увидеть на увеличенном фрагменте к нижнему графику. Изрезанность уменьшается с увеличением

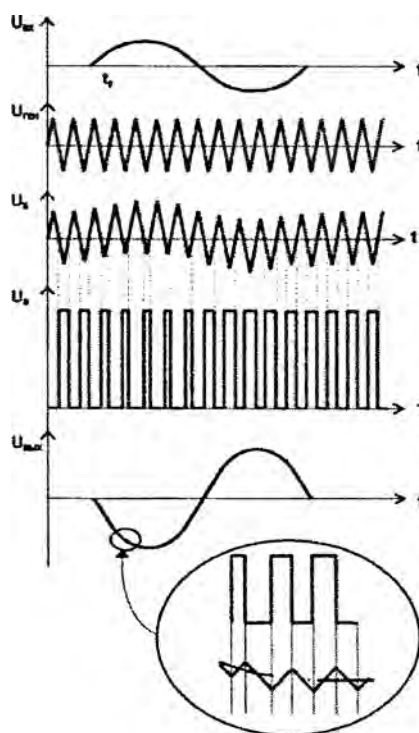


Рисунок 3. Эпюры напряжений простейшего УМЗЧ класса D

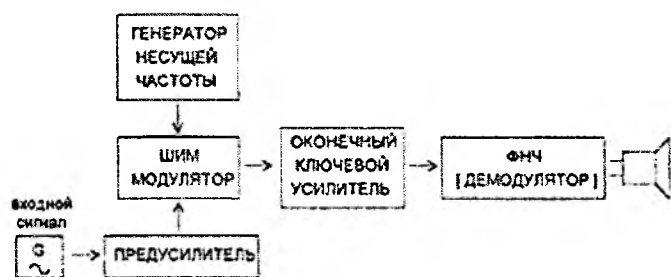


Рисунок 4. Блок-схема усилителя класса D

частоты генератора ШИМ, улучшением качества ФНЧ и применением некоторых ноу-хау, которые тщательно оберегают фирмы-производители микросхем усилителей класса D [1].

Блок-схема усилителя с режимом работы в этом классе представлена на рисунке 4.

Усилители класса D на биполярных транзисторах уходят в

прошлое. Основой современного УМЗЧ класса **D** являются мощные ключи на МДП-транзисторах, отличающиеся высоким быстродействием и низким сопротивлением канала в открытом состоянии. При использовании таких транзисторов в ключевом режиме достигается высокий КПД.

Усилители класса **D** обладают целым рядом достоинств, включая малые потери, низкую стоимость и небольшое количество навесных компонентов. Эффективность усилителей класса **D** примерно в три раза выше по сравнению с классом **AB**, что делает их перспективными для использования в мобильной аппаратуре. Основные недостатки усилителей этого класса – нелинейные искажения и высокочастотные помехи, создаваемые транзисторами при работе в ключевом режиме [4].

С приходом УНЧ с режимом работы класса **T** стало возможным одновременно получить высокий КПД (близкий классу **D**), минимальные нелинейные искажения, высокую точность воспроизведения (как в усилителях класса **A**) при выходной мощности несколько сот Вт. Удалось также снизить стоимость усилителей за счет менее жестких требований к источникам питания, выходным фильтрам и устройствам охлаждения.

Принцип работы УНЧ класса **T** похож на класс **D**, только вместо аналоговой обратной связи с выхода фильтра используется цифровая обратная связь в обход выходного фильтра. Таким образом, в усилителе класса **T** из цепи отрицательной обратной связи исключается задержка сигнала, связанная с постоянной времени выходного фильтра [3].

Если в классе **D** применяют ШИМ и используется фиксированная частота, то в классе **T** выходные транзисторы коммутируются на псевдослучайной частоте, которая зависит от уровня входного сигнала. Новая схема модуляции позволяет получить в цифровых усилителях сверхмалые нелинейные искажения при высоком КПД, что практически невозможно в других устройствах.

Структурная схема усилителя класса **T** представлена на рисунке 5.



Рисунок 5. Структурная схема усилителя класса **T**

Усилитель состоит из сигнального процессора и выходного блока. Входной каскад осуществляет нормирование аналогового сигнала, который затем поступает на блок цифровой обработки GPP, состоящий из процессора подготовки адаптивного сигнала, схемы цифрового преобразования, а также схем заглушения, защиты от перегрузки по току и напряжению и обнаружения неисправностей. В блоке GPP аудио сигнал модулируется и поступает на мощные транзисторы. На выходе усилителя включен фильтр нижних частот, который отфильтровывает частоту модуляции и восстанавливает усиленную версию входного аудио сигнала на динамиках.

Учитывая приведенные сведения, тенденцию к миниатюризации аппаратуры, широкое распространение мобильных устройств с батарейным питанием, требующих увеличения срока действия аккумуляторов и батарей, а также совершенствование техноло-

гических процессов, можно сделать вывод, что наибольшее распространение в ближайшем будущем получат УНЧ в режиме работы класса Т.

Литература

1. <http://www.soel.ru/content/cms/f/?/311511.pdf>
2. <http://www.rlocman.ru/shem/schematics.html?di=28024>.
3. <http://rus.625-net.ru/audioproducer/2006/03/usilit1.htm>.
4. http://www.elcp.ru/index.php?state=izd&i_izd=elcomp&i_num=2000_05&i_art=04.
5. <http://www.bluesmobil.com/shikhman/arts/t-class.htm>.

УДК 621.3

МОДЕЛЬ БЕГУЩЕЙ СТРОКИ В ЭЛЕКТРОННОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Плехов А.В., Шмыгун Е.Я.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент БЛАДЫКО Ю.В.

Постановка задачи. Создание бегущей строки в Electronics Workbench: на шести индикаторах должна бежать надпись «106224».

Прежде всего, определим количество состояний бегущей строки.

Состояния индикаторов бегущей строки

					1
				1	0
			1	0	6
		1	0	6	2
	1	0	6	2	2
1	0	6	2	2	4
0	6	2	2	4	
6	2	2	4		
2	2	4			
2	4				
4					

Таблица истинности для первого индикатора

Символ	Входы				Выходы							
	X_3	X_2	X_1	X_0	F_0	F_1	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6	
1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	
0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	
6	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	
2	0	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	
2	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	
4	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	1	
	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	

Как видно, всего существует 12 состояний бегущей строки. Поэтому необходимы 4 входных сигнала (3 входных сигнала дают максимально 8 состояний, а 4 входных сигнала – 16 состояний). «Переключение состояний» в Electronics Workbench можно осуществить с помощью Word Generator. Он включается в режиме счетчика (Pattern... → up counter).

Запишем логические функции для каждого выхода и преобразуем их согласно торжествам и законам алгебры логики:



Реализация в Electronics Workbench показана на рисунке 1.

Чтобы не загромождать схему бегущей строки, приведенная реализация логических функций объединена в подсхему (рисунок 1).

Аналогичным образом можно составить таблицы истинности и логические функции для других индикаторов. Но это будет не самое рациональное решение. Легко заметить, что индикаторы показывают одни и те же значения, но с определенной задержкой. Так, к примеру, второй индикатор показывает предыдущее значение первого индикатора. Значит, если входными сигналами для второго индикатора будут предыдущие входные сигналы первого индикатора, то для второго индикатора можно использовать ту же таблицу истинности, что и для первого.

Заметим особенность сложения чисел в двоичной системе координат:

$$\overline{abcd}_2 + 1111_2 = 10000 + (\overline{abcd}_2 - 1).$$

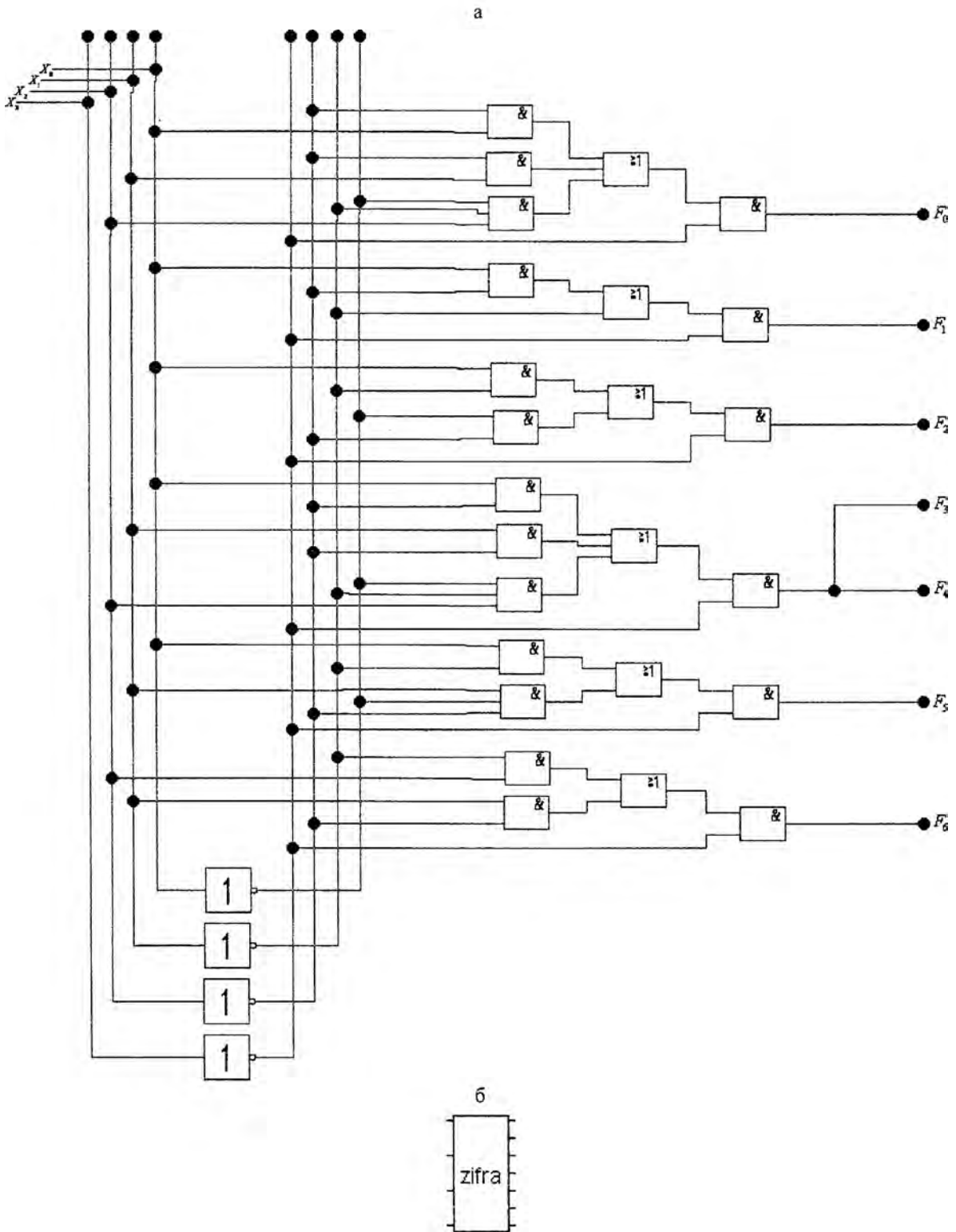


Рисунок 1. Бегущая строка: а – реализация логических функций; б – подсхема

Т. о. для реализации описанной выше идеи необходимо сложить входные сигналы с числом 1111_2 .

Реализация в Electronics Workbench показана на рисунке 2.

Аналогично поступаем и с последующими индикаторами (рисунок 3).

Данная схема работает только в профессиональной версии Electronics Workbench 5.12.

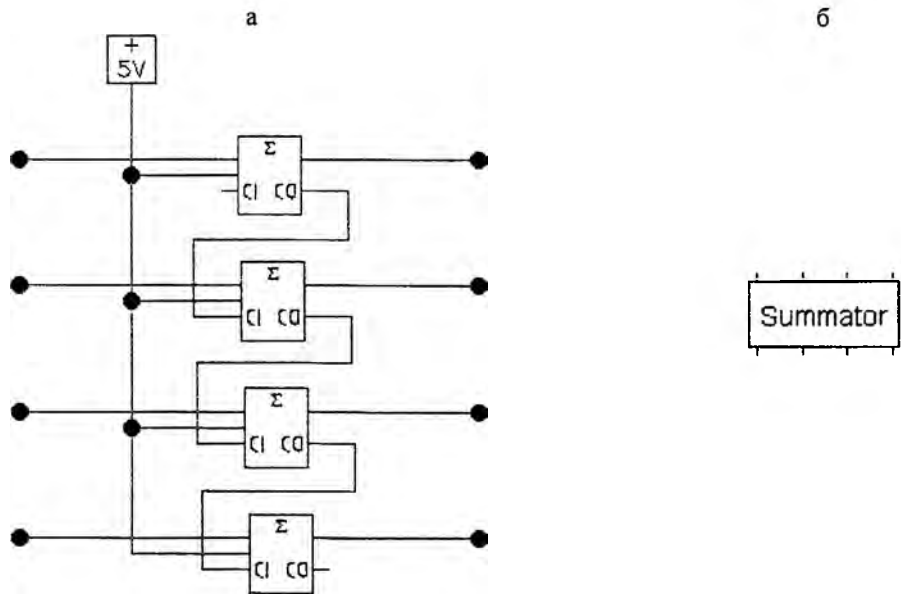


Рисунок 2. Сложение: а – реализация; б – подсхема

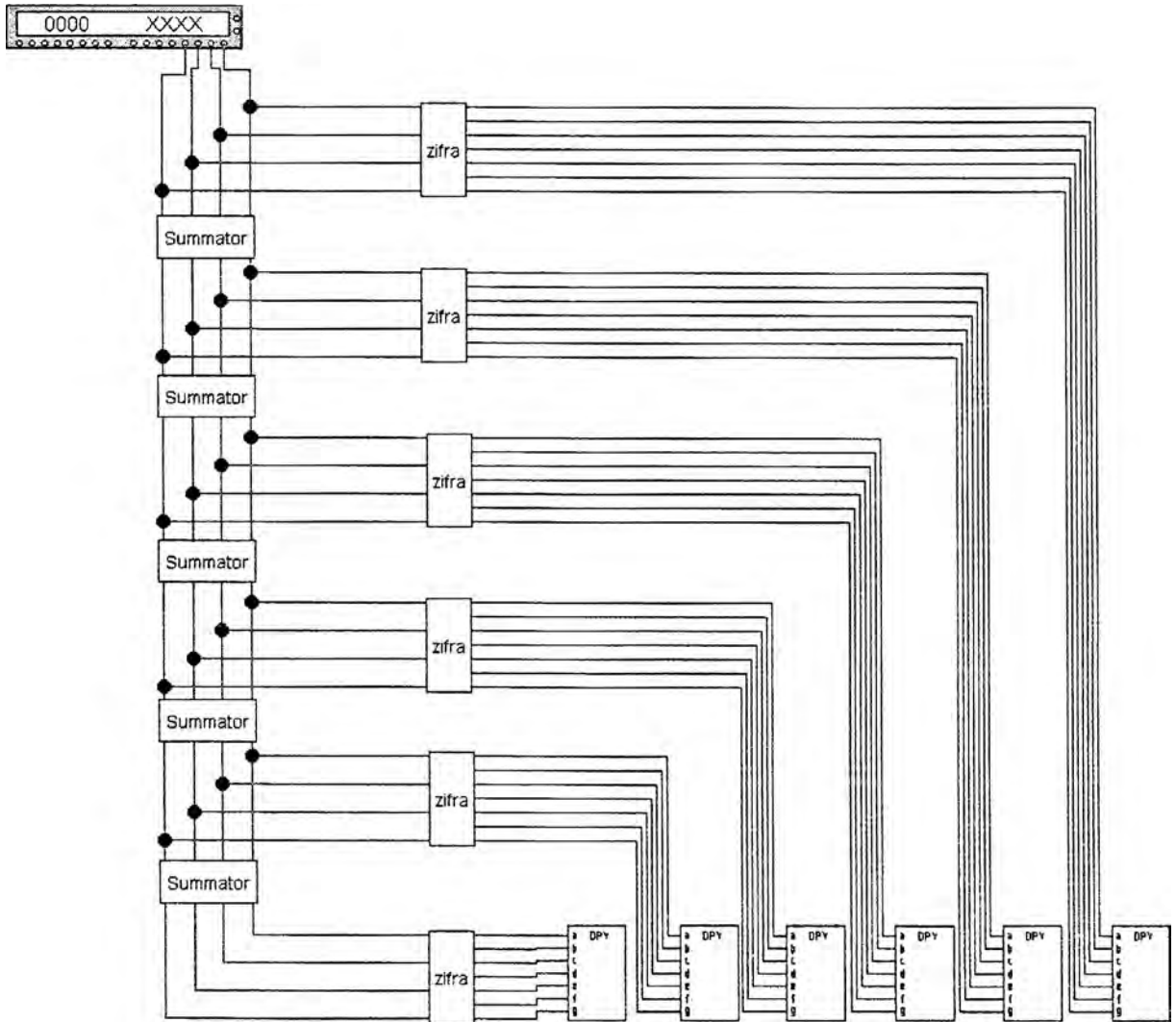


Рисунок 3. Схема бегущей строки № 1

УДК 669.018

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ УСИЛИТЕЛЕЙ МОЩНОСТИ В РЕЖИМЕ КЛАССА Н

Галкин А.С., Липинский С.А., Слепченко С.Л.
Научный руководитель – МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

Усилителем мощности электрических колебаний называется устройство, которое позволяет при наличии на его входе колебания с некоторым уровнем мощности получить на выходной нагрузке те же колебания, но с большим уровнем мощности. Эффект увеличения мощности – усиление.

Усиление – это процесс преобразования энергии некоторого вспомогательного источника (источника питания) в энергию полезного сигнала, выделяемую в нагрузку, под действием сигнала управления, получаемого от источника сигнала.

Энергия источника питания преобразуется в энергию полезного сигнала с помощью активных элементов.

Для связи активных элементов с различной граничной частотой работы с источником входных колебаний между собой и выходной нагрузкой, а также для того, чтобы придать усилителю необходимые частотные свойства, применяют обычные пассивные элементы электрических цепей: резисторы, катушки индуктивности, конденсаторы и др. Активные и пассивные элементы, выполненные либо в виде дискретных деталей, либо в едином технологическом цикле, как интегральная система, соединяются нужным образом и вместе с источником питания образуют усилительное устройство.

Максимальная мощность в нагрузке зависит от напряжения питания выходного каскада, сопротивления нагрузки, типа применяемых выходных транзисторов, схемы выходного каскада. Так, например, мостовая схема включения выходного каскада позволяет получить при одинаковых условиях в четыре раза большую мощность, чем обычная.

Особый интерес представляют собой усилители мощности для мобильной аппаратуры, питаемой от аккумулятора автомобиля.

При напряжении на аккумуляторе 14,2 В, при использовании мостовой схемы включения выходного каскада, на нагрузке 4 Ом, и использовании традиционных схем включения выходного каскада без выходного трансформатора, работающих в режиме класса АВ, удавалось получить средне-эффективную мощность не превышающую 25 Вт.

Чтобы повысить мощность в нагрузке, конечно можно использовать специальные высокочастотные преобразователи, повышающие напряжения питания УМ, но это усложняет конструкцию, приводит к увеличению её габаритов и массы.

Значительное повышение выходной мощности в нагрузке при низковольтном питании позволяют получить усилители, выходной каскад которых работает в режиме **С**, **Е** и **Н**.

К особенностям, общей для всех моделей усилителей, следует отнести принцип построения выходного каскада, обеспечивающий достижение максимально возможного КПД при усилении звукового сигнала без преобразования его формы и во всем диапазоне выходной мощности. В режиме работы выходного каскада известным под названием «класс **Е**» КПД увеличивается за счет импульсного регулирования напряжения питания в выходном каскаде синхронно с изменениями амплитуды сигнала.

Использование оригинальной (запатентованной) схемотехники для реализации режима класса **Е** позволило обеспечить малый коэффициент нелинейных искажений на высоких частотах.

Особенность усилителя класса **G** в том, что он содержит два каскада, работающих при разных напряжениях питания. Класс **H** отличается от него тем, что не имеет двух установленных уровней напряжения питания. Напряжение питания в этом классе определяется уровнем входного сигнала.

Пояснить принцип работы усилителя, работающего в режиме **H** удобно рассмотреть интегральный его вариант на микросхеме TDA1562Q.

Микросхема TDA1562Q представляет собой мостовой монофонический усилитель сигнала ЗЧ с максимальной выходной мощностью до 70 Вт на нагрузке сопротивлением 4 Ом и предназначена для применения в автомобильной и бытовой звуковоспроизводящей аппаратуре при напряжении питания до 18 В.

Особенностью микросхемы TDA1562Q является то, что она работает в режиме усиления **H**, который характеризуется тем, что в момент прохождения мощного импульса выходного сигнала, питание оконечного каскада подкидывается специальными накопительными цепями. Таким образом, достигается двухкратное увеличение выходного напряжения и четырехкратное увеличение выходной мощности по сравнению с обычным мостовым усилителем.

Конструктивно TDA1562Q изготовлена в пластмассовом корпусе DBS17P с семнадцатью жесткими лужеными выводами (рисунок 1). Плоская тыльная сторона корпуса выполнена в виде металлической теплоотводящей пластины. Этой стороной микросхему крепят к массивной металлической стенке аппарата, предварительно покрыв поверхность стыка теплопроводной пастой. Масса прибора – не более 10 г.

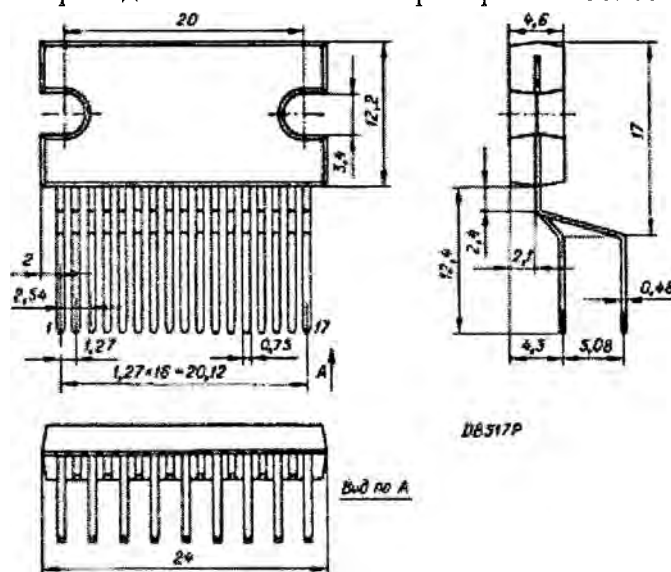


Рисунок 1. Корпус микросхемы TDA1562Q

При минимуме необходимых внешних компонентов микросхема TDA1562Q обеспечивает возможность построения усилителя с большой выходной мощностью, питаемого от однополярного источника. Включенный под рабочее напряжение питания усилитель может находиться в одном из трех режимов – «Включен» («On»), «Молчание» («Mute») и «Дежурный режим» («Standby»). В рабочем режиме «Включен» микросхема усиливает входной сигнал и выделяет в нагрузку установленную мощность, потребляя при этом соответствующий ток (до десятка ампер). В режиме «Молчание» входной сигнал на выход усилителя не проходит, но его мощные выходные ступени остаются включенными. По этой причине усилитель потребляет значительный ток, зато способен переключаться в режим «Включен» практически мгновенно. В «Дежурном режиме» оказываются обесточенными почти все узлы усилителя, и он потребляет от источника питания ничтожно малый ток – как правило, несколько микроампер. Время переключе-

ния из «Дежурного режима» в режим «Включен» не превышает 50 мс. Переключение из одного режима в другой реализуют подачей управляющего напряжения на вход выбора режима микросхемы.

Усилитель на базе микросхемы TDA1562Q обладает весьма низким уровнем собственных шумов (-90 дБ) и малым коэффициентом гармоник (0,03 %).

Упрощенная функциональная схема усилителя и типовая схема его включения представлены на рисунке 2 [1].

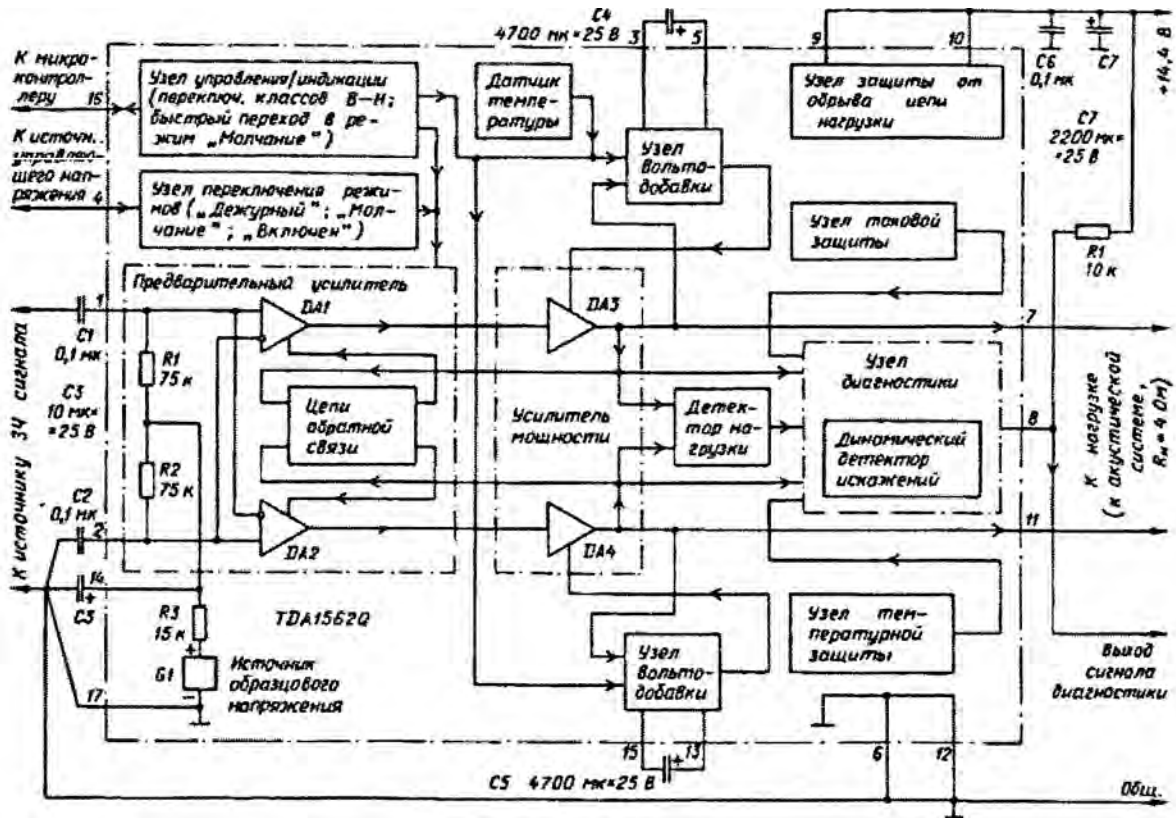


Рисунок 2. Функциональная схема микросхемы TDA1562Q

Если выходная мощность не превышает 18 Вт, усилитель работает в режиме класса В. При дальнейшем увеличении уровня входного сигнала внутреннее напряжение питания усилителя увеличивается благодаря включению узлов вольтодобавки с внешними оксидными конденсаторами большой емкости, подключаемыми к выводам 3, 5 и 13, 15 микросхемы, как показано на функциональной схеме. Усилитель переходит в режим класса Н, а выходная мощность повышается до 70 Вт. Если кристалл микросхемы нагревается до температуры 120 °С, встроенный датчик температуры переключает усилитель в режим класса В. Выходная мощность при этом не превышает 20 Вт.

Если напряжение питания или, микросхемы уменьшится до 7 В, усилитель автоматически переключится в режим «Молчание». При последующем увеличении напряжения питания до 9 В происходит возврат усилителя в режим «Включен».

Микросхема снабжена также встроенными узлами защиты от взаимного замыкания выходных проводников и их замыкания на плюсовой провод питания и общий провод.

Для удовлетворения требований интеллектуального управления мощностью в микросхему встроены узлы диагностики и управления/индикации состояния усилителя. Узел диагностики информирует об аварийных ситуациях в цепи нагрузки и о перегрузке усилителя. На выходе узла (вывод 8) появляется сигнал, по уровню и характеру которого легко определить, что произошло с нагрузкой – ее замыкание на один из прово-

дов питания, замыкание выводов или обрыв. Этот сигнал можно после обработки микроконтроллером подать на соответствующие входы усилителя, что переведет его в безопасный режим.

Узел управления/индикации состояния имеет только один внешний вывод – 16, который служит и входом и выходом. Вход дает возможность управления состоянием усилителя. Командный сигнал высокого уровня переключает усилитель в режим класса **H**, при этом вольтдобавка включена, независимо от температуры кристалла. При среднем уровне командного сигнала усилитель переходит в режим класса **B** независимо от температуры кристалла. Команда низкого уровня немедленно переводит усилитель в режим «Молчание». Без задержки усилитель переключается и из режима «Молчание» в режим «Включен», а смена класса усиления с **B** на **H** и наоборот происходит в момент перехода входного сигнала через «нуль».

Когда на этот вход не подано управляющее напряжение, он становится выходом, и по выходным сигналам можно судить о текущем состоянии микросхемы TDA1562Q. Выходное напряжение может принимать три дискретных уровня – низкий, средний и высокий. Низкий уровень свидетельствует о том, что усилитель находится в режиме «Молчание»; средний – в режиме «Включен» и работает в классе **B**, вольтдобавка включена сигналом с датчика температуры (температура превышает 120 °С); высокий – усилитель работает в классе **H**, температура кристалла – менее 120 °С.

Литература

1. <http://interlavka.narod.ru/index.htm>.

УДК 621.3

УПРОЩЕННЫЕ МОДЕЛИ БЕГУЩЕЙ СТРОКИ В ЭЛЕКТРОННОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Плехов А.В., Шмыгуи Е.Я.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **БЛАДЫКО Ю.В.**

Бегущая строка № 1 имеет недостаток: для каждого индикатора обрабатываются его входные сигналы и, следовательно, схема получилась большой. Она работает только в профессиональной версии Electronics Workbench 5.12. Можно значительно уменьшить схему, работая со значениями первого индикатора, а не с входными сигналами.

Значение на первом индикаторе горит 1 секунду (время зависит от частоты, поставленной в Word Generator). А в конце секунды нужно «скопировать» значения первого индикатора второму. Для этого воспользуемся ДС-триггерами (рисунок 1).

Частота прямоугольного сигнала, генерируемого в Function Generator, равна 1 Гц.

Упрощенная схема показана на рисунке 2.

Данная схема уже работает как в профессиональной версии Electronics Workbench, так и в любительской, что подтверждает то, что схема действительно стала проще.

Альтернативный вариант. Выходные сигналы это строго определенные числа (т. е. не возможны различные символы в бегущей строке, кроме 106224). Следовательно, информацию о них можно записать в постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) (рисунок 3).

Принцип работы. Допустим на индикатор нужно подать единицу. Подводим напряжение к входу 1, тогда только на выходах F_1 и F_2 появится высокий потенциал и, следовательно, на индикаторе будет единица. Если напряжение не будет подведено ни

к одному входу, то, очевидно, на выходе не будет ни одного высокого потенциала и индикатор ничего не покажет.

На рисунке 4 показана схема альтернативного варианта бегущей строки.

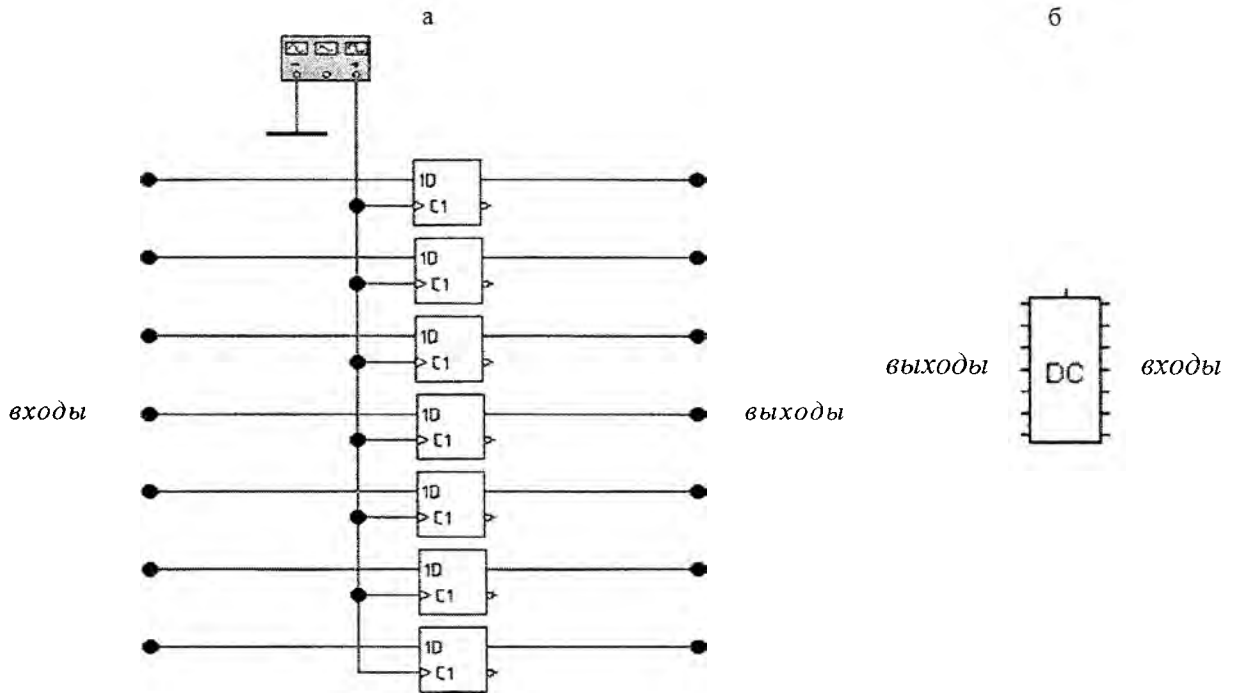


Рисунок 1. Блок триггеров: а – реализация; б – подсхема

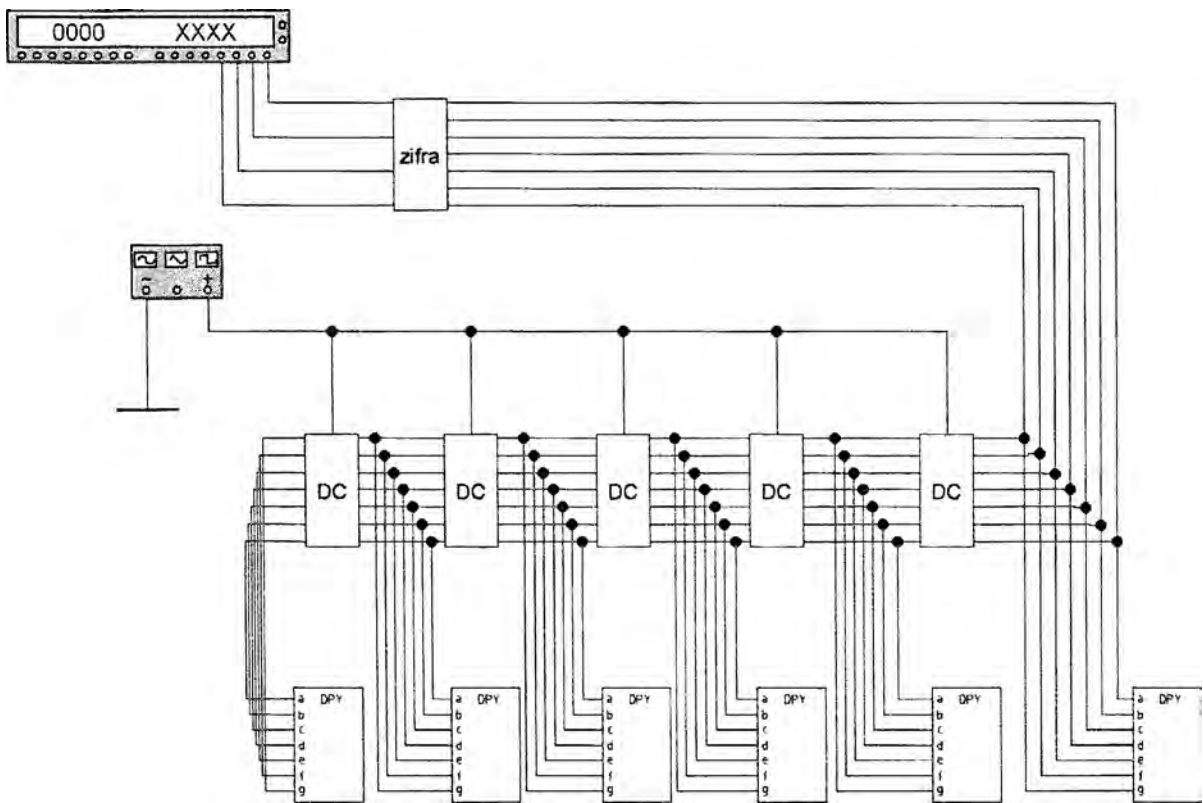


Рисунок 2. Схема бегущей строки № 2

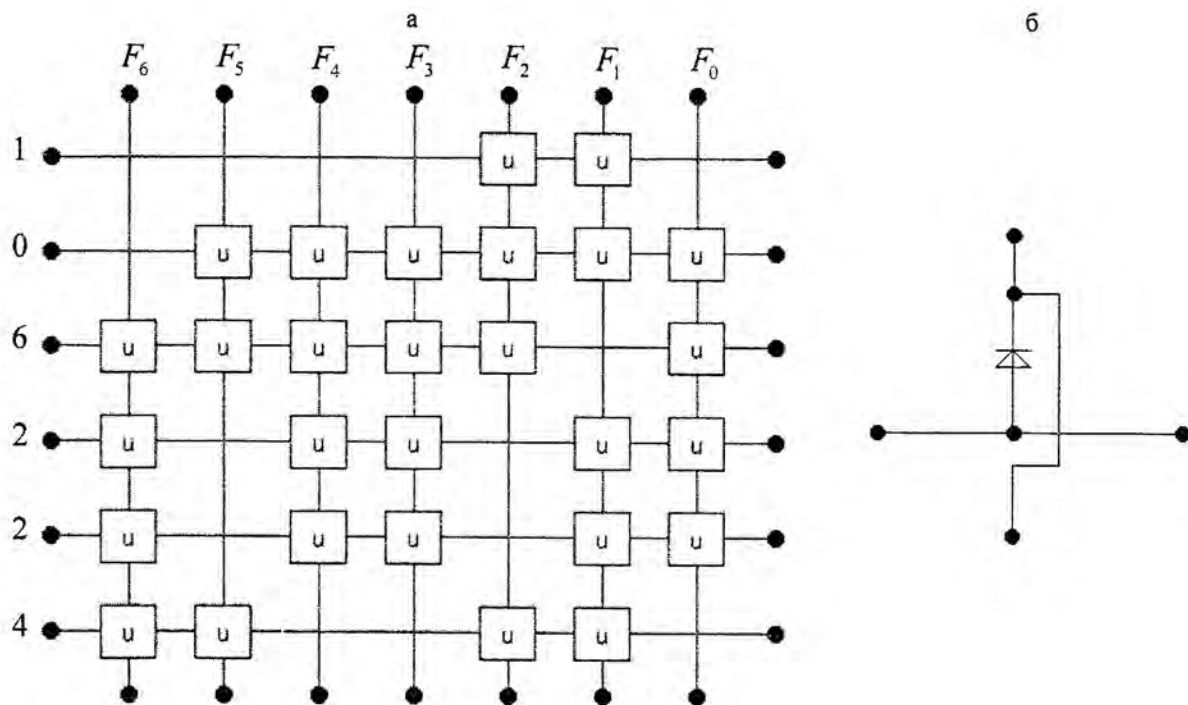


Рисунок 3. Постоянное запоминающее устройство: а – реализация; б – узел ПЗУ

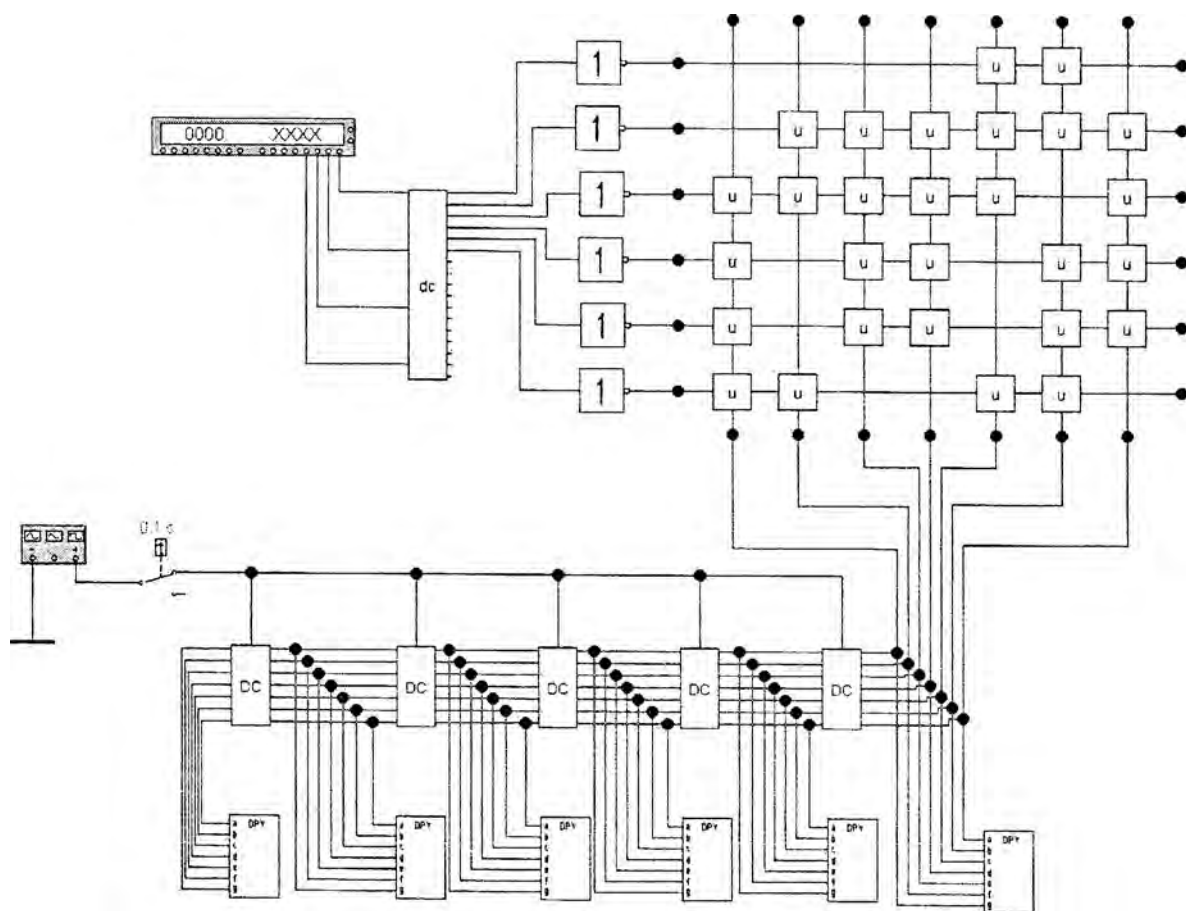


Рисунок 4. Схема бегущей строки № 3

На базе бегущей строки №3 можно сделать универсальную бегущую строку, т. е. содержание бегущей строки задается пользователем произвольно. Для этого вместо ПЗУ используем схему программируемого запоминающего устройства (рисунок 5).

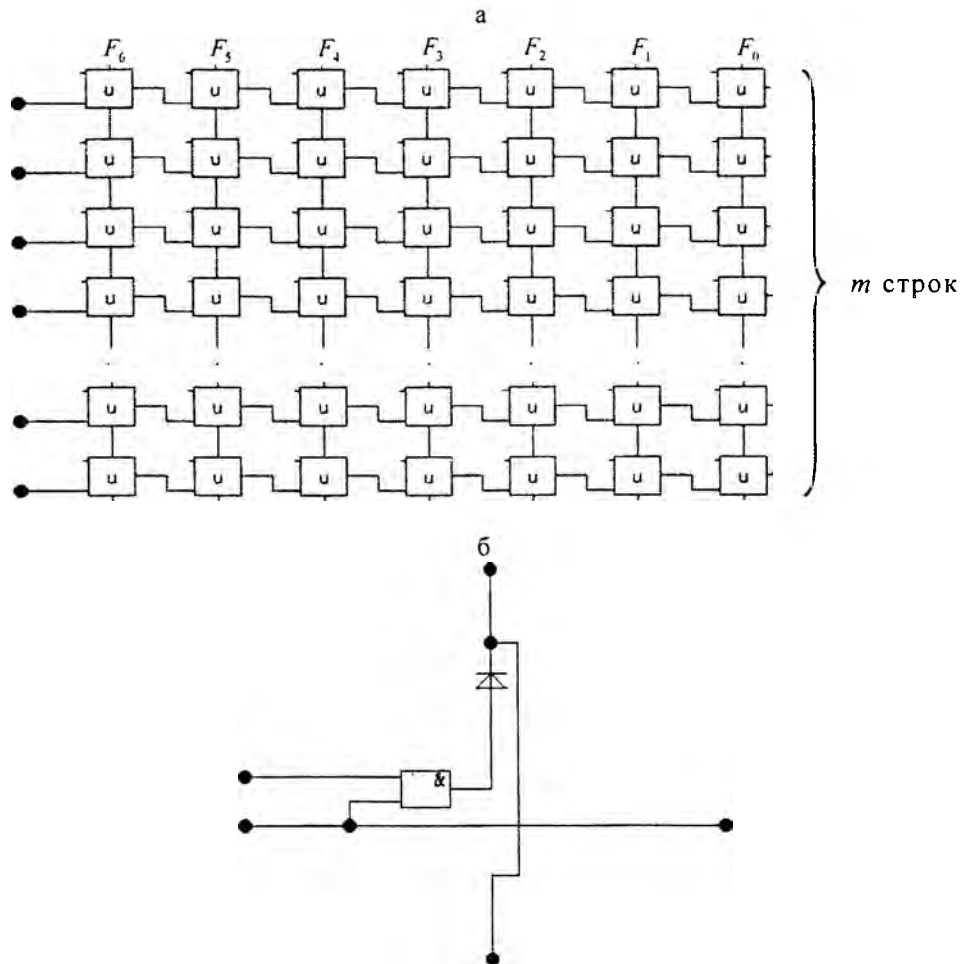


Рисунок 5. Программируемое запоминающее устройство:
а – реализация; б – узел

У узлов появился один вход. На эти входы для нужных узлов нужно подавать высокое напряжение, тем самым, задавая универсальную бегущую строку.

В схеме универсальной бегущей строки ее содержание задается пользователем произвольно.

УДК 621.374

ИМПУЛЬСНЫЕ БЛОКИ ПИТАНИЯ УСИЛИТЕЛЕЙ МОЩНОСТИ ЗВУКОВОЙ ЧАСТОТЫ

Сакович М.Ю.

Научный руководитель – МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

Импульсные блоки питания (ИБП) позволяют значительно уменьшить энергопотребление устройством, уменьшить его вес и внешние размеры [1, 2].

Первоначальное распространение ИБП в бытовой радиоаппаратуре получили преимущественно в телевизионных приемниках (ТВ), в дальнейшем – в видеоманитофо-

нах (ВМ) и другой видеоаппаратуре, что объясняется в основном двумя причинами. Во-первых, чувствительность ТВ и ВМ к помехам, создаваемыми импульсными блоками питания значительно ниже, чем, например, аппаратуры звуковоспроизведения, особенно высококачественного. Во-вторых, ТВ и ВМ отличаются относительным постоянством и сравнительно небольшой величиной (10–120 Вт) мощности, потребляемой в нагрузке. В нынешнее время, благодаря разработке и появлению в продаже мощных и высоковольтных биполярных, полевых и IGBT транзисторов и специализированных микросхем для управления ими, импульсные источники питания стали широко использоваться в современной радиоэлектронной аппаратуре.

Несмотря на большое разнообразие схем ИБП, наибольшее распространение в телевизионной аппаратуре и блоках питания компьютеров получила следующая схема. Выпрямленное напряжение сети питает одноконтный автогенератор, нагрузкой которого является импульсный трансформатор с вторичными выпрямителями, от которых питаются все потребители. Автогенератор выполнен по схеме с глубокой индуктивной положительной обратной связью. Транзистор автогенератора работает в ключевом режиме. Когда транзистор открыт, происходит накопление энергии в импульсном трансформаторе, когда закрыт – энергия отдается в нагрузку.

Функциональная схема ИБП представлена на рисунке 1.

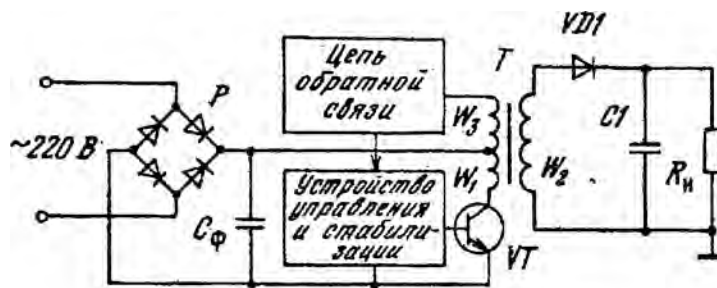


Рисунок 1. Функциональная схема ИБП

Ее функциональными основными узлами являются сетевой выпрямитель P со сглаживающим емкостным фильтром C_{ϕ} , ключевой преобразователь напряжения (автогенератор) с импульсным трансформатором, устройство управления (контроллер) с цепью обратной связи и вторичный выпрямитель импульсных напряжений $VD1$, $C1$.

Такой принцип работы ИБП позволяет получить малый уровень помех для питаемых им потребителей и малое излучение в пространство помех. Недостатком такой схемы является то, что он рассчитывается на относительно постоянную, среднюю потребляемую от него мощность.

Мощные эстрадные усилители звуковой частоты потребляют изменяющуюся мощность от единиц Вт до несколько сот Вт и выше и, поэтому данная функциональная схема на рисунке 1 становится не всегда пригодной.

Двухтактные преобразователи позволяют получать большую выходную мощность, чем одноконтные преобразователи при высоком КПД.

Способом подключения ключевых транзисторов к трансформатору, здесь различают три схемы: так называемую полумостовую (рисунок 2а), мостовую (рисунок 2б) и с первичной обмоткой, имеющей отвод от середины (рисунок 2в). На сегодняшний день наибольшее распространение получил полумостовой преобразователь. Для него необходимы два транзистора с относительно невысоким максимальным значением напряжения между коллектором и эмиттером $U_{кз\max}$. Как видно из рисунка 2а, конденсаторы $C1$ и $C2$ образуют делитель напряжения, к которому подключена первичная (I)

обмотка трансформатора Т2. При открывании ключевого транзистора амплитуда импульса напряжения на обмотке достигает значения равного $\frac{U_{пит}}{2} - U_{кз нас}$.

Мостовой преобразователь аналогичен полумостовому, но в нем конденсаторы заменены транзисторами VT3 и VT4 (рисунок 2б), которые открываются парами по диагонали. Этот преобразователь имеет несколько более высокий КПД за счет увеличения напряжения, подаваемого на первичную обмотку трансформатора, а, следовательно, уменьшения тока, протекающего через транзисторы VT1-VT4.

Амплитуда напряжения на первичной обмотке трансформатора в этом случае достигает значения равного $U_{пит} - 2U_{кз нас}$.

Преобразователь по схеме на рисунке 2в, отличающийся наибольшим КПД. Достигается это за счет уменьшения тока первичной обмотки и, как следствие, уменьшения рассеиваемой мощности в ключевых транзисторах, что чрезвычайно важно для мощных ИБП.

Амплитуда напряжения импульсов в половине первичной обмотки возрастает до значения $U_{пит} - U_{кз нас}$. Следует также отметить, что в отличие от остальных преобразователей для него не нужен входной развязывающий трансформатор.

В устройстве по схеме на рисунке 2в необходимо использовать транзисторы с напряжением $U_{кз max}$ больше $2U_{пит}$. В ней конец верхней (по схеме) половины первичной обмотки соединен с началом нижней и при протекании тока в первой из них (открыт VT1), во второй создается напряжение, равное (по модулю) амплитуде напряжения на первой, но противоположное по знаку относительно $U_{пит}$, при этом напряжение на коллекторе закрытого транзистора VT2 достигает $2U_{пит}$.

Описание работы и электрические схемы ИБП мощностью 800 Вт без стабилизации выходного напряжения и стабилизированного мощностью 1 кВт для питания УМЗЧ приведены в [3, 4].

В ИБП [3] применен двухтактный преобразователь с трансформатором, первичная обмотка которого имеет средний вывод. Он имеет высокий КПД, низкий уровень пульсации и слабо излучает помехи в окружающее пространство.

Принципиальная схема ИБП без стабилизации выходного напряжения изображена на рисунке 3.

На входе устройства включен высокочастотный фильтр C1-L1-C2, предотвращающий попадание помех в сеть. Пройдя его, сетевое напряжение выпрямляется диод-

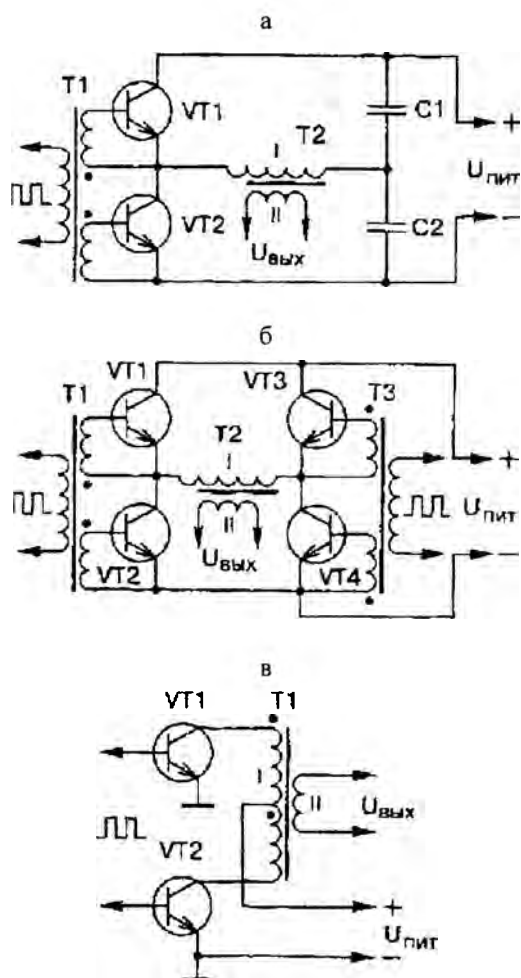


Рисунок 2. Схемы подключения ключевых транзисторов к трансформатору

ным мостом VD1–VD4, пульсации сглаживаются конденсатором C3. Выпрямленное постоянное напряжение (около 310 В) используется для питания высокочастотного преобразователя.

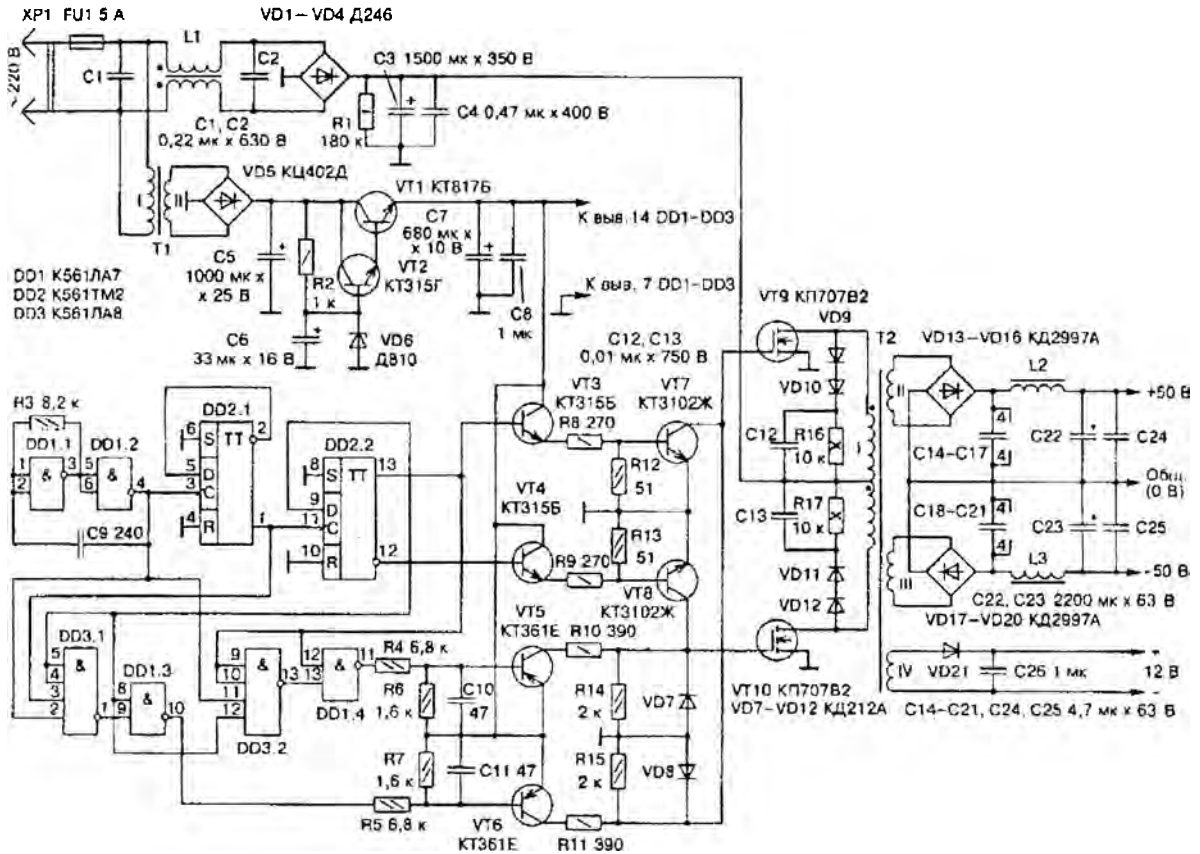


Рисунок 3. Принципиальная схема ИБП без стабилизации выходного напряжения

Устройство управления преобразователем выполнено на микросхемах DD1–DD3. Питается оно от отдельного стабилизированного источника, состоящего из понижающего трансформатора T1, выпрямителя VD5 и стабилизатора напряжения на транзисторах VT1 и VT2 и стабилитроне VD6. На элементах DD1.1 и DD1.2 собран задающий генератор, вырабатывающий импульсы с частотой следования около 360 кГц. Далее следует делитель частоты на 4, выполненный на триггерах микросхемы DD2.

С помощью элементов DD3.1, DD3.2 создаются дополнительные паузы между импульсами. Паузой является не что иное, как уровень логического 0 на выходах этих элементов, появляющийся при наличии уровня 1 на выходах элемента DD1.2 и триггеров DD2.1 и DD2.2 (рисунок 4). Напряжение низкого уровня на выходе DD3.1 (DD3.2) блокирует DD1.3 (DD1.4) в «закрытом» состоянии (на выходе – уровень логической 1).

Длительность паузы равна 1/3 от длительности импульса (рисунок 4, эпюры напряжений на выводах 1 DD3.1 и 13 DD3.2), чего вполне достаточно для закрывания ключевого транзистора. С выходов элементов DD1.3 и DD1.4 окончательно сформированные импульсы поступают на транзисторные ключи (VT5, VT6), которые через резисторы R10, R11 управляют затворами мощных полевых транзисторов VT9, VT10.

Импульсы с прямого и инверсного выходов триггера DD2.2 поступают на входы устройства, выполненного на транзисторах VT3, VT4, VT7 и VT8. Открываясь поочередно, VT3 и VT7, VT4 и VT8 создают условия для быстрой разрядки входных емкостей ключевых транзисторов VT9, VT10, т. е. их быстрого закрывания. Причем, как

видно из рисунка 4 (эпюры напряжений на выводах 12 и 13 DD2.2), VT7 и VT8 открываются сразу же после окончания импульса, поэтому при любой выходной мощности каждый из транзисторов VT9, VT10 всегда успевает надежно закрыться до открывания второго. Если бы это условие не выполнялось, через них, а следовательно, через первичную обмотку трансформатора T2 протекал бы сквозной ток, который не только уменьшает надежность и КПД ИБП, но и создает всплески напряжения, амплитуда которых порой превышает напряжение питания преобразователя.

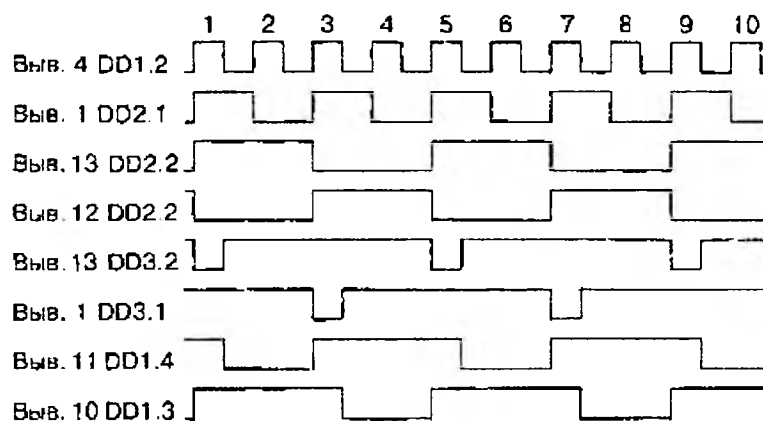


Рисунок 4. Эпюры напряжений

В цепи затворов транзисторов VT9 и VT10 включены резисторы относительно большого сопротивления R10 и R11. Вместе с емкостью затворов они образуют фильтры нижних частот, уменьшающие уровень гармоник при открывании ключей. С этой же целью введены элементы VD9–D12, R16, R17, C12 и C13.

В стоковые цепи транзисторов VT9, VT10 включена первичная обмотка трансформатора T2. Выпрямители выходного напряжения выполнены по мостовой схеме на диодах VD13–VD20, что несколько уменьшает КПД устройства, но значительно снижает уровень пульсации на выходе ИБП. Важно отметить, что форма колебаний, почти прямоугольная при максимальной нагрузке, плавно переходит в близкую к синусоидальной при уменьшении мощности до 10–20 Вт, что положительно сказывается на уровне шумов УМЗЧ при малой громкости.

Лучшими параметрами обладает схема стабилизированного ИПБ [4] с максимальной выходной мощностью в нагрузке 1 кВт. В ней для управления полевыми транзисторами применена специализированная микросхема TL494CN, самостоятельно обеспечивающая необходимые временные задержки при переключении транзисторов верхнего и нижнего плеча. Чтобы обеспечить надёжное открывание и закрывание мощных полевых транзисторов, вместо биполярных транзисторов, как в предыдущей схеме, здесь применены полевые транзисторы.

Так же в этой схеме имеется узел оптронной защиты преобразователя напряжения по току, с конденсатором защиты от случайных импульсных помех.

Литература

1. Жучков, В., Зубов, О., Радутный, И. Блок питания усилителя мощности звуковой частоты // Радио. – 1987. – № 1. – С. 35–37.
2. Цветаев, С. Мощный блок питания // Радио. – 1990. – № 9. – С. 59–62.
3. Колганов, А. Импульсный блок питания мощного усилителя мощности звуковой частоты // Радио. – 2000. – № 2. – С. 36–38.
4. Коротков, И. Импульсный стабилизированный блок питания мощностью 1 кВт // Радио. – 2005. – № 12. – С. 33–35.

УДК 681.3

НЕКОТОРЫЕ СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЛИНЕЙНОСТИ ПЕРВОГО КАСКАДА УСИЛИТЕЛЯ МОЩНОСТИ ЗВУКОВОЙ ЧАСТОТЫ

Чеушев Н.Е.

Научный руководитель – МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

Рассмотрим простую классическую схему «простого усилителя», по которой было построено большинство усилителей мощности звуковой частоты (УМ) в 70-х годах, например, усилителя «Радиотехника 020» (рисунок 1).

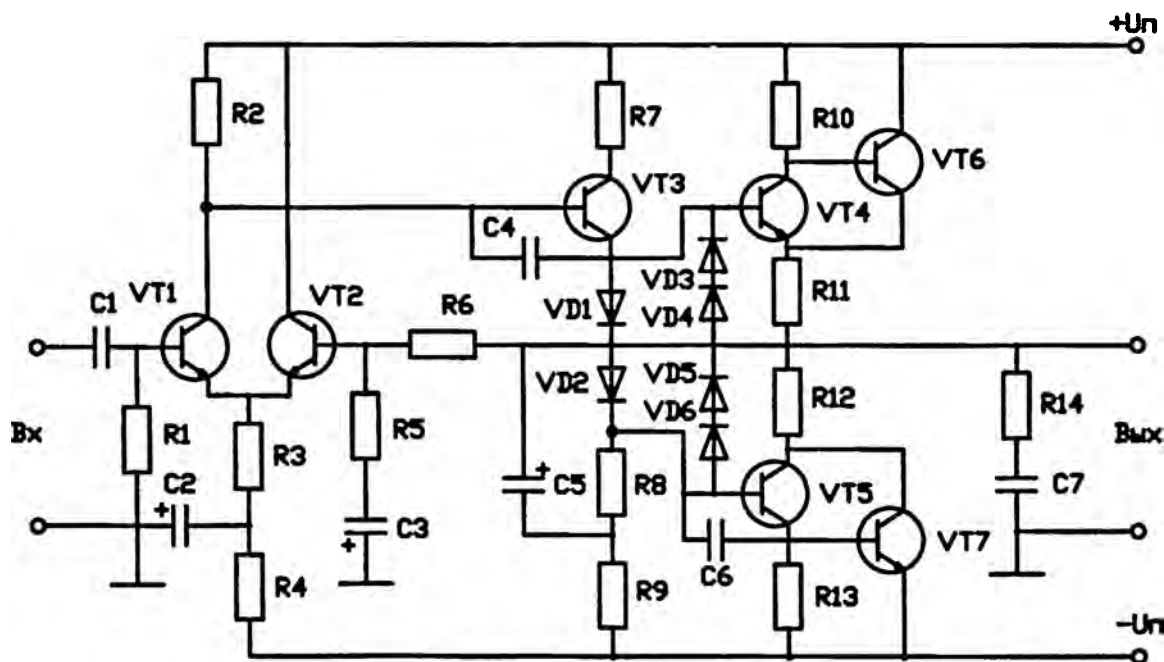


Рисунок 1. Электрическая схема усилителя «Радиотехника 020»

Он имеет следующие параметры: Сопротивление нагрузки – 4 Ом. Номинальная мощность – 50 Вт, коэффициент усиления с обратной связью – 28 дБ, отношение сигнал-шум (при мощности 50 Вт) – 89 дБ, полоса частот в режиме малого сигнала (при 1 Вт) по уровню – 3 дБ – 20 Гц – 50 кГц, коэффициент искажений на 20 кГц до 0,2 %.

Как видно из этих данных – это «медленный» усилитель. Его нелинейные искажения достаточно велики, а, учитывая его «медленность», можно ожидать, что и интермодуляционные искажения такого усилителя тоже достаточно велики.

Первый каскад усилителя состоит из входной цепочки, состоящей из разделительной ёмкости $C1$ по постоянному току и резистора $R1$, определяющего в основном входное сопротивление усилителя; дифференциального входного каскада на транзисторах $VT1$ и $VT2$ и цепи, подключенной к базе транзистора $VT2$, состоящей из резисторов $R5$ и $R6$ и конденсатора $C3$. Цепь обратной связи определяет коэффициент усиления усилителя с обратной связью: по постоянному току он равен 1, а по переменному в звуковом диапазоне частот $(R6 / R5 + 1)$. Ёмкость на входе вместе с входным резистором $R1$ и ёмкость обратной связи $C3$ вместе с резистором обратной связи $R5$ определяют нижнюю границу частотного диапазона усилителя. Второй каскад усилителя с общим эмиттером на транзисторе $KT814B$ с вольтодобавкой на ёмкости $C5$, подсоединенной одним концом к выходу усилителя, а другим – в точке соединения резисторов $R8$ и $R9$.

Вольтдобавка позволяет получить большой размах выходного напряжения, но вносит свои искажения. Конденсатор С4 и С6 является конденсаторами коррекции «на запаздывание» и обеспечивает устойчивость, т. е. отсутствие возбуждения на высокой частоте. Цепочка из двух диодов VD1 и VD2 создает напряжение смещения на базах транзисторов VT4–VT6 выходного каскада, каждое плечо которого построено на транзисторах разной проводимости, обеспечивая вместе с резисторами R11 и R12 определенный начальный ток. Выходной каскад работает в режиме АВ, т. е. начальный ток не равен нулю (в режиме В начальный ток равен нулю и выходные транзисторы закрыты в отсутствие сигнала) и существенно меньше максимальных рабочих токов. Цепь R14-С7 с выхода усилителя на землю обеспечивает дополнительную устойчивость работы усилителя при разных нагрузках и без них.

Рассмотрим, как можно усовершенствовать простой усилитель.

Нас не устраивает в рассмотренной схеме:

- большие нелинейные и интермодуляционные искажения;
- малая полоса частот;
- малая скорость нарастания выходного сигнала.

Многое можно улучшить простой заменой сравнительно низкочастотных транзисторов в этой схеме на более высокочастотные транзисторы. Но также необходимо внести изменения в отдельные каскады схемы, которые приведут к улучшению электрических параметров усилителя.

Для начала, нужно отметить, что многие УМ во многом повторяют электрические схемы ОУ и представляют собой двухкаскадную или трехкаскадную схему с гальваническими связями. Под количеством каскадов понимается количество каскадов, усиливающих напряжение, поэтому выходной двухтактный эмиттерный или другой повторитель, присутствующий во многих УМ и имеющий коэффициент усиления менее 1, здесь не учитывается.

Однако попытки прямого повторения структуры быстродействующих ОУ не приносят пока желаемых результатов, поскольку их схемотехника оптимизирована под особенности интегральной технологии и весьма далека от совершенства для дискретного исполнения. В частности, это относится к построению входного каскада и стабилизации температурных режимов.

В простейших схемах усилитель напряжения (первые каскады) и выходной повторитель (эмиттерный или другой) вносят примерно одинаковый вклад в искажения входного сигнала. В УМ высокого качества слабым звеном является выходной каскад.

Поэтому входной каскад УМ должен вносить минимальные искажения в усиленный сигнал.

Рассмотрим, как, для начала, можно улучшить работу входного дифференциального каскада (рисунок 2).

Резисторы в цепи эмиттеров на рисунке 2 уменьшают коэффициент усиления каскада, но при этом улучшается его линейность и расширяется его полоса пропускания. Балансировка нужна для точной установки нуля на выходе всего усилителя. Наличие постоянного напряжения на выходе приводит к росту нелинейных искажений низкочастотной головки громкоговорителя и сам усилитель, при этом, имеет больший уровень нелинейных искажений, поэтому балансировка желательна. Ввести балансировку можно, изменяя резисторы в цепи эмиттеров и добавляя (отнимая) напряжение к напряжению эмиттер-база соответствующего транзистора (рисунок 2б). Разность этих напряжений и вызывает смещение нуля на выходе усилителя. Можно изменять одно или оба нагрузочных резистора, как на рисунке 2в. В первом случае меняется режим транзистора по постоянному току, но снижаются искажения каскада, второй может считаться предпочтительным.

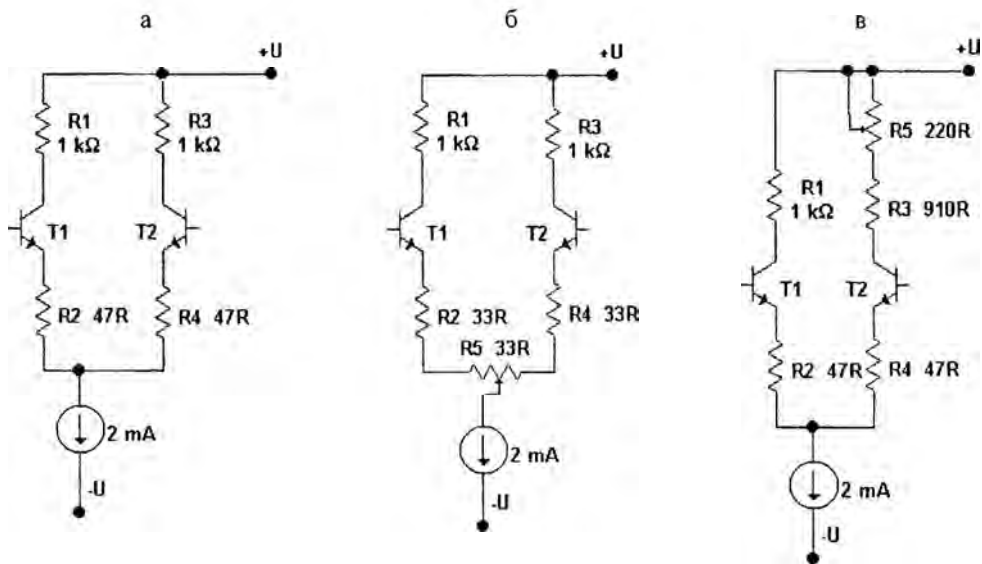


Рисунок 2. Варианты измененного дифференциального каскада

На рисунке 3 вместо резистора, служащего источником тока дифференциального каскада изображён генератор тока в 2 мА. Генератор тока имеет в идеале бесконечное выходное сопротивление, а резистор – конечное и сравнительно весьма малое.

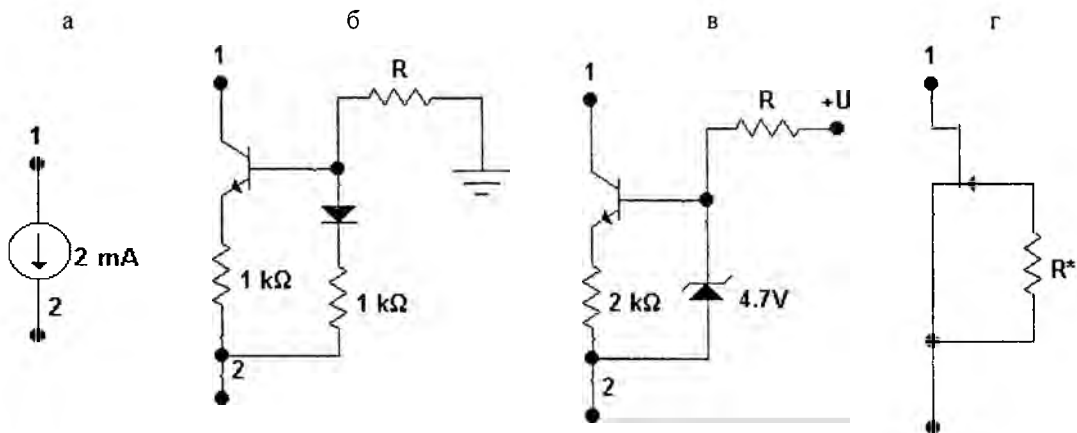


Рисунок 3. Три возможные схемы для построения генератора стабильного тока

На рисунке 3 показаны три возможные схемы для построения генератора стабильного тока (ГСТ). На рисунке 3б показана стандартная схема. Резистор R с диодом и правым резистором 1 кОм образуют делитель напряжения, задающий режим транзистора вместе с левым резистором. Без диода можно было бы обойтись, но он компенсирует изменение напряжения эмиттер – база транзистора при изменении температуры, а, следовательно, и температурную нестабильность тока ГСТ. Вместо стабилитрона, чтобы уменьшить шумы, лучше использовать несколько светодиодов, включённых в прямом направлении.

На рисунке 3в диод и правый резистор заменены стабилитроном, однако надо учитывать, что стабилитрон лавинного пробоя, обладает высоким уровнем собственных шумов. Этот фактор увеличивает шумовой уровень усилителя в целом, как за счет собственно шумов стабилитрона, так и за счет интермодуляционных составляющих этого шума с сигналом, и температурный коэффициент стабилитрона может иметь не

тот же знак, что и напряжение эмиттер – база транзистора.

На рисунке 2г показана схема ГСТ на полевом транзисторе (ПТ). Он очень прост, но резистор R со звездочкой нужно подбирать для каждого экземпляра транзистора.

Есть еще широко применяемая схема на двух транзисторах, но она здесь не показана. ГСТ уменьшает коэффициент влияния источника питания или коэффициент ослабления пульсаций и коэффициент усиления синфазного напряжения. Это приводит к уменьшению интермодуляционных искажений.

Нагрузка дифференциального каскада в виде «токового зеркала», изображенная на рисунке 4, позволяет увеличить коэффициент усиления каскада за счет: замены нагрузочных резисторов на «динамическую нагрузку», сопротивление которой считается, так же, как и выходное сопротивление ГСТ на биполярном транзисторе и может составлять величину более 100 кОм.

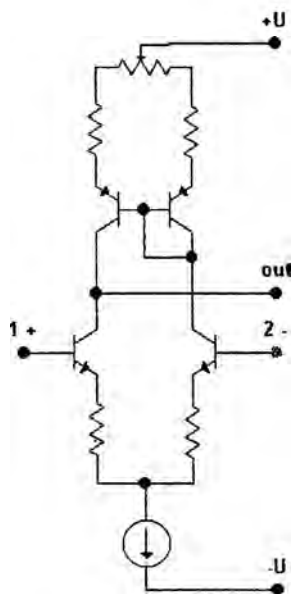


Рисунок 4. Схема дифференциального каскада с нагрузкой в виде «токового зеркала»

На рисунке 4 приведена еще одна схема балансировки усилителя, применяемая для балансировки большинства ОУ.

Вариант двухтактного дифференциального каскада (симметричного) изображен на рисунке 5. Он позволяет симметрично раскачать второй каскад усилителя и, таким образом, повысить его коэффициент усиления без обратной связи в 2 раза. Часто правые по схеме нагрузочные резисторы не устанавливают. Такой каскад имеет намного меньший входной ток, т. к. базовые токи транзисторов с разной проводимостью взаимно компенсируются. Если транзисторы подобраны идеально, то через входной резистор, подсоединенный к входу 1, и резистор обратной связи, подсоединенный к входу 2, ток вообще не течет, и поэтому они могут принимать разные значения, а на схеме «простого усилителя» они равны.

Подбор транзисторов по коэффициенту усиления нужен для уменьшения напряжения смещения на выходе усилителя.

Во входных каскадах для увеличения входного сопротивления можно применять полевые транзисторы.

Однако входной каскад на комплементарных ПТ при всех своих достоинствах обладает все же немного большей собственной нелинейностью, чем четырехтранзистор-

ный биполярный каскад, в основном за счет четных гармоник из-за меньшей степени комплементарности ПТ, чем биполярных транзисторов (БТ).

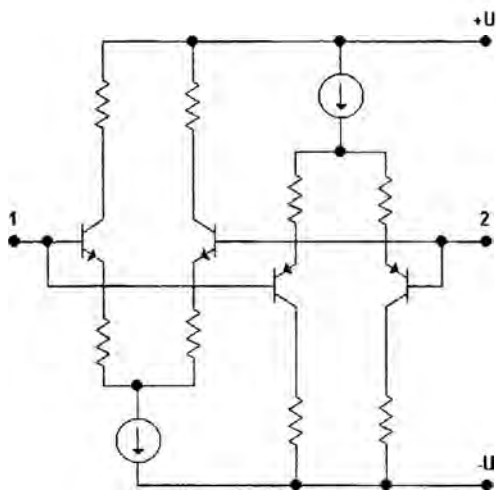


Рисунок 5. Схема двухтактного дифференциального каскада

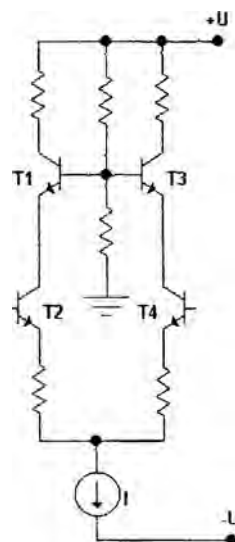


Рисунок 6. Схема двухтактного каскадного каскада

На рисунке 6 показан вариант первого каскада с использованием каскадной схемы. Кроме некоторого улучшения частотных свойств такая схема может пригодиться при использовании низковольтных малошумящих транзисторов в качестве входных: T2 и T4. При этом транзисторы T1 и T3 должны быть высоковольтными.

УДК 621.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ПАКЕТОВ В КУРСЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Пашковский А.А., Раткевич А.Г.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент НОВАШ И.В.

Дисциплина «Теоретические основы электротехники» требует от студентов практических навыков работы с различными электронно-вычислительными устройствами и системами программирования, начиная от инженерного калькулятора до ПЭВМ. Если для работы с комплексными числами достаточно калькулятора с тригонометрическими функциями, то решение систем алгебраических уравнений с гиперболическими функциями или дифференциальных уравнений требует более сложных вычислительных устройств и специализированных программных средств. В качестве программных средств все чаще используются специализированные математические пакеты.

При исследовании электрических цепей часто приходится оценивать влияние изменения частоты электрического сигнала на режим работы цепи. Выполнение расчетов в этом случае проводится для достаточно большого числа частот в некотором заданном диапазоне. Такие расчеты наиболее удобно проводить в компьютерной системе MathCAD, которая позволяет не только программировать и выполнять повторяющиеся вычисления, но и достаточно просто визуализировать результаты расчетов в виде графиков, диаграмм и т. п.

В данной работе рассматривается пример использования пакета математического моделирования MathCAD для вычисления зависимостей характеристического сопротивления, коэффициентов затухания амплитуды и изменения фазы сигнала от частоты для Т- и П-образной схем фильтров различных типов [1, 2]. MathCAD позволяет вычислять по одной формуле с помощью индексированных переменных массивы значений функции для заданного диапазона значений индекса. Например, конструкция $f := 0..1000$ $\omega_f := 2\pi f$ позволяет вычислить 1 000 значений функции ω_f с шагом изменения f , равным 1. Таким образом, с использованием одной только формулы можно построить частотную характеристику. На рисунке 1 приведены расчетные формулы и графики частотных функций характеристического сопротивления для Т- и П-образной схем фильтра нижних частот, реализованные в компьютерной системе MathCAD.

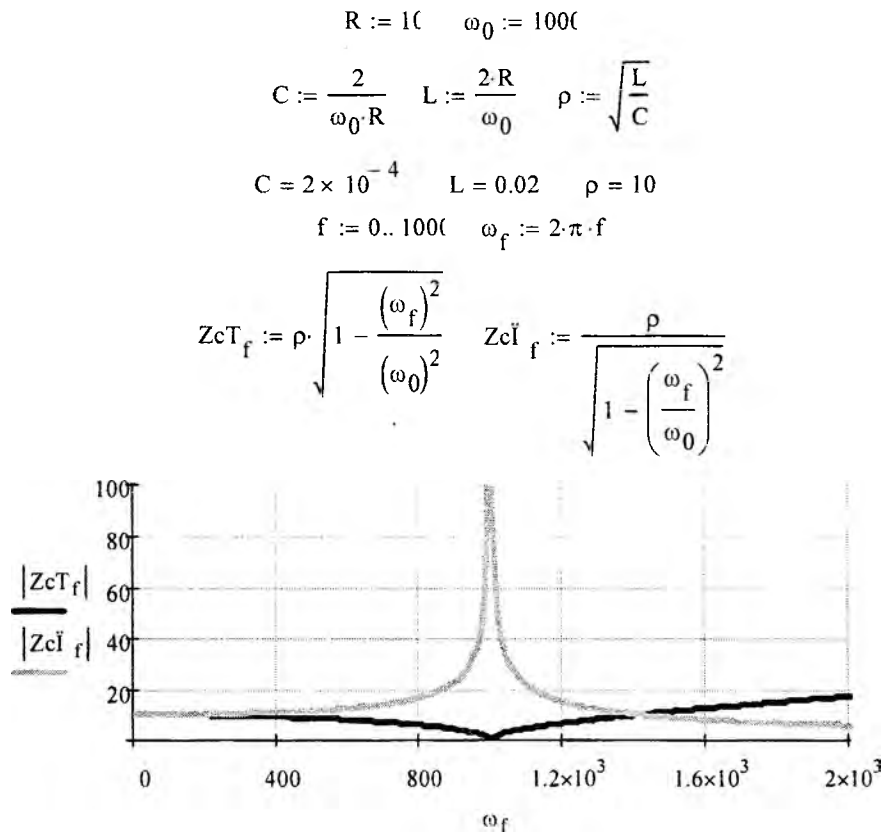


Рисунок 1. Расчетные формулы и зависимости характеристического сопротивления Z_c от частоты для Т- и П-образного фильтров нижних частот

В более сложных случаях, когда частотную функцию нельзя рассчитать по одной формуле для всего диапазона изменения частоты, и требуется выполнить расчеты функции на определенных интервалах частот, MathCAD позволяет создавать программные конструкции с использованием простейших логических операторов.

На рисунке 2 приведены программные конструкции и графики частотных функций коэффициентов затухания амплитуды α_f и изменения фазы β_f сигнала от частоты для Т-образного фильтра нижних частот.

В работе были выполнены подобные расчеты для Т- и П-образной схем фильтров верхних частот, а также для полосовых и заграждающих фильтров.

$$\alpha_f := \begin{cases} \omega_0 \leftarrow 1000 \\ \omega_f \leftarrow (2) \cdot \pi \cdot f \\ \left(2 \cdot \operatorname{acosh} \left(\frac{\omega_f}{\omega_0} \right) \right) & \text{if } \omega_f > \omega_0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\beta_f := \begin{cases} \omega_0 \leftarrow 1000 \\ \omega_f \leftarrow 2 \cdot \pi \cdot f \\ \left[\operatorname{acos} \left[1 - 2 \cdot \frac{(\omega_f)^2}{(\omega_0)^2} \right] \right] & \text{if } \omega_f < \omega_0 \\ \pi & \text{otherwise} \end{cases}$$

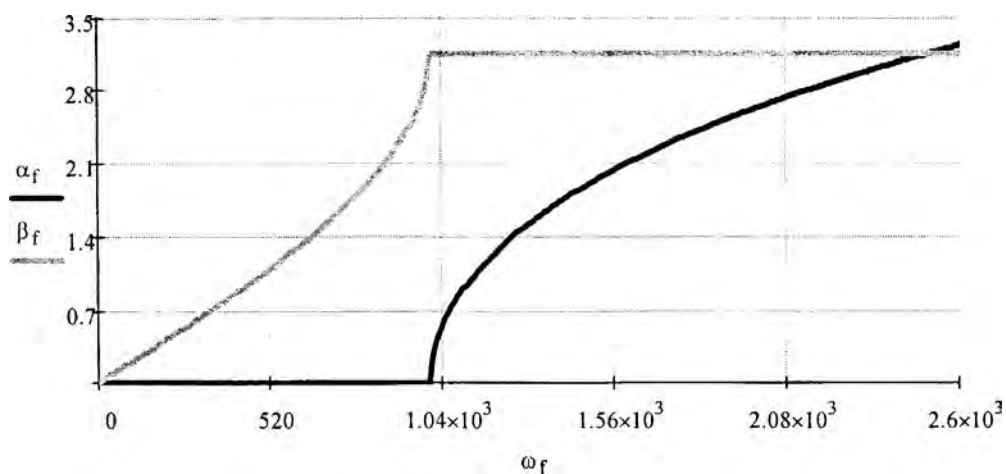


Рисунок 2. Программы расчетов и зависимости
коэффициентов затухания α_f и изменения фазы β_f от частоты
для Т-образного фильтра нижних частот

Литература

1. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. – Ч. 1: Электрические цепи. – М.: Высшая школа, 1994. – 560 с.
2. Сборник задач и упражнений по теоретическим основам электротехники / Под ред. проф. П.А. Ионкина. – М.: Энергия, 1982. – 768 с.

Содержание

СЕКЦИЯ 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Ровин А.П.	
Анализ величины и структуры потерь электроэнергии в электрической сети РЭС «Г».....	3
Гапанюк С.Г., Вацкель С.Л.	
Программная реализация итерационных методов расчета режима и исследование их сходимости	4
Лагун Н.А.	
Оценка возможности управления межсистемными перетоками с помощью устройств продольно-поперечного регулирования, устанавливаемых в Белорусской энергосистеме.....	7
Заборский Г.А., Гулич А.О.	
Энергообеспечение энергоэффективного дома.....	10
Дёмин Ю.Н.	
Оперативная ликвидация перегрузки линии электропередачи	14
Петрашевич Н.С.	
Системные аварии и меры по их предупреждению.....	16
Лысюк С.С.	
Программа расчета и анализа режимов разомкнутых электрических сетей 6–35 кВ	20
Конопацкий В.К.	
Повышение надежности работы распределительных электрических сетей с помощью средств секционирования электрической сети	22
Лагун Н.А.	
Снижение потерь активной мощности с помощью трансформаторных устройств продольно-поперечного регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях Белорусской энергосистемы	25
Гулич А.О.	
Исследование параметров и стоимостных показателей кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	27
Перепечко А.В.	
Исследование параметров и стоимостных показателей кабельных линий с медными жилами с ПВХ изоляцией.....	30
Гурвич В.В.	
Исследование динамической устойчивости генераторов электростанции	34
Ковганко И.С.	
Анализ аварийных отключений в распределительных сетях 6–10 кВ Могилевской энергосистемы	37
Сильченко О.В.	
Характеристики и стоимостные показатели самонесущих изолированных проводов.....	41

Карпович А.В. Анализ режимов работы участка городской сети 10 кВ на ПЭВМ.....	44
Довнар О.В. Исследование эффективности различных систем возбуждения синхронных машин	47
Зубель А.В. Проектирование развития разомкнутой электрической сети 10 кВ РЭС «К»	51
Жамойтин И.В. Программное обеспечение АСУТП Лидской ТЭЦ.....	54
Савастенко А.В. Исследование параметров и стоимостных показателей кабельных линий напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с ПВХ изоляцией	57
Болточко В.В. Оценка изменения коэффициента формы графика нагрузки вдоль длины линии в электрической сети 6–10 кВ	60
Высоцкая Т.В. Сравнительная характеристика известных способов и устройств управления потокораспределением в замкнутых электрических сетях	63

СЕКЦИЯ 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Ботян О.И., Сырокваш А.В. Микропроцессорные токовые защиты линий от междуфазных коротких замыканий	67
Дервоед В.А. Перспективы развития когенерационных мини-ТЭЦ в Республике Беларусь.....	69
Дерюгина Е.А. Электрические характеристики заземляющих устройств	71
Сингаевская Е.М. Способы отстройки от броска тока намагничивания в современных цифровых защитах	73
Гоголинский О.Н., Агеенко Ю.Н. Уровни токов и мощности короткого замыкания в энергоустановках и способы их ограничения.....	78
Лапытько Д.В., Сурус И.А. Современная вакуумная коммутационная техника	80
Дервоед В.А. Математическое моделирование переходных процессов на мини-ТЭЦ.....	82
Гринюк Д.С., Григореня А.А. Контроль состояния изоляции силовых трансформаторов путем измерения диэлектрических потерь в масле.....	85
Ричко А.Н., Дюрбейко В.В., Мысливченко Н.А. Современные генераторные выключатели и комплексы	86

Ковалев В.В. Охрана труда при проведении работ в зоне действия сильных электрических полей.....	89
Ковалёв С.Г., Коржовник И.В., Сингаевская Е.М. Способы отстройки дифференциальной защиты трансформатора от режима перевозбуждения в современных цифровых защитах.....	91
Сазонов И.Е., Ефремов П.В., Андрукевич А.П. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов при коротком замыкании.....	96
Дерюгина Е.А. Методы расчета параметров заземляющих устройств.....	99
Кочкин М.Н. Усовершенствование программы-тренажера по оперативным переключениям в главных электрических схемах ТЭС.....	103
Подмазова А.В., Усик В.С. Исследование температурного режима элементов конструкции экранированных токопроводов.....	106
Левкович Д.В., Никитюк А.В. Исследование влияния времени перерыва питания на успешность самозапуска электродвигателей напряжением 6 кВ собственных нужд электростанций.....	110
Филипенко К.М., Давидович Е.Н. Выбор интерполяционных формул аппроксимации обобщенных зависимостей параметров электродинамической стойкости от критерия подобия.....	112
Карп А.Е., Шишко С.В. Высоковольтная коммутационная аппаратура.....	115
Кулай А.В., Зильберман А.Д., Мосейчук Л.В. Диагностика состояния изоляции генераторов методом хроматографического анализа газов.....	117
Коваленко В.А., Шапкова М.В. Адаптация уставок микропроцессорных устройств РЗА.....	120
Козлов Е.М., Родцевич А.Б. Проектирование цифровых фильтров с бесконечной импульсной характеристикой в системе VisSim.....	122
Горячко М.Г., Матарас С.В., Телятко В.В. Программа ТКЗ до 1 кV расчета токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.....	124
Пашкович Н.П., Потачиц Я.В. О природе шаровой молнии.....	126
Уласик О.Ф., Недабой М.А. Проектирование цифровых фильтров с конечной импульсной характеристикой в системе VisSim.....	130
Пивень М.В., Трембицкий А.М., Лебедев А.Е. КРУЭ и критерии его применения.....	132

Потащиц Я.В., Коваль А.А. Определение газосодержания изоляционных масел трансформаторов.....	135
Кулик Н.Н., Басыгин К.А. Виды и методы определения развивающихся дефектов в трансформаторной изоляции.....	137
Барбук Е.А., Макаревич А.Д. Особенности электрической схемы ГТУ большой мощности.....	139
Задруцкий Д.В., Белясов Н.В., Потащиц Я.В. Контроль состояния изоляции электрооборудования без вывода его из работы	141
Радюк В.В., Пашкович Н.П. Цифровые терминалы защит.....	144
Терещук А.В., Ледак И.Я., Горячко М.Г. Методика расчетов токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.....	147
Степанькова М.П., Китель Д.В. Методы и средства регулирования напряжения в электрических сетях	150
Пашкевич Г.Н., Левонюк С.В., Безмен Д.Н. Расчет и проектирование лабораторной установки для исследования параметров электродинамической стойкости гибких токоведущих конструкций.....	152
Нестерович Д.В., Петкевич А.В., Макеев Е.А. Оптимизация степени ограничения токов в экранах и конструктивных параметров комплектных токопроводов.....	154
Батура М.М., Недабой А.А., Щиглинская Т.В. Влияние величины напряжения резервного источника питания на успешность самозапуска электродвигателей напряжением 6 кВ собственных нужд электростанций.....	156

СЕКЦИЯ 3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Шуканов А.И. Применение светодиодов в декоративном освещении.....	159
Петрова В.С., Угоренко В.Д. Выбор устройств защиты от сверхтоков в установках до 1 кВ.....	161
Трушников А.Л. Оптимизация загрузки силовых трансформаторов.....	165
Анчевский Д.П. Некоторые проблемы ветроэнергетики в странах с «низким ветровым потенциалом»	168
Кирспу А.Ю. Анализ факторов, определяющих выбор мощности трансформаторной подстанции.....	171
Халматов А.В., Садовский В.А. Турбогенераторы большой мощности с полным воздушным охлаждением ТФП-40-2УЗ и ТЗФП-110-2УЗ.....	175

Кабанов А.А. Топливные элементы: устройство, назначение и конструкции.....	177
Романов Р.В. Об особенностях выбора кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена	180
Гончаров П.Ю. Распределенная энергетика: когенерация и тригенерация	182
Белько В.В., Хверось А.Ю. Компьютерные технологии при моделировании электродинамических процессов в контакторах постоянного тока.....	184
Северин Л.А. Выбор невосстанавливаемых резервированных систем управления технологическими процессами	186
Бобровский В.В. Возможность применения постоянных магнитов для создания вечного двигателя.....	190
Северин Л.А. Анализ надежности релейно-контактных систем с несимметричными отказами	194
Иванейчик А.В., Соболев Е.В. Технико-экономическая оценка эффективности использования светодиодных источников света	198
Зайцева Т.А., Корзо Д.А. Рассмотрение методик выбора трансформаторов.....	200
Козлов Е.М. Конструкции ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения.....	204
Жебрик О.З. Производство и потребление электроэнергии в XXI веке	207
Северин Н.А. Способ идентификации недостоверных измерений взаимосвязанных аналоговых переменных	210
Михневич О.А. Энергетическая автономность зданий.....	213
Лобусь А.Н. О возможности и целесообразности применения ветроэнергетических установок в Беларуси	215
Радино В.В., Сацукевич В.Н., Галямов П.М. Кривые намагничивания тяговых электродвигателей и их аппроксимация	217
Трушников А.Л. Вопросы автоматизации и управления работой трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ промышленных предприятий.....	219
Дроздов И.В. Из опыта эксплуатации электрических подстанций 110/10(6) кВ	222

СЕКЦИЯ 4. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Тумашевский В.П., Бурый Ю.Э. Технико-экономические показатели газотурбинных и парогазовых установок.....	225
Кунцевич Д.И., Сачков А.А., Угальников А.С. Оптимизация систем автоматического регулирования энергоблоков в широком диапазоне изменения нагрузок.....	228
Колоцей Е.Г., Батвинкова О.С. Методика определения переходных характеристик инерционного участка пароперегревателя котла	229
Сакович Н.В., Пугачук С.О., Поджаров С.А. Исследование различных методов идентификации теплоэнергетических объектов регулирования	230
Руммо В.Н., Транчак Н.В. Оценка эффекта внедрения детандер-генераторных установок на ТЭС	231
Богданович М.В. Сравнение экономичности теплофикационных установок различного типа.....	234

СЕКЦИЯ 6. ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Коломыцкая Н.А. Преимущества атомной энергетики	239
Гречко А.В. О современной системе урегулирования внешней задолженности	241
Наруто С.А. Об энергоёмкости валового внутреннего продукта белорусской экономики.....	242
Курс Е.А. Управление энергосбережением на предприятии.....	246
Густинович Т.В. Качество трудовых ресурсов в Республике Беларусь.....	248
Коховец Н.К. Собственная мини-ТЭЦ ОАО «Лакокраска».....	250
Андилевко М.О. Экономичное использование местных энергоресурсов	255
Густинович Т.В. Ситуация на рынке рабочей силы.....	257
Наруто С.А. Паритет покупательской способности как способ сопоставления ВВП в международном аспекте	259
Андилевко М.О. Перспективы использования ветроэнергетики	261
Селезнева А.Н. Перспективы компьютеризации бухгалтерского учета.....	264

Яскевич А.А. Основы биогазовых технологий	267
Наруто С.А. Энергоемкость валового внутреннего продукта белорусской экономики	268
Селезнева А.Н. Развитие малых ГЭС в Республике Беларусь	271
Курс Е.А. Правовой статус электроэнергии в Республике Беларусь.....	274
Гречко А.В. Современная система урегулирования внешней задолженности.....	275
Драница А.С., Кублицкая Е.Г. Амортизация как процесс воспроизводства основного капитала предприятия	276
Густинович Т.В. Женская занятость.....	278
Клокель И.Г. Необходимость и особенности маркетинга в электроэнергетике	280
Куксов А.С. О целесообразности сооружения Полоцкой ГЭС на реке Западная Двина.....	282
Шерстнева О.Н. Расчет себестоимости электроэнергии для реактора VVER 1000/V-398	284
Климкович Н.И. Гуру менеджмента качества и их концепции	287

СЕКЦИЯ 7. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОНИКА

Гуца Т.Г., Таяновский А.М. Молниезащита промышленных и гражданских сооружений	292
Плехов А.В., Шмыгун Е.Я. Модель ЭВМ в электронной лаборатории.....	295
Воробей А.М. Исследование инверсного ферромагнитного преобразователя частоты	298
Метлицкий О.В. Шаговый двигатель. Импульсное управление шаговым двигателем	302
Ивашко О.М. Приставка к персональному компьютеру для проверки исправности электродвигателей с блоком обработки сигналов	305
Шушкевич Л.Л., Юшковский В.П. Спинтроника – электроника следующего поколения.....	308
Гирс И.А. Развитие нетрадиционных источников энергии в Республике Беларусь	312
Воробей А.М. Аппроксимация кривой намагничивания сердечников магнитопроводов преобразовательных устройств.....	314

Ханцевич О.В., Новиков П.В. Светодиодные принтеры: достоинства технологии.....	317
Савицкая В.А., Сиротина Т.Ф. К вопросу о нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии.....	321
Яночкин М.Н. Усилители мощности низкой частоты в режиме работы классов D и T	325
Плехов А.В., Шмыгун Е.Я. Модель бегущей строки в электронной лаборатории.....	329
Галкин А.С., Липинский С.А., Слепченко С.Л. Особенности работы усилителей мощности в режиме класса H	333
Плехов А.В., Шмыгун Е.Я. Упрощенные модели бегущей строки в электронной лаборатории.....	336
Сакович М.Ю. Импульсные блоки питания усилителей мощности звуковой частоты	339
Чеушев Н.Е. Некоторые способы повышения линейности первого каскада усилителя мощности звуковой частоты	344
Пашковский А.А., Раткевич А.Г. Использование компьютерных математических пакетов в курсе теоретических основ электротехники.....	348

Научное издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Материалы
63-й научно-технической конференции
студентов, магистрантов и аспирантов
(апрель 2007 года)

Ответственный за выпуск П.И. Климович
Технический редактор М.И. Гриневич
Компьютерная верстка Е.А. Дерюгиной

Подписано в печать 04.01.2008.

Формат 60x84 1/8. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 41,66. Уч.-изд. л. 16,32. Тираж 200. Заказ 3.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский национальный технический университет.
Лицензия ЛИ № 02330/0131627 от 01.04.2004.
220013, г. Минск, проспект Независимости, 65.