

С. Торайғыров атындағы Павлодар мемлекеттік  
университетінің ғылыми журналы  
Научный журнал Павлодарского государственного  
университета имени С. Торайғырова

---

1997 ж. құрылды  
Оттыққа к 1997 ж.



**ПМУ  
ХАБАРШЫСЫ**

**ВЕСТНИК ПГУ**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЕРИЯ**

**1 2013**

---

---

---

Научный журнал Павлодарского государственного университета  
имени С. Торайгырова

### СВИДЕТЕЛЬСТВО

о постановке на учет средства массовой информации

№ 4533-Ж

выдано Министерством культуры, информации и общественного согласия

Республики Казахстан

31 декабря 2003 года

Кислов А.П., к.т.н., доцент (главный редактор);  
Леньков Ю.А., к.т.н., доцент (зам. гл. редактора);  
Акаев А.М., магистр (отв. секретарь);

### Редакционная коллегия:

Алиферов А.И., д.т.н., профессор, зав.каф.НГТУ (г. Новосибирск, Россия);  
Боровиков Ю.С., к.т.н., профессор Национального исследовательского  
ТПУ, проректор-директор Энергетического института (г. Томск, Россия);  
Глазырин А.И., д.т.н., профессор;  
Горюнов В.Н., д.т.н., профессор ОмГТУ, директор Энергетического  
института (г. Омск, Россия);  
Говорун В.Ф., д.т.н., профессор;  
Захаров И.В., д.т.н., профессор;  
Клецель М.Я., д.т.н., профессор;  
Никифоров А.С., д.т.н., профессор;  
Тастенов А.Д., к.т.н., доцент;  
Хацевский В.Ф., д.т.н., профессор;  
Альжанова М.К. (тех. редактор).

За достоверность материалов и рекламы ответственность несут авторы и рекламодатели.

Мнение авторов публикаций не всегда совпадает с мнением редакции.

Редакция оставляет за собой право на отклонение материалов.

Рукописи и дискеты не возвращаются.

При использовании материалов журнала ссылка на «Вестник ПГУ» обязательна.

## МАЗМҰНЫ

<b>Абенов А. Қ., Азаматова Д. А., Глазырин А. И.</b> Су тазартудың мембраналық технологиясы және мембраналық сүзгілер ....9	
<b>Айтулов Р. К., Сероокая В. Н., Каупин А. Н., Глазырин А. И.</b> Жарық жүйелеріндегі энергияны үнемдеу ..... 13	13
<b>Алигожин А. А., Сероокая В. Н., Айтулов Р. К., Глазырин А. И.</b> Мәселе жаңартылатын көз қуаттарын пайдалануында ..... 19	19
<b>Бойко Г. Ф., Птицына Е. В., Птицын Д. В.</b> Павлодар энергетикасының қайнар көздерінде ..... 26	26
<b>Григорьев О. О., Глазырин В. А., Сероокая В. Н., Смагулов К. А.</b> Өнеркәсіпте энергияны үнемдеу және бөлу ..... 32	32
<b>Жунусов А. К., Сембаев Н. С., Жунусова А. К.</b> Болаттың қышқылсыздандыру технологиясын жетілдіру ..... 38	38
<b>Зайцева Н. М., Исабекова Б. Б.</b> Жерлендіру электр сипаттамасын есептеуін автоматтандыру ..... 46	46
<b>Каупин А. Н., Айтулов Р. К., Молдабаев Т. К., Глазырин А. И.</b> Өндірістік қазандардағы энергияны сақтауы ..... 49	49
<b>Қырықбай Ә., Глазырин А. И., Смаилов К.</b> Жылуэнергетикалық қондырғы металының кристаллралалық коррозиясы ..55	55
<b>Молдабаев Т. К., Глазырин А. И., Таттыбекова К. Ж., Каупин А. Н.</b> Геотермалді жылу пайдаланудың мүмкіндігі туралы ..... 61	61
<b>Новожилов А. Н., Антонцев А. В., Крюкова Е. В., Исупова Н. А., Новожилов Т.А.</b> Жасанды нейронды жүйелерді қолдану арқылы ауыспалы тоқты электрлі машина роторының эксцентриситетінің диагностикасы ..... 68	68
<b>Риттер Д. В., Қинаят Е. Ж., Латыпов С. И.</b> Біртартылымды толқынжүргізгіштің балласт жүктері ..... 76	76
<b>Рындин В. В., Қайыржанов Р. Е., Сагинаева А. Т.</b> Қазақстанның газқұбырлары ..... 80	80
<b>Серебряков В. А., Глазырин В. А., Шаяхметов А. С., Смагулов К. А.</b> Қалдықсыз өндіріс және пайдалану өндірістік және тұрмыстық қалдықтар ..... 93	93
<b>Сероокая В. Н., Григорьев О. О., Айтулов Р. К., Глазырин А. И.</b> Индустриялық кәсіпорынның энергияаудитының ерекшеліктері мен оның кезеңдері ..... 100	100
<b>Смагулов К. А., Григорьев О. О., Серебряков В. А., Тулеев Е. С., Глазырин А. И.</b> Берілген мақалада ЖЭК-те энергияны үнемдеудің негізгі басымдылығы ..... 107	107
<b>Смагулов К. А., Григорьев О. О., Сероокая В. Н., Глазырин А. И.</b> Энергия кезін альтернативті қолдану болашағы туралы ..... 114	114
<b>Смаилов Қ. С., Қырықбай Ә., Глазырин А. И.</b> Су дайындайтын қондырғылар мен барабанды қазандардың сулы-химиялық режимі ..... 120	120

<b>Таттыбекова К. Ж., Тулев Е. С., Молдабаев Т. К., Глазырин А. А.</b> Космостық, сутекті және биоотынның энергетикасы .....	127
<b>Тулев Е.С., Смагулов К. А., Таттыбекова К. Ж., Глазырин А. А.</b> Жылулықтың шығындары мен жылуды үнемдеу жүйесі және кептіргіш қондырғылары.....	131
<b>Шаяхметов А. С., Глазырин В. А., Серебряков В. А., Алигожин А. А.</b> Энергия өндіруге қиыстырылған күйінде энергия үнемдеу .....	139
<b>Сарсикеев Е., Ляпунов Д., Мұстафина Р., Тастөнов А.</b> Желдік-дизельдік кешеннің реттеу жүйесі.....	147
<b>Клецель М. Я., Кабдуалиев Н. М., Машрапов Б. Е., Нефтисов А. В.</b> Магнит басқарушы контакттарда фазааралық тұйықталулардан электр стансасының өзіндік қажеттіліктерінің элементерін қорғау .....	159
Біздің авторлар .....	172
Авторлар үшін ереже.....	175

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Абенов А. К., Азаматова Д. А., Глазырин А. И.</b> Мембранная технология очистки воды и мембранные фильтры.....	9
<b>Айтулов Р. К., Сероокая В. Н., Каупин А. Н., Глазырин А. И.</b> Энергосбережение в системах освещения.....	13
<b>Алигожин А. А., Сероокая В. Н., Айтулов Р. К., Глазырин А. И.</b> Проблемы при использовании возобновляемых источников энергии.....	19
<b>Бойко Г. Ф., Птицына Е. В., Птицын Д. В.</b> У истоков энергетики Павлодара.....	26
<b>Григорьев О. О., Глазырин В. А., Сероокая В. Н., Смагулов К. А.</b> Энергосбережение при производстве и распределении энергии.....	32
<b>Жунусов А. К., Сембаев Н. С., Жунусова А. К.</b> Совершенствование технологии раскисления стали.....	38
<b>Зайцева Н. М., Исабекова Б. Б.</b> Автоматизация расчета электрических характеристик заземлителей .....	46
<b>Каупин А. Н., Айтулов Р. К., Молдабаев Т. К., Глазырин А. И.</b> Энергосбережение в промышленных котельных.....	49
<b>Кырыкбай А., Глазырин А. И., Смаилов К.</b> Межкристаллитная коррозия металла барабанных котлов .....	55
<b>Молдабаев Т. К., Глазырин А. И., Таттыбекова К. Ж., Каупин А. Н.</b> О возможности использования геотермального тепла.....	61
<b>Новожилов А. Н., Антонцев А. В., Крюкова Е. В., Исупова Н. А., Новожилов Т. А.</b> Диагностика эксцентриситета ротора электрической машины переменного тока с использованием искусственных нейронных сетей.....	68
<b>Риттер Д. В., Кинаят Е. Ж., Латыпов С. И.</b> Балластные нагрузки однопроводных волноводов.....	76
<b>Рындин В. В., Кауржанов Р. Е., Сагинаева А. Т.</b> Газопроводы Казахстана.....	80
<b>Серебряков В. А., Глазырин В. А., Шяхметов А. С., Смагулов К. А.</b> Безотходное производство и использование производственных и бытовых отходов.....	93
<b>Сероокая В. Н., Григорьев О. О., Айтулов Р. К., Глазырин А. И.</b> Особенности энергоаудита промышленных предприятий и его этапы.....	100
<b>Смагулов К. А., Григорьев О. О., Серебряков В. А., Тулеев Е. С., Глазырин А. И.</b> Основные приоритеты энергосбережения в ТЭК.....	107
<b>Смагулов К. А., Григорьев О. О., Сероокая В. Н., Глазырин А. И.</b> О перспективах использования альтернативных источников энергии .....	114
<b>Смаилов К. С., Кырыкбай А., Глазырин А. И.</b> Водоподготовительные установки и водно-химический режим барабанных котлов .....	120

<b>Таттыбекова К. Ж., Тулев Е. С., Молдабаев Т. К., Глазырин А. А.</b> Космическая, водородная и биотопливная энергетика .....	127
<b>Тулев Е.С., Смагулов К. А., Таттыбекова К. Ж., Глазырин А. А.</b> О потерях теплоты в системе теплоснабжения и сушильных установках .....	131
<b>Шаяхметов А. С., Глазырин В. А., Серебряков В. А., Алигожин А. А.</b> Энергосбережение при комбинированной выработке энергии.....	139
<b>Сарсикеев Е.Ж., Ляпунов Д.Ю., Мустафина Р. М., Тастенов А. Д.</b> Система регулирования ветро-дизельного комплекса .....	147
<b>Клецель М. Я., Кабдуалиев Н. М., Машрапов Б. Е., Нефтисов А. В.</b> Защита элементов собственных нужд электростанции от междуфазных замыканий на магнитоуправляемых контактах .....	159
Наши авторы .....	172
Правила для авторов .....	175

---

**CONTENT**

<b>Abenov A. K., Azamatova D. A., Glazyrin A. I.</b> Membrane technology of water purification and membrane filters .....	9
<b>Aitulov R. K., Serookaya V. N., Kaupin A. N., Glazyrin A. I.</b> Energy saving lighting systems .....	13
<b>Aligozhin A. A., Serookaya V. N., Aitulov R. K., Glazyrin A. I.</b> Problems with the use of renewable energy sources .....	19
<b>Boyko G. F., Ptitsyna E., Ptitsyn D. V.</b> At the source of energetics of Pavlodar .....	26
<b>Grigoriev O. O., Glazyrin V. A., Serookaya V. N., Smagulov K. A.</b> Energy saving in energy production and distribution .....	32
<b>Junusov A. K., Sembaev N. S., Junusova A. K.</b> Optimization of steel making technology .....	38
<b>Zaytseva N. M., Issabekova B. B.</b> Automation of calculation of electric characteristics of grounding conductors ...	46
<b>Kaupin A. N., Aitulov R. K., Moldabaev T. K., Glazyrin A. I.</b> Energy saving in industrial boilers .....	49
<b>Kyrykbay A., Glazyrin A. I., Smailov K.</b> Intercrystalline corrosion of metal of the heat power equipment .....	55
<b>Moldabaev T. K., Glazyrin A. I., Tattybekova K. Zh., Kaupin A. N.</b> The possibility of using geothermal heat .....	61
<b>Novozhilov A. N., Antontsev A. V., Krukova E. V., Isupova N. A., Novozhilov T. A.</b> Diagnostics of eccentricities of a rotor in an AC electrical machine using artificial neural networks .....	68
<b>Ritter D. V., Kinayat E. Z., Latypov S. I.</b> Single-wire waveguides ballasting .....	76
<b>Ryndin V. V., Kairzhanov R. E., Saginaeva A. T.</b> Gas mains of Kazakhstan .....	80
<b>Serebryakov V. A., Glazyrin V. A., Shayakhmetov A. S., Smagulov K. A.</b> Wasteless production and use of industrial and domestic wastes .....	93
<b>Serookaya V. N., Grigoriev O. O., Aytulov R. K., Glazyrin A. I.</b> Features of energy audit of industrial enterprises and its phases .....	100
<b>Smagulov K. A., Grigoriev O. O., Serebryakov V. A., Tulev E. S., Glazirin A. I.</b> Main priorities of energy saving in FEC .....	107
<b>Smagulov K. A., Grigoriev O. O., Serookaya V. N., Glazyrin A. I.</b> On the prospects of alternative energy sources .....	114
<b>Smailov K., Kyrykbai A., Glazyrin A. I.</b> Water-treatment options and water-chemical mode of drum caldrons .....	120
<b>Tattybekova K. Zh., Tulev E. S., Moldabaev T. K., Glazyrin A. A.</b> Cosmic, hydrogen and biofuel energy .....	127

<b><i>Tulev E. S., Smagulov K. A., Tattybekova K. Zh., Glazyrin A. A.</i></b>	
The losses of heat in the heating system and drying units.....	131
<b><i>Shayakhmetov A. S. Glazyrin V. A., Serebryakov V. A., Aligozhin A. A.</i></b>	
Energy-savings at the combined development of energy .....	139
<b><i>Sarsikev E., Lyapunov D., Mustafina R., Tastenov A.</i></b>	
Control system of wind-diesel complex .....	147
<b><i>Kletsel M. Ya., Kabdualiev N. M., Mashrapov B. E., Neftisov A.V.</i></b>	
Protection of elements of characteristic needs of power plant against interphase short circuits on magnetooperated contacts .....	159
Our authors.....	172
Rules for authors .....	175

УДК 621.182.12

**А. К. Абенов, Д. А. Азаматова, А. И. Глазырин****МЕМБРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ И  
МЕМБРАНЫЕ ФИЛЬТРЫ**

*В данной статье рассмотрена технология очистки воды. Показаны преимущества мембранной технологии водоподготовки перед химическими методами.*

Около 40 лет назад начала развиваться принципиально иная технология очистки воды — мембранная технология. Она основана на пропускании воды под давлением через полупроницаемую мембрану и разделении воды на два потока: фильтрат (очищенная вода) и концентрат (концентрированный раствор примесей). Явление прохождения воды через пленку из малоконцентрированного раствора в более концентрированный раствор было открыто еще в XVIII в. Это явление получило название осмоса, а пленка, пропускающая воду, названа мембраной. Явление осмоса лежит в основе обмена веществ всех живых организмов. Благодаря ему в каждую живую клетку поступают питательные вещества и, наоборот, выводятся шлаки. Явление осмоса наблюдается, когда два соляных раствора с разными концентрациями разделены полупроницаемой мембраной. Эта мембрана пропускает молекулы и ионы определенного размера, но служит барьером для веществ с молекулами большего размера. Таким образом, молекулы воды способны проникать через мембрану, а молекулы растворенных в воде солей — нет.

Если по разные стороны полупроницаемой мембраны находятся соледержащие растворы с разной концентрацией, молекулы воды будут перемещаться через мембрану из слабо концентрированного раствора в более концентрированный, вызывая в последнем повышение уровня жидкости. Из-за явления осмоса процесс проникновения воды через мембрану наблюдается даже в том случае, когда оба раствора находятся под одинаковым внешним давлением. Было установлено, что процесс этот продолжается до тех пор, пока между растворами не установится определенная разница в давлении, так называемое осмотическое давление — сила, под действием которой вода проходит через мембрану. В 60-е годы XX в. было обнаружено, что если искусственно к концентрированному раствору приложить давление, больше осмотического, то будет протекать обратный процесс: молекулы воды будут переходить из концентрированного раствора в разбавленный. Этот процесс называется «обратным осмосом». В процессе обратного осмоса вода и растворенные в ней вещества разделяются на молекулярном уровне.

при этом с одной стороны мембраны накапливается практически идеально чистая вода, а все загрязнения остаются по другую ее сторону. Тогда ученые пришли к выводу, что явление обратного осмоса можно использовать для очистки воды от различных примесей, так как обратный осмос обеспечивает гораздо более высокую степень очистки, чем большинство традиционных методов фильтрации, основанных на фильтрации механических частиц и адсорбции ряда веществ с помощью активированного угля. Кроме того, метод обратного осмоса гораздо проще и дешевле в эксплуатации по сравнению с ионообменными системами. Первоначально обратный осмос применялся для опреснения морской воды. Постепенно стали изготавливаться мембраны с различным диаметром пор, соответственно обеспечивающие разную чистоту воды на выходе.

Мембранные процессы можно классифицировать по размерам задерживаемых частиц на следующие типы:

- микрофильтрационные (MF),
- ультрафильтрационные (UF),
- нанофильтрационные (NF),
- обратноосмотические (RO).

При переходе от микрофильтрации к обратному осмосу размер пор мембраны уменьшается и, следовательно, уменьшается минимальный размер задерживаемых частиц. При этом, чем меньше размер пор мембраны, тем большее сопротивление она оказывает потоку и тем большее давление требуется для процесса фильтрации.

Микрофильтрационные мембраны с размером пор 0,1-1,0 мкм задерживают мелкие взвеси и коллоидные частицы, определяемые как мутность. Как правило, они используются, когда есть необходимость в грубой очистке воды или для предварительной подготовки воды перед более глубокой очисткой.

Ультрафильтрационные мембраны с размером пор от 0,01 до 0,1 мкм удаляют крупные органические молекулы (молекулярный вес больше 10 000), коллоидные частицы, бактерии и вирусы, не задерживая при этом растворенные соли. Такие мембраны применяются в промышленности и в быту и обеспечивают стабильно высокое качество очистки от вышеперечисленных примесей, не изменяя при этом минеральный состав воды.

Нанофильтрационные мембраны характеризуются размером пор от 0,001 до 0,01 мкм. Они задерживают органические соединения с молекулярной массой выше 300 и пропускают 15-90 % солей в зависимости от структуры мембраны.

Обратноосмотические мембраны содержат самые узкие поры, и потому являются самыми селективными. Они задерживают все бактерии и вирусы, большую часть растворенных солей и органических веществ (в том числе железо и гумусовые соединения, придающие воде цветность и патогенные

вещества), пропуская лишь молекулы воды небольших органических соединений и легких минеральных солей. В среднем РО мембраны задерживают 97-99 % всех растворенных веществ, пропуская лишь молекулы воды, растворенных газов и легких минеральных солей. Такие мембраны используются во многих отраслях промышленности, где есть необходимость в получении воды высокого качества (разлив воды, производство алкогольных и безалкогольных напитков, пищевая промышленность, фармацевтика, электронная промышленность и т. д.). Использование двухступенчатого обратного осмоса (вода дважды пропускается через обратноосмотические мембраны) позволяет получить дистиллированную и деминерализованную воду. Такие системы являются экономически выгодной альтернативой дистилляторам-испарителям и используются на многих производствах (гальваника, электроника и т. д.). В последние годы начался новый бум в мембранной технологии. Мембранные установки стали все больше и больше использоваться в быту. Это стало возможным благодаря научным и технологическим достижениям: мембранные аппараты стали дешевле, возросла удельная производительность и снизилось рабочее давление. Системы обратного осмоса позволяют получить чистойшую воду, удовлетворяющую СанПиН «Питьевая вода» и европейским стандартам качества для питьевого водопользования, а также всем требованиям для использования в бытовой технике, системе отопления и сантехнике.

Наибольшее признание получили обратноосмотические системы благодаря уникальному качеству воды, достигаемому после фильтрации. Такие мембраны эффективно справляются с низкомолекулярными гуминовыми соединениями, которые придают воде желтоватый оттенок и ухудшают ее вкусовые свойства, и которые очень трудно удалить другими методами. С использованием мембранных обратноосмотических систем можно получить чистойшую воду. Такая вода не только безопасна для здоровья, но и сохраняет белоснежность дорогостоящей сантехники, не выводит из строя бытовую технику и систему отопления, и просто радует глаз.

Мембранные системы имеют и ряд других достоинств. Во-первых, загрязнения не накапливаются внутри мембраны, а постоянно сливаются в дренаж, что исключает вероятность их попадания в очищенную воду. Благодаря такой технологии даже при значительном ухудшении параметров исходной воды качество очищенной воды остается стабильно высоким. Может лишь понизиться производительность, о чем потребитель узнает по счетчикам, встроенным в систему. В этом случае мембрану необходимо промыть специальными реагентами. Такие промывки проводятся регулярно (примерно 4 раза в год) специалистами сервисной службы. Одновременно производится контроль работы установки. Другое преимущество — отсутствие химических сбросов и реагентов, что обеспечивает экологическую

безопасность. Мембранные системы компактны и прекрасно вписываются в интерьер. Они просты в эксплуатации и не нуждаются во внимании со стороны пользователя.

Однако мембранные системы очистки воды достаточно дорогостоящи. Но, учитывая то, что при использовании «накопительных» систем скорее всего понадобится несколько установок различного действия, то общая их стоимость тоже обойдется недешево. А если говорить об эксплуатационных затратах, то для мембранных систем они значительно меньше.

Мембранная технология активно развивается. Установки постоянно совершенствуются. Современные системы практически полностью автоматизированы, оснащены системой блокировки в случае перебоев в подаче электроэнергии и защитой от «сухого хода». Мембранная фильтрация получает все большую популярность в бытовом использовании благодаря надежности, компактности, удобству в эксплуатации и, конечно же, стабильно высокому качеству получаемой воды. Многие утверждают, что только благодаря обратному осмосу узнали настоящий цвет чистой воды.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Водоподготовка : Справочник. / Под ред. д.т.н., действительного члена Академии промышленной экологии С. Е. Беликова. - М. : Аква – Терм. 2007. - 240 с.

2 **Фрог, Б. Н., Левченко, А. П.** Водоподготовка : Учебн. пособие для вузов. - М. Издательство МГУ, 1996 г. - 680 с; 178 ил.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 27.04.13.

*А. Қ. Абенов, Д. А. Азаматова, А. И. Глазырин*

**Су тазартудың мембраналық технологиясы және мембраналық сүзгілер**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 27.04.13 редакцияға түсті.

*A. K. Abenov, D. A. Azamatova, A. I. Glazyrin*

**Membrane technology of water purification and membrane filters**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 27.04.13.

*Осы мақалада суды тазартудың технологиясы қарастырылған. Су дайындаудың химиялық әдістерге қарағанда мембраналық технологиясының артықшылықтары көрсетілген.*

*In this article the technology of water purification is considered. Advantages of membrane technology of water treatment before chemical methods are shown.*

УДК 628.981.001.375

**Р. К. Айтулов, В. Н. Серокая, А. Н. Каупин,  
А. И. Глазырин**

## **ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ОСВЕЩЕНИЯ**

*В этой работе рассматриваются методы энергосбережения в системах освещения.*

**Энергоэкономичные источники света.** Все более широкое применение находят системы автоматического управления включением, отключением светильников и автоматического регулирования освещенности, а также энергоэкономичные источники света. Зарубежный опыт свидетельствует, что автоматизация освещения позволяет снизить энергопотребление на 30-50%.

В настоящее время выпускаются различные источники света, характеристики которых приведены в таблице 1. Из приведенных данных видно, что лампы накаливания по своей эффективности в 2 и более раза ниже, чем остальные.

Возможность экономии энергии определяется выбором источников света. С появлением около десяти лет назад электронных пускорегулирующих аппаратов (ЭПРА) возникла возможность создания более энергоэкономичных светильников с компактными люминесцентными лампами (КЛЛ). Сокращение расхода электроэнергии и повышение КПД лампы происходит в результате повышения напряжения питания частотой 20 кГц; многократное увеличение светоотдачи поверхности осветительного прибора позволяет уменьшить его габариты. Срок службы лампы достигает 9 000 часов. Компактная лампа мощностью 10 Вт обеспечивает такую же освещенность, что и обычная лампа накаливания мощностью 50 Вт. Срок окупаемости КЛЛ составляет 1-2 года.

Кроме замены источников света, имеются и другие способы повышения экономии энергии при использовании осветительных установок.

Экономия электроэнергии зависит от сочетания и размещения источников света и светильников. Использование одной более мощной лампы накаливания или люминесцентной позволяет уменьшить потребление энергии без снижения освещенности.

Добиться значительной экономии электроэнергии можно при разумном сочетании общего и локального (местного) освещения на рабочем столе, в гостиной для просмотра телевизионных программ, у зеркала в прихожей и т.п.

Хорошо предусмотреть возможность включения части ламп в светильниках, автоматического отключения освещения при выходе из комнаты, использовать современные энергосберегающие лампы. Среди обилия выпускаемых светильников экономичность энергосбережения довольно часто выпадает из поля зрения конструкторов. Расход электроэнергии на освещение может быть сокращен на 10-25% за счет замены ламп накаливания люминесцентными лампами, рационального освещения в квартирах и правильной эксплуатации светильников.

Таблица 1.1 – Характеристика источников освещения

Тип источника света	Маркировка	Светоотдача, лм / Вт		Коэффициент запаса, Кзп	Срок службы, ч
		диапазон	обычная		
Лампы накаливания -	ЛН	8-18	12	1,1	1000
Галогенные лампы накаливания	КГ	16-24	18	1,1	2000
Ртутно - вольфрамовые лампы	РВЛ	20-28	22	1,2	6000
Ртутные лампы высокого давления	ДРЛ	36-54	- 50	1,3	12000
Натриевые лампы высокого давления	ДНаТ	90-120	100	1,3	12000
Металлогенные лампы высокого давления	ДРИ	70-90	80	1,3	12000
Люминесцентные лампы низкого давления	ЛБ	60-80	70	1,3	10000
Люминесцентные лампы низкого давления с улучшенной цветопередачей	ЛБЦТ	70-95	90	1,25	10000
Компактные люминесцентные лампы низкого давления	КЛЛ	60-70	67	1,25	9000
Натриевые лампы низкого давления	ДНаО	120-180	-	1,3	12000

Разработана комплексная программа по созданию и внедрению в производство энергосберегающих источников света: криптоновых ламп мощностью до 100 Вт, компактных и фигурных люминесцентных ламп с резьбовым цоколем. При полной замене ламп накаливания на люминесцентные компактные лампы потребление электроэнергии для освещения уменьшается примерно в пять раз.

Эффективным является пакетный способ размещения светильников вместо линейного способа. При линейном - осветительная арматура располагается в виде отдельных линий, а при пакетном - над рабочим местом располагают несколько светильников. Практика показала, что один и тот же уровень освещенности рабочего места при пакетном способе поддерживается в 2 раза меньшим числом светильников. Использование комбинированного общего и местного освещения, искусственного и естественного освещения позволяет уменьшить потребление электроэнергии. В соответствии с ограничениями по дискомфорту освещения нельзя использовать только местное освещение рабочих мест. Оно должно обязательно дополнено общим с пониженной освещенностью. Регулярная протирка остекления позволяет снижать продолжительность горения ламп при двухсменной работе предприятия на 15% в зимнее время и на 90% - в летнее. Правильный выбор типа светильника, мощности и места его установки позволяет экономить 40-50% расходуемой на освещение электроэнергии

Более экономичными источниками света являются люминесцентные лампы. Они обладают благоприятным светом излучения. Люминесцентное освещение создает благоприятные условия для отдыха, снижает утомляемость, способствует увеличению производительности труда. По цветности излучения люминесцентные лампы делятся на:

- 1) лампы белого света (ЛБ);
- 2) лампы дневного света (ЛД);
- 3) лампы дневного света с исправленной цветностью (ЛДЦ);
- 4) лампы холодно-белого света (ЛХБ);
- 5) лампы тепло-белого света (ЛТБ), которые имеют явно выраженный розовый оттенок.

Наиболее экономичными и универсальными являются лампы белого света (ЛБ). Они обеспечивают значительно лучшую цветопередачу, чем лампы накаливания и по цветности воспроизводят приблизительно солнечный свет, отраженный облаками. Применение ламп ЛБ целесообразно в детских комнатах для подготовки школьных заданий и при чертежных работах.

К важнейшим характеристикам люминесцентных ламп следует отнести то, что световой поток их больше, чем ламп накаливания. Срок службы люминесцентных ламп более 5000 ч. Экономии электроэнергии также способствует установка в комнатах двойных выключателей. Это позволяет при необходимости включать люстры полностью или частично.

Настольная лампа с лампочкой 30 Вт позволяет достичь лучшей освещенности на столе, чем люстра с 3-5 лампочками мощностью 180-300 Вт. Двойной выигрыш зрения и энергии. С точки зрения энергосбережения хорош прибор плавного включения света. Лампы КЛЛ (компактные люминесцентные лампы) потребляют электроэнергии в 67 раз меньше в сравнении с лампами накаливания при одинаковой освещенности.

При освещении лестничных площадок и коридоров в домах устанавливаются реле времени или автоматические выключатели с выдержкой времени. От контроля за исправной работой этих устройств со стороны домоуправлений и жильцов в значительной степени будут зависеть экономный расход электроэнергии в местах общего пользования.

**Энергосберегающее освещение помещений с высотой потолков выше 6 метров.** До недавнего времени использование высокоэффективного источника света - люминесцентной лампы было невозможно в помещениях с большой высотой потолков. Между тем, люминесцентная лампа имеет ряд существенных преимуществ: светоотдача лампы с трубкой Т5 - до 105 лм/Вт; высокий уровень цветопередачи - индекс 85; срок службы от 20000 до 58000 ч; малая чувствительность к включениям/выключениям; время включения при использовании электронного балласта - менее 0,9 сек; низкая цена - 130-200 руб. (80Вт); низкое содержание ртути 5-20 мг.

С недавнего времени использование люминесцентных ламп стало возможным и в помещениях с высотой потолков свыше 6 м. За счет применения специально рассчитанных отражателей, имеющих сложную форму поверхности и высококачественное покрытие, светильники с люминесцентными лампами стало возможным использовать на высотах до 45 м.

За счет правильно подобранного отражателя, позволяющего использовать люминесцентную лампу с учетом конкретной задачи (освещение складских проходов, освещение производственных помещений, прочих условий) появляется возможность направить световой поток точно в то место, где он необходим. Избежав при этом лишнего рассеивания, и, соответственно, расходования электроэнергии.

**Автоматизации в системах освещения.** Использование светильников с люминесцентными лампами дает возможность внедрять управление освещением с различной степенью автоматизации - начиная от простейших элементов управления (датчиков присутствия и движения) и заканчивая системами позволяющими осуществлять сложное управление.

В целях создания комфортных условий в учебных аудиториях и экономии электроэнергии рекомендуем использовать автоматические системы управления освещением. При использовании автоматизированной системы управления освещением используются светильники с датчиками регулирования уровня освещенности. В светильниках применяется электронная

ПРА (пускорегулирующий аппарат) с автоматическим поддержанием заданного уровня освещенности. К электронной ПРА подключается датчик естественного уровня освещенности, который фиксирует интенсивность внешнего освещения поступающий через окна. В ясную солнечную погоду светильник автоматически уменьшает световой поток, в пасмурную погоду или темное время суток светильник автоматически увеличивает световой поток. Регулировка происходит плавно, почти незаметно для человеческого глаза, в пределах от 5 до 100% светового потока лампы. При регулировании поддерживается заданный нормативный уровень освещенности.

Такие светильники с автоматическим поддержанием заданного уровня освещенности наиболее часто применяется в учебных аудиториях, школьных классах и дошкольных учреждениях. В силу того, что большие окна данных помещений способствуют проникновению большого количества естественного светового потока.

**Экономичное освещение здания.** Применение различных видов светильников и ламп открывает широкие возможности для осуществления дизайнерских замыслов в художественной подсветке зданий путём создания освещения различного типа. Правильный выбор светотехнического оборудования и источников света - основная задача в проектах освещения фасадов зданий.

Многообразие светильников на современном рынке осветительного оборудования позволяет подобрать оптимальные изделия, которые эффективно справятся с поставленными задачами фасадного освещения объектов. Главное требование к светотехническим приборам, применяемым для освещения фасадов зданий - это высокий уровень защищённости по международной классификации IP (не ниже IP 65), который обеспечивает должную электробезопасность и продолжительный срок службы всей системе декоративной подсветки. Второе правило выбора светильников для освещения фасадов зданий - это возможность оснащения осветительного оборудования мощными, но экономичными лампами, так как подобные программы, как правило, требуют значительных бюджетов. Светотехнические приборы, задействованные в этих проектах, также должны обладать производительной оптикой, которая обеспечит высокий коэффициент полезного действия осветительному оборудованию и положительные показатели в энергосбережении.

Для локального освещения фасадов в выступающих карнизах и навесных арках размещают потолочные светильники направленного света. Это светотехническое оборудование оснащается экономичными металлогалогенными лампами, которые генерируют насыщенное световое поле в прозрачном спектре с высокой цветопередачей. Такой тип освещения идеально подходит к любому материалу - мрамору, бетону, алюминию или

стеклу из которого выполнен фасад архитектурного объекта. Встраиваемые светильники с металлогалогенными источниками света особенно эффективно освещают разноцветные элементы культовых сооружений. Сверхпрочный стальной корпус и темперированное стекло обеспечивают светильникам этого класса высшую степень пылевлагозащищённости.

Настенные светильники для декоративного освещения в различных вариантах исполнения имеют более широкие возможности для монтажа и способны создавать как локальную, так и скрытую подсветку. Особенно интересны с точки зрения функционального использования настенные светильники с поворотным корпусом, который позволяет мобильно изменять направление световых потоков в ручном режиме. Подобное светотехническое оборудование используется для создания локальной подсветки труднодоступных участков фасадов архитектурных объектов. Возможность применения металлогалогенных источников различной мощности в настенных светильниках для освещения фасадов зданий расширяет область их использования в соответствии с энергосберегающими принципами того или иного проекта. Некоторые модели настенных светильников для декоративного освещения в соответствии с поставленными задачами способны генерировать различные по ширине световые пучки, что является интересным с точки зрения дизайнерской составляющей проекта.

Самым распространённым видом светотехнического оборудования, применяемым в архитектурной подсветке, являются прожекторы с различными техническими характеристиками. Именно прожекторы способны обеспечить тотальное заливающее освещение больших архитектурных объектов. Применение различных видов отражателей определяет разные по своей конфигурации световые потоки, а использование ртутных, натриевых и металлогалогенных ламп формирует широкий выбор цвета и насыщенности светового поля. В некоторых моделях современных прожекторов корпус изготовлен таким образом, что можно менять направление света без демонтажа осветительного оборудования. Первоклассная защищённость и надёжность прожекторов обусловили их широкое применение в наружных системах декоративной архитектурной подсветки.

Проекты по освещению фасадов зданий сегодня пользуются большой популярностью у муниципальных организаций, коммерческих организаций и частных лиц, что и обеспечивает высокую динамику потребительского спроса на соответствующее светотехническое оборудование.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Айзенберг, Ю. Б. Современные проблемы энергоэффективного освещения. Энергосбережение. 2009. №1.

- 2 Информационный бюллетень «Энергосовет», №6 (11), 2010 г.
- 3 Журнал «Энергобезопасность и энергосбережение» №4 (28), 2009 г.
- 4 Журнал «Магазин свет», №4, 2010 г.
- 5 Журнал «ЭНЕРГОСОВЕТ», №7, 2010 г.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 16.04.13.

*Р. К. Айтұлов, В. Н. Сероокая, А. Н. Каупин, А. И. Глазырин*

**Жарық жүйелеріндегі энергияны үнемдеу**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 16.04.13 редакцияға түсті.

*R. K. Aitulov, V. N. Serookaya, A. N. Kaupin, A. I. Glazyrin*

**Energy saving lighting systems**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 16.04.13

*Бұл жұмыс жарық жүйелеріндегі энергияны үнемдеудің әдістері  
қаралады.*

*In this work the method of energy saving in lighting systems is reviewed.*

УДК 620.9

**А. А. Алигожин, В. Н. Сероокая, Р. К. Айтұлов,  
А. И. Глазырин**

**ПРОБЛЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

*В этой статье рассматриваются проблемы возобновляемых  
источников энергии.*

**Проблемы при использовании возобновляемых источников энергии.**  
В последние годы на международных рынках органического топлива,  
которое было, есть и будет в обозримом будущем основой мирового

топливно-энергетического баланса, установилась довольно благоприятная для его потребителей ситуация. Спрос на него удовлетворяется практически в полном объеме. При этом цены остаются довольно стабильными и сравнительно доступными. Однако, как известно, ресурсы органического топлива сокращаются по мере их разработки на миллиарды тонн в год. При современном уровне потребления энергоресурсов нефти должно хватить на 50 лет, природного газа - на 73, каменного угля - на 170, бурого угля - на 500 лет.

Запасы ископаемых топлив на планете распространены очень неравномерно. В ряде стран их практически нет, и для них найти местные источники энергии - значит обеспечить свою энергетическую безопасность. Это, к счастью, не относится к России. Также очевидно, что по мере исчерпания запасов ископаемых топлив или истощения наиболее доступных, их стоимость будет возрастать и, следовательно, возникнет экономическая необходимость отыскивать и использовать альтернативные источники энергии. Наконец, использование органического топлива наносит окружающей среде непоправимый вред. Это серьезный аргумент в пользу экологически чистых источников энергии.

До середины 80-х гг. динамично развивающаяся атомная энергетика считалась основной альтернативой энергетике, потребляющей органическое топливо. Однако под влиянием ряда нерешенных проблем обеспечения безопасной эксплуатации АЭС (особенно обострившихся после чернобыльской катастрофы), безопасного обращения с радиоактивными отходами, в связи с удорожанием и увеличением сроков строительства атомных энергоблоков, а также из-за существующей во многих странах общественной оппозиции к атомной энергетике темпы ее развития значительно снизились. В настоящее время лишь Франция и Япония планируют расширение мощностей АЭС.

Поэтому наиболее подходящей альтернативой органическому топливу являются нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ). К ним относятся солнечная энергия, энергия ветра, биомассы, малых рек, приливная, волновая, энергия океана. Правда, последних три не нашли пока сколько-нибудь широкого применения. Иногда к НВИЭ причисляют также и тепловые насосы, которые могут рассматриваться таковыми только условно - в сочетании с природными или искусственными низкотемпературными источниками тепла.

Потенциал НВИЭ планеты чрезвычайно велик. Достаточно сказать, что тепло, получаемое землей от солнца за год, примерно в 20000 раз превосходит годовое потребление энергии всем человечеством. Весьма велики потенциалы ветровой энергии и энергии биомассы.

Однако все НВИЭ обладают одним важным недостатком - малой плотностью потоков энергии. Так, например, удельная мощность потока

солнечной энергии на поверхности Земли не превышает  $1 \text{ кВт/м}^2$ , а плотность мощности воздушного потока при его скорости  $7 \text{ м/с}$  около  $150 \text{ Вт/м}^2$ . Это означает, что для получения от НВИЭ сколько-нибудь заметных мощностей необходимо собирать энергию с весьма больших площадей, что требует создания больших и дорогостоящих установок.

В одном из прогнозных сценариев развития мировой энергетики, разработанном американской компанией «Shell International Petroleum», утверждается, что уже к 2020 г. за счет НВИЭ может быть удовлетворено до 20% всех мировых потребностей в коммерческой энергии. В последующий период этот показатель может достичь 50%, тогда как в настоящее время за счет НВИЭ покрывается примерно 2% мировых потребностей в первичных энергоресурсах. Естественно, эти оценки должны рассматриваться лишь с точки зрения возможностей НВИЭ, а не как прогноз развития.

*Солнечная энергия* пригодна либо для производства низкопотенциального тепла либо для производства электроэнергии. В первом случае применяются плоские неконцентрирующие солнечные коллекторы, в которых теплоносителями могут быть вода, воздух или антифризы. Коллекторы устанавливаются неподвижно на крышах домов под углом к горизонту, равным широте местности. В зависимости от условий инсоляции в коллекторах теплоноситель нагревается на  $40 - 50^\circ \text{С}$  больше, чем температура окружающей среды. В ряде стран, расположенных в низких широтах (например, Кипр, Израиль, Турция, Греция и др.), такие устройства получили широкое распространение. Они практически полностью покрывают потребности населения в горячей воде, во всяком случае, во время летнего сезона и оказываются экономически выгодными. Электроэнергия от светового потока может производиться двумя путями: путем прямого преобразования в фотоэлектрических установках либо за счет нагрева теплоносителя, который производит работу в том или ином термодинамическом цикле.

*Ветровая энергия* используется для производства механической или электрической энергии. Наиболее распространенным типом ветровых установок (ВЭУ) является турбина с горизонтальным валом и числом лопастей от 1 до 3. Турбина, мультипликатор и электрогенератор размещаются в гондоле, установленной на вершине мачты. В последних моделях ВЭУ используются асинхронные генераторы переменной мощности, а задачу кондиционирования вырабатываемой энергии выполняет электроника.

Стоимость установленного киловатта современных ветровых установок снижена примерно до 1000 долл. При среднегодовой скорости ветра около  $7 \text{ м/с}$  и работе на полной мощности 2500 ч/год такая установка вырабатывает электроэнергию стоимостью  $7 - 8 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч}$ . Сегодня наиболее распространены ВЭУ единичной мощностью  $100 - 500 \text{ кВт}$ , хотя построены и эксплуатируются агрегаты единичной мощностью в несколько мегаватт.

Малые ВЭУ (мощностью менее 100 кВт) обычно предназначаются для автономной работы. Более крупные установки создаются как сетевые. Как правило, на одной площадке устанавливается достаточно большое количество ВЭУ, образующих так называемую ветровую ферму. На одной из них в Калифорнии (США) размещено около тысячи ВЭУ, так что суммарная установленная мощность фермы превышает 100 Мвт.

*Геотермальная энергия*, строго говоря, не является возобновляемой, поскольку речь идет не об использовании постоянного потока тепла, поступающего из недр к поверхности (в среднем  $0,03 \text{ Вт/м}^2$ ), а об использовании тепла, запасенного жидкими или твердыми средами, находящимися на определенных глубинах. В большинстве мест так называемая геотермальная ступень, определяемая тепловым потоком и теплопроводностью пород, составляет не более 3 /100 м. Однако в местах молодого вулканизма, вблизи разломов земной коры геотермальная ступень повышается в несколько раз, и уже на глубинах в несколько сот метров (иногда в несколько километров) имеются либо сухие горные породы, нагретые до 100 С и более, либо запасы воды или пароводяной смеси такой температурой. Сегодня для получения тепла или для производства электроэнергии используются исключительно термальные воды или парогидротермы.

Существующие геотермальные электростанции (геоТЭС) представляют собой одноконтурные системы, в которых геотермальный пар непосредственно работает в паровой турбине, или двухконтурные с низкокипящим рабочим телом во втором контуре. Наиболее распространены геоТЭС в Италии, Исландии, Японии и США. Единичная мощность таких геоТЭС составляет единицы (иногда десятки) мегаватт.

*Биомасса* представляет собой весьма широкий класс энергоресурсов и включает древесину, отходы промышленные (лесной и деревообрабатывающей промышленности), сельскохозяйственные и бытовые. Энергетическое использование биомассы возможно через сжигание, газификацию и пиролиз, биохимическую переработку с получением спиртов или биогаза. Каждый из этих процессов имеет свою область применения и назначение. Некоммерческое использование биомассы (проще говоря, дров) наносит большой ущерб окружающей среде. Хорошо известны проблемы обезлесивания и опустынивания в Африке, сведение тропических лесов в Южной Америке. С другой стороны, использование древесины от возобновляемых плантаций является примером получения энергии от органического сырья с суммарными нулевыми выбросами диоксида углерода.

Примеров промышленного энергетического использования биомассы в мире достаточно много. Это и производство этилового спирта из отходов сахарного тростника в Бразилии, и электростанции, сжигающие отходы кукурузы в США, и широко распространенные мусоросжигающие заводы, и биогазовые установки, использующие навоз и другие сельскохозяйственные отходы.

Несмотря на то, что вклад НВИЭ в мировой энергетический баланс невелик, есть четкая тенденция его неуклонного увеличения.

Решение технико-экономических проблем развития НВИЭ в значительной степени зависит от интенсивности масштабов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), которые, в первую очередь, определяются размерами их финансирования. Внедрение результатов НИОКР уже в ближайшие годы способно привести к снижению себестоимости производства электроэнергии на высокотемпературных геотЭС на 20%, а на геотЭС, работающих на среднетемпературных геотермальных источниках, - на 40%. Это поможет, например, промышленности США увеличить к 2000 г. мощность геотЭС до 4 млн. кВт.

В целом по странам - членам Международной Энергетической Ассоциации (МЭА) бюджетные ассигнования на НИОКР в сфере НВИЭ составляют в настоящее время 8% общего объема государственного финансирования НИОКР в энергетическом секторе. Этот показатель сопоставим с уровнем государственных расходов на НИОКР в сфере органического топлива и энергосбережения, проводимые в странах - членах МЭА. Приоритетной статьёй расходов в структуре государственного финансирования странами - членами МЭА НИОКР в сфере НВИЭ на протяжении целого ряда лет остаются расходы на развитие солнечной энергетики, доля которых в 1994 г. составляла 67,5%. Снижение объемов государственного финансирования НИОКР в сфере НВИЭ, являющегося основным источником средств на их проведение, не может не вызывать беспокойства за перспективы их развития. В этой связи увеличение объемов государственной финансовой поддержки исследований и разработок в сфере НВИЭ представляется важным и необходимым условием их успешного развития и внедрения.

По имеющимся прогнозам, рост производства и потребления энергии в России в предстоящие 15 лет будет довольно умеренным. Однако даже для выполнения этих планов потребуются очень большие инвестиции в энергетический сектор. Это связано с тем, что параллельно с некоторым ростом производства энергии значительные средства требуются для замены большей части используемого сегодня оборудования.

Важной чертой существующей энергетической системы России является ее высокая централизация. В стране имеется сравнительно небольшое число крупных угольных, нефтяных и газовых месторождений, которые обеспечивают почти всю добычу органического топлива в стране. Практически все города и значительная часть деревень присоединены к линиям магистрального газопровода. Около 90% общего количества электроэнергии производится крупными, мощностью в несколько гигаватт, электростанциями. Около 87% населения страны получают электроэнергию централизованно.

Теплоснабжающая система России также высоко централизована. Только в малых городах и деревнях существуют индивидуальные отопительные системы, использующие природный газ, пропан-бутан, уголь, угольные брикеты, дрова.

Однако, по оценкам специалистов, около 10 млн. населения России, живущего на северных территориях, не присоединены к электрическим сетям. Для этой категории жизненно необходимо скорейшее решение проблемы использования НВИЭ в России.

Полное количество энергии, производимой за счет НВИЭ, сегодня в общем энергетическом балансе страны ничтожно. Даже для 2010 г. энергетическая стратегия в общем объеме энергии предусматривает всего лишь 1% энергии, которая будет производиться НВИЭ. В то же время потенциал НВИЭ в России чрезвычайно велик

Из данных таблицы следует, что экономический потенциал НВИЭ составляет более 25% (около 30000 ПДж) энергетических потребностей страны в 2000 г.

Необходимость разработки новых, более совершенных, надежных и недорогих устройств для использования НВИЭ признается учеными России, общественностью и руководством страны. Но при существующих низких ценах на обычные виды топлива они в большинстве случаев оказываются экономически неконкурентоспособными. Требуется дополнительные НИОКР, чтобы сделать НВИЭ экономически более привлекательными.

В рамках различных государственных программ достигнуты существенные результаты, и ряд проектов успешно завершен:

- усовершенствованы плоские солнечные коллекторы и комплектные водонагревательные установки с характеристиками, соответствующими лучшим мировым образцам;

- разработаны и изготавливаются рядом малых предприятий несколько типов солнечных сушилок для сушки сельскохозяйственных продуктов. При использовании этих сушилок потребности в энергии на единицу сухого продукта сокращаются на 40%;

- производится несколько типов солнечных фотоэлектрических элементов, модулей и установок, в основном для применения в сельской местности, мощностью от десятков ватт до нескольких киловатт;

- созданы малые автономные ветровые установки мощностью от долей киловатта до нескольких киловатт, разработана ВЭУ мощностью 1 МВт, которая успешно работает в Калмыкии;

- разрабатываются установки по сбраживанию сельскохозяйственных отходов, производящих газ и экологически чистые удобрения;

- организовано производство модульных геотермальных электро- и тепло-станций мощностью от 0,5 до 20 МВт. 10 таких станций работают на Камчатке и Курилах;

- Начато изготовление транспортабельных свободнопоточных ГЭС мощностью от нескольких десятков до сотен ватт. Эти мини-ГЭС могут работать при напорах от 10 до 50 м;

- Проводятся предварительные НИОКР по проектам создания приливных электростанций.

Страна располагает значительными ресурсами НВИЭ, и принципиальная возможность их использования в большинстве случаев продемонстрирована. Но темп внедрения НВИЭ в России крайне низок, что объясняется несколькими причинами:

- оборудование, эксплуатирующееся при использовании НВИЭ, все еще весьма дорого, и в большинстве случаев стоимость получаемой энергии (тепловой или электрической) превышает стоимость энергии от обычных источников;

- эффективность преобразования энергии далека от теоретических пределов, что делает установки с НВИЭ материалоемкими и дорогими;

- надежность оборудования во многих случаях низка;

- отсутствуют стандарты, сертификаты и гарантии на производимое оборудование;

- существует «порочный круг»: для того чтобы улучшить качество оборудования и снизить его цену, необходимо начать массовое промышленное производство.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 25.04.13.

*А. А. Алигожин, В. Н. Сероокая, Р. К. Айтулов, А. И. Глазырин*  
**Мәселе жаңартылатын көз қуаттарын пайдалануында**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 25.04.13 редакцияға түсті.

*A. A. Aligozhin, V. N. Serookaya, R. K. Aitulov, A. I. Glazyrin*  
**Problems with the use of renewable energy sources**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 25.04.13.

*Бұл жұмыс жаңартылатын көз қуаттарын пайдалану мәселесі қаралады.*

*In this paper the problems of renewable energy sources were considered.*

**Г. Ф. Бойко\*, Е. В. Птицына\*\*, Д. В. Птицын\*\***

## **У ИСТОКОВ ЭНЕРГЕТИКИ ПАВЛОДАРА**

*Статья посвящена пуску одной из первых электростанций Павлодара и началу электрификации области.*

Ни одна область человеческой деятельности современного общества не обходится без использования энергии. Потребление энергии – важный показатель жизненного уровня страны.

Казахстан производит сегодня порядка 87 млрд. кВт.ч. электроэнергии, из которых более 37% приходится на Павлодарскую область. В области работает 7 электростанций суммарной установленной мощности 6500 МВт, в том числе в Павлодаре – три ТЭЦ, мощность которых составляет 900 МВт.

Свое начало электрификация Павлодарского Прииртышья берет с 40-х годов предыдущего столетия и тесно связана с именем Бойко Федора Константиновича.

4 июня 1946 года Федор Константинович был демобилизован из армии. За плечами пять лет войны, да еще год службы в послевоенный период.

Воинскую часть 2051, входившую в Закавказский фронт, где служил Федор Константинович, расквартировали в Тбилиси в недостроенном общежитии индустриального института. С разрешения командования он поступает на заочное отделение электротехнического факультета Тбилисского индустриального института им. С.М. Кирова. 12 мая 1946 года – сдан последний экзамен по релейной защите.

Возвращаясь к семье в Павлодар, Федор Константинович сделал остановку в Москве с целью определиться с защитой дипломного проекта. Во Всесоюзном заочном индустриальном институте, что располагался в проезде Серова, где Политехнический музей, просмотрели его документы о прохождении курса дисциплин в Тбилиском индустриальном институте. Все в порядке. Его зачисляют на энергетический факультет.

Третьего июля 1946 года он получает студенческий билет за N146424, а первого сентября должен был явиться в Москву для работы над дипломным проектом и его защиты.

А пока домой, к семье, в Павлодар.

Павлодар 1946 года - это областной центр, с населением немногим более 37 тысяч человек. Промышленность города была представлена судоремонтным заводом, на котором за годы войны было построено 47 судов, 27 плавающих кранов: трестом «Павлодарсоль», организованным еще в 1922 году. В городе

работают паровозное депо и железнодорожный вокзал, созданные в связи с пуском в эксплуатацию в 1924 году участка Южно-Сибирской железной дороги на Славгород и Татарку; мукомольный комбинат и элеватор, а так же небольшие предприятия по выпуску товаров бытового назначения. [1]

В 1941 году из Тулы было эвакуировано оборудование ремонтно-механических мастерских. На этой базе в Павлодаре было создано предприятие по ремонту автотранспорта, электроустановок, мостовых кранов. Шло строительство первого в Казахстане завода молочных консервов.

Одним из ведущих предприятий города являлся завод «Октябрь», созданный в 1942 году на базе оборудования, эвакуированного с Украины. В 1944 году он выпустил первую профильную продукцию – запасные части к сельскохозяйственной технике. [2]

Энергетика города была представлена электростанцией судоремонтного завода. Она работала только «на себя».

Имела свое энергохозяйство и железная дорога. Состояло оно из локомотивов мощностью порядка 80 - 90 кВт, и обслуживало нужды депо. Мощности использовались и для освещения депо и железнодорожного вокзала. Артель «Металлист» имела двигатель на 30 л. с., две крупные паровые мельницы работали от двигателей 95 и 88 лошадиных сил.

На заводе «Октябрь» «...был дизельный двигатель. От него вдоль стен цеха был проложен вал-трансмиссия. Ременной передачей с общего вала-трансмиссии механическая энергия подавалась на станки».

17 июля 1946 года Федор Константинович был принят на работу на завод «Октябрь» старшим инженером электроцеха, а со второго августа - назначен главным энергетиком завода.

«... Встал я на партийный учет (в партию вступил на фронте в 1943 году).» - вспоминал Федор Константинович. Первому секретарю Павлодарского горкома партии Иконникову тут же доложили обо мне, что приняли на завод специалиста-энергетика, и что тому осталось только дипломный проект защитить. Иконников доложил об этом в обком партии...»

Федора Константиновича вызывают на прием к первому секретарю обкома партии Ивандаеву. Тот дает партийное поручение – запустить электростанцию на заводе «Октябрь».

Дело в том, что одновременно с машиностроительным оборудованием на завод в 1941 году было эвакуировано и оборудование электростанции Полтавской прядильной фабрики на 1000 кВт.

«... Это была компактная, хорошая и надежная электростанция.» - вспоминал Федор Константинович.

Электростанция была размещена в здании бывшего Владимирского собора, прекратившего богослужение с установлением Советской власти и, расположенного на территории, относящейся теперь к территории завода.

«... Разместили в нем котел, затем турбину типа Броун Бовари на 1000 кВт, насосы, генератор. Но запустить не смогли. Тогда пригласили с Ленинграда монтажника. Это был пожилой человек, очень добросовестный. Он смонтировал турбину. Однако генератор и электрическую часть установить и смонтировать никто не смог. Не было специалистов. Турбина стоит, а вся электрическая часть отсутствует.» - вспоминал Федор Константинович.

Федору Константиновичу было дано партийное поручение - запустить электростанцию.

Федор Константинович отказывался: - «Мне диплом надо защищать». А первый секретарь Обкома КП(б)К Ивандаев в ответ: «Запустишь станцию к первому сентября, тогда и поедешь в Москву. Пустишь станцию раньше, отпустим в Москву раньше. Не пустишь – не отпустим на защиту...»

«... А у меня опыта особого не было, - вспоминал Федор Константинович».

«... Генератор на 1000 кВт имелся, но чем его раскрутить? Надо было запустить еще питательные и другие насосы. А где взять энергию на запуск и раскрутку? Я предложил протянуть линию электропередач от судоремонтного завода по улице Карла Маркса - это был самый кратчайший путь. Воздушную линию напряжением 3 кВ протянули. Дальше встал вопрос о пуске станции.

Ко мне «приставили» шефа из КГБ (комитета государственной безопасности), который неотступно за мной следовал, контролировал все мои действия и докладывал своему начальству.

Первого сентября станцию не успели запустить. Лишь 20 сентября начали делать пробные прокрутки. Проверили насосы, прогрели котел, опрессовали и запустили его. Прогрели турбину.

Нашли трансформаторы, где уж я и не помню. На собственные нужды понижающий поставили, в сеть – повышающий.

Спешили очень. Нас торопили. Наконец все оборудование было раскручено».

Федор Константинович вспоминал: «... Когда станцию демонтировали в Полтаве, торопились до прихода врага отправить оборудование в тыл на Восток, и в спешке не все отправили, а что-то уже при монтаже потеряли. Ведь опытных монтажников не было.»

Одни считали, что такие-то детали здесь не должны находиться. В общем, затруднения встречались на каждом шагу. Для пуска станции должна быть полностью собрана электрическая схема.

«... Наступил момент пуска. Начали раскручивать оборудование. Оказалось, что поступающей энергии не хватило на нормальный пуск всех насосов и другого оборудования.

Тогда я рискнул поступить так: пусть работает питательный насос, дадим немного пара в турбину и пусть она сама крутится (на холостом ходу).

За турбиной стоял конденсатор, но он пока не работал в расчетном режиме. Перед тем, как надо было включить генератор в работу, я решил еще раз проверить электрическую схему и обнаруживаю, что «хлопцы» перепутали концы.

Ну что ты тут будешь делать?

Я даю команду выключать.

Представитель из КГБ сразу же «забирает» меня в «белый дом».

Заместитель начальника КГБ области заявляет: «Не пустите станцию – посажу сразу. Днем и ночью неотступно при Вас будут находиться «наши люди» и контролировать ваши действия».

Федор Константинович вспоминал, что он находился в постоянном напряжении с тех пор как начали монтировать станцию. Сутками не покидал завод. Ночами не мог уснуть. А тут еще такое. Он стал объяснять в КГБ причину останова, что нашел ошибку. В ответ: «Ничего не знаю.»

«Ну, бог с ним, - скажет он потом.»

«... Отпустили меня. Вернулся я на работу. Все оборудование снова раскрутили, стали запускать. Генератор заработал. Даю команду включать. И все пошло!

Работало все. А самое главное, что генератор стал вырабатывать электроэнергию. Мое состояние было ужасным. Внутреннее напряжение не давало осознать, что все получилось, что станция запущена и работает.

Отдаю последние указания обслуживающему персоналу, чтобы следили за температурой турбины. Чтобы она не перегрелась. И чтобы « греха не случилось».

Завод отключили от временной электрической схемы. Стали работать на электрической энергии, вырабатываемой собственной электростанцией.

«...Об успешном запуске люди из КГБ тут же доложили своему начальству. Вскоре прибыли Вардаков, Коликов и сам начальник КГБ.

Мощность электростанции в 1000 кВт считалась в то время для Павлодара «ой-ей-ей» какой».

Таким образом, большая электростанция на 1000 кВт в Павлодаре заработала. Это ощутили сразу: зажглись электрические лампочки, заранее развешанные по территории завода. Осветилась и улица Ленина – в то время главная улица города. Демонтировали ременную передачу и заработали станки от электродвигателей, питающихся электроэнергией от собственной электростанции.

«...Подали электроэнергию на молококонсервный завод (он находится возле стадиона «Трактор») по их просьбе. Проектом было предусмотрено электроснабжение завода от локобиля на 80 или 90 кВт.

Позже протянули воздушную линию электропередач на хромзавод, железнодорожное депо.

Желающих подключиться к шинам электростанции было достаточно. Ведь до пуска электростанции для освещения помещений использовали керосиновые лампы».

Это событие сделало Федора Константиновича главной и узнаваемой фигурой не только на заводе, но и в городе.

31 января 1947 года во Всесоюзном заочном индустриальном институте Федор Константинович успешно защищает дипломный проект по специальности «Электрические станции, сети и системы» на тему «ТЭЦ мощностью 75 МВт высокого давления». После защиты дипломного проекта ему присвоена квалификация инженера-электрика. В октябре 1948 года Федора Константиновича назначают главным инженером завода «Октябрь».

Что касается топливоснабжения электростанции, то уголь получали из Кузбасса. В области добывали Экибастузский уголь, но проблема была в его доставке. Железнодорожного моста через Иртыш еще не было. Это тормозило его использование. Когда случались перебои с доставкой Кузнецкого угля, то брали Экибастузский уголь. Привозили его машиной, которую паромом переправляли через Иртыш, да и машины угля хватало только на сутки работы станции.

Завод имел свою насосную станцию. Находилась она рядом со спасательной станцией на Иртыше. Это позволило начать прокладку водопровода в городе. Сначала провели водопровод к зданию Обкома КП(б)К. Он в то время располагался на пересечении улиц Ленина и 40 лет ВЛКСМ (ныне это улица Исиналиева), потом водопровод стали проводить к жилым домам, то есть с заводом «Октябрь» связана и прокладка первого водопровода в городе.

Экскаваторов в то время не было. И для прокладки водопровода рыли канавы вручную. Каждой семье необходимо было вырыть по 10 метров. А уж сам будешь копать или нанимать кого, не имело значения.

«...Вы знаете, - вспоминал Федор Константинович – народ был патриотичен. Выходили в свободное время семьями и рыли канавы. Проложили водопровод быстро. А как провели воду к домам, то в городе стали сажать деревья и город зазеленел».

Позднее мощность электростанции еще увеличили на 500 кВт. Установили турбогенератор «Моффей». Пара от котла хватало на обе турбины.

Мощность электростанции была недогруженной. Стали уже предлагать населению провести электричество.

С первого июля 1950 года Федор Константинович переходит на работу в строительно-монтажное предприятие «Казсельэлектро» главным инженером, где продолжил работу по электрификации области. Процесс электрификации пошел.

Город рос и развивался. Потом началось освоение целинных и залежных земель, а с ним мощный подъем получили не только сельское хозяйство, но

и машиностроение, металлургия, строительная индустрия, и параллельно с этим энергетика. В Павлодаре вводятся ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. В 60-е годы вместе с вводом крупнейшего в стране завода ферросплавов в Ермаке (ныне город Аксу Павлодарской области) вводиться крупнейшая в Казахстане Ермаковская ГРЭС на 2400 МВт. Потом будут Экибастузские ГРЭС.

Перспективой к 2015 году в Павлодарской области планируется дополнительно ввести 1930 МВт мощности, в том числе на Экибастузской «ГРЭС-2» - 1000 МВт, «AES Экибастуз» - 500 МВт, на АО «ЕЭК» - 400 МВт и АО «Павлодарэнерго» - 30 МВт.

Общая установленная мощность электростанций составит 8430 МВт.

Цифры впечатляющие, но не следует забывать, что первой ступенькой к большой энергетике в Павлодарском Прииртышье, положившим начало всеобщей электрификации, был пуск электростанции завода «Октябрь», и что у истоков энергетики стоял Бойко Федор Константинович – первый энергетик в области с высшим образованием.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Павлодарское Прииртышье. Энциклопедия – Алматы : Эверо, 2003 – С. 678.

2 Соколкин, Э. Д. Павлодар : Историко – информационный путеводитель / Э. Д. Соколкин. – Алма-Ата : Казахстан, 1982. - С. 95.

\*Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар;

\*\*Омский государственный технический университет, г. Омск.  
Материал поступил в редакцию 20.03.13.

*Г. Ф. Бойко\**, *Е. В. Птицына\*\**, *Д. В. Птицын\*\**

**Павлодар энергетикасының қайнар көздерінде**

\*С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.;

\*\*Омбы мемлекеттік техникалық университеті.  
Материал 20.03.13 редакцияға түсті.

*G. F. Boyko\**, *E. Ptitsyna\*\**, *D. V. Ptitsyn\*\**

**At the source of energetics of Pavlodar**

\*Pavlodar State University named after S. Toraigyrov;

\*\*Omsk State Technical University, Russia.

Material received on 20.03.13.

*Мақала Павлодардың алғашқы электростанцияларының бірінің іске қосылуы мен облыстағы электрлендірудің басталуына арналған.*

*The article is dedicated to the launch of one of the first power plant in Pavlodar region and the beginning of electrification.*

УДК 621.31.004.18

**О. О. Григорьев, В. А. Глазырин, В. Н. Сероокая,  
К. А. Смагулов**

## **ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭНЕРГИИ**

*В данной работе рассматривается энергосбережение при производстве и распределении энергии.*

Энергосбережение можно разделить на три относительно самостоятельные области: энергосбережение в процессах производства электрической и тепловой энергии; энергосбережение в системах передачи энергии от генерирующих источников к потребителям и в потребительских системах.

Энергосбережение при неизменности технологических схем производства электрической и тепловой энергии достигается:

- путем применения частотно-регулируемых приводов механизмов собственных нужд;
- с помощью рациональной освещенности оборудования;
- путем поддержания оптимальных параметров эксплуатации в соответствии с их нагрузкой;
- совершенствованием режимов работы и своевременным остановом в резерв основного и вспомогательного оборудования при пониженных нагрузках;
- за счет применения к генерации, совместного производства тепловой и электрической энергии.

В отличие от существовавшей ранее ориентации только на крупномасштабное наращивание производства энергетических ресурсов, высшим приоритетом энергетической стратегии является повышение эффективности энергопотребления и энергосбережение.

Обеспечение эффективности экономики республики возможно только на основе стратегического планирования комплексных программ

энергоэффективности, включающих мероприятия по модернизации основных фондов, повышению качества управления и квалификации производственного персонала, привлечения масштабных инвестиций.

За 2009-2012г.г. основное оборудование действующих электростанции фактически не обновлялось, вследствие чего износ основного и вспомогательного оборудования составляет более 60%, объем реконструктивных и ремонтных работ не достаточен. Растет разрыв между установленной и располагаемой мощностями. Все это приводит к росту затрат на собственные нужды.

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, напряжением 0,4-1150 кВ, предназначенных для передачи и (или) распределения электрической энергии.

Общая протяженность электрических сетей общего пользования в республике составляет: напряжением 1150 кВ - 1,4 тыс. км, 500 кВ - более 5,5 тыс. км, 220 кВ - более 20,2 тыс. км, 110 кВ - около 44,5 тыс. км, 35 кВ - более 62 тыс. км, 6-10 кВ - около 204 тыс. км.

Положение в распределительных сетях, которые находятся в частной собственности, крайне неудовлетворительное. Обновление сетей и систем, модернизация и реконструкция практически не происходит, отсутствует Программа этих работ на перспективу. Учет энергии несовершенен и недостаточен, объем потерь в распределительных сетях в среднем по республике составляет 15%.

По данным статистики Республики Казахстан суммарная протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исчислении) составляет более 10 тыс. км., в том числе, протяженность магистральных тепловых сетей с условным диаметром (далее - Ду) свыше 300 мм составляет 2850 км (25%) и протяженность распределительных тепловых сетей (Ду менее 300 мм) составляет 8650 км (75%).

Около 60% от общей протяженности теплотрасс имеют возраст более 20 лет, при сроке службы 25 лет. Средний возраст тепловых сетей по состоянию на 2002 год составляет 18 лет. Фактические тепловые потери в тепловых сетях городов по экспертным оценкам в два и более раз выше нормативных (проектных). Истинные потери неизвестны, так как в системе централизованного теплоснабжения (СЦТ) не налажен необходимый приборный учет.

Основные программные мероприятия энергоэффективности и энергосбережения в энергетике:

- техническое перевооружение генерирующих мощностей, основанное на широкомасштабном внедрении установок, обеспечивающих комбинированное производство энергии, внедрение газотурбинных и парогазовых установок;

- изменение структуры энергетического баланса и повышение ее диверсификации - подготовка к использованию прогрессивных и экологически чистых технологий сжигания угля и мазута, ориентация на применение и развитие возобновляемых и нетрадиционных видов топлива и источников энергии;
- реализация проектов надстройки действующих электростанции газотурбинными установками, сбрасывающими отработанные турбинные газы в паровые котлы электростанций;
- реализация проектов по экономически целесообразной утилизации высоко- и среднетемпературных тепловых вторичных энергоресурсов с использованием их в схемах теплоснабжения;
- строительство новых и реконструкция существующих ВЛ и подстанций, внедрение современных систем учета с целью снижения потерь при передаче и распределении электроэнергии;
- проведение комплекса мероприятий по оптимизации схем и режимов работ собственных нужд электрических станций и котельных, с внедрением регулируемого электропривода на механизмах с переменной нагрузкой и других современных средств и устройств;
- создание условий для повышения инвестиционной привлекательности энергетической отрасли, привлечения частных инвестиций.

Основу промышленности Казахстана составляют горнодобывающая, черная и цветная металлургия, ориентированные на добычу и незначительную переработку сырья. Как видно из таблицы 3.4, на долю промышленности (включая электроэнергетику) приходится 67% от общего объема потребленной в 2006 году в Республике электроэнергии. Доля черной и цветной металлургии и горнодобывающих предприятий соответственно составляют 44.8% и 17.6% от общего объема электропотребления промышленностью.

Как показывает анализ, в целом по промышленности Республики Казахстан сохраняется высокая энергозатратность выпускаемой товарной продукции и соответственно значителен потенциал энергосбережения. Одной из причин значительной доли энергозатрат в затратах на производство является высокий уровень износа основных фондов в промышленности и снижение инвестиций в основной капитал ряда ее подотраслей. Износ основных фондов в металлургии и химической отрасли – более 60%, в горнодобывающей 50-55%, в машиностроении – 35-40%.

Для сохранения конкурентного положения на мировом рынке (а значительная часть промышленной продукции реализуется за рубежом) требуется внедрение новых технологий. Данные технологии являются более энергоэффективными, чем применяемые ранее, и их внедрение приведет к снижению энергоемкости продукции. Процесс модернизации и внедрения новых технологий в промышленности Казахстана начался, но темпы данного процесса еще невелики.

В связи с директивным характером установления целевых показателей объем энергосбережения определяется исходя из следующих данных, содержащихся в Стратегии индустриально–инновационного развития:

- целевой показатель снижения удельной энергоемкости ВВП к 2015 г. (27%);
- прогнозного уровня роста ВВП на период до 2015г. (среднегодовое значение 6,8%).

Исходя из этих величин, объем энергосбережения определен:

- годовой объем энергосбережения в 2015г. – 24млн.т.у.т.;
- объем энергосбережения за 2009-2015г.г. – 84млн.т.у.т.(таблица 4.5)

Таблица 1 – Прогноз объема энергосбережения (млн.т.у.т.) на период 2009-2015 г.

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.2	3.8	7.0	12	16	20	24

Основные финансово–экономические механизмы нацелены на экономическое стимулирование энергосбережения и исходят из определений нормативной и фактической энергоемкости, коэффициента энергоэффективности процессов, оборудования и зданий.

За превышение фактической энергоемкости над нормативной потребитель осуществляет плату (налоговый платеж), пропорциональную величине превышения энергоемкости.

Такая мера направлена на снижение сверхнормативного потребления энергоресурсов.

Ставка платы определяется Уполномоченным органом в зависимости от вида энергоресурсов, отрасли, групп потребителей, регионов, вида оборудования и другого.

Это позволяет обеспечить гибкость использования механизма, исключить непомерные, приводящие к банкротству предприятий платежи.

Аналогичным образом осуществляется действие других механизмов:

- штрафов за превышение установленных нормативов расхода топливно-энергетических ресурсов;
- тарифов с повышенной ставкой за превышение нормативов расхода топливно-энергетических ресурсов.

Мировой опыт показывает, что значительное снижение объемов потребления топливно-энергетических ресурсов возможно лишь при реализации крупных комплексных проектов обеспечивающих оптимизацию энергопотребления при одновременном решении задач перехода к технологиям нового поколения и соответствующем обновлении основных фондов в сфере производства и потребления. Это позволит решить первоочередную задачу – перейти рубеж порогового значения экономической безопасности (50% степени морального

и физического износа основных фондов предприятий) и далее достичь уровня промышленно развитых стран, который составляет 25%. Как было отмечено выше в Республике средняя степень износа основных фондов предприятий сегодня достигает 55-60%, а в отдельных предприятиях она составляет 65-75%.

Предлагаемые основные технические мероприятия нацелены на обновление морально и физически устаревших энергозатратных основных фондов и широкое внедрение в экономику Республики прогрессивных энергоэффективных техники и технологий.

Технические мероприятия направленные на энергосбережение в промышленности носят комплексный характер и включают в себя в частности:

а) проведение структурной перестройки предприятий, направленной в первую очередь на выпуск менее энергоемкой высокотехнологичной конкурентоспособной продукции;

б) создание новых производств на основе наукоемких, энергосберегающих и экологически чистых технологий;

в) реализация оптимальных научных, проектно–технологических и производственных решений, направленных на снижение энергоемкости.

Одним из основных недостатков в сфере повышения энергоэффективности является несовершенство экономических механизмов энергосбережения. Из бюджетов всех уровней на реализацию энергосберегающих программ выделялось мало средств. В настоящее время основным источником финансирования энергосберегающих проектов являются собственные средства предприятий.

На первых этапах выполнения программы энергосбережения повышение энергоэффективности будет достигаться, прежде всего, за счет устранения бесхозяйственности и внедрения быстрокупаемых мало затратных инвестиционных проектов. Для достижения дальнейшего прогресса в области энергоэффективности и реализации потенциала технологического энергосбережения требуется привлечение значительных объемов инвестиций.

Целью инвестиционной политики в области энергоэффективности является создание привлекательных условий и эффективных механизмов для вложения капитала в энергосбережение, внедрения высокотехнологичных энергосберегающих проектов в производство [1].

Энергосбережение — важная задача по сохранению природных ресурсов. Исходя из мирового опыта осуществления государственной политики энергосбережения, значительное место в Плате мероприятии уделено задачам воспитания, информированию населения и специалистов о достижениях в сфере энергосбережения [2].

Эффект в этом направлении может быть достигнут при осуществлении принципов:

- планомерности;
- последовательности;

- охвата всех групп населения (школы, ВУЗы и т.д.);
- дифференцированного подхода к категориям населения и специалистов.

Первоочередной задачей является создание структуры и элементов непрерывной многоуровневой системы образования в области энергосбережения с дальнейшим ее укреплением и развитием в соответствии с новейшими мировыми тенденциями в области образования и научно-технического прогресса [3].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Программа энергосбережения на период до 2015 года [Текст] : научное издание / сост. Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. – Астана, 2009. – 1-81с.

2 Энергосбережение. «Википедия». Свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%D1%81%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5>

3 Энергосбережения и возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kazenergy.com/ru/actions/evaluation-energy.html>

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 16.04.13.

*О. О. Григорьев, В. А. Глазырин, В. Н. Сероокая, К. А. Смагулов*

**Өнеркәсіпте энергияны үнемдеу және бөлу**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 16.04.13 редакцияға түсті.

*O. O. Grigoriev, V. A. Glazyrin, V. N. Serookaya, K. A. Smagulov*

**Energy saving in energy production and distribution**

Pavlodar State University  
named after S. Toraiyrov, Pavlodar.  
Material received on 16.04.13.

*Өнеркәсіпте энергияны үнемдеу және бөлу қарастырылған.*

*This work considers the energy efficiency in the production and distribution of energy.*

**А. К. Жунусов\*, Н. С. Сембаев\*\*, А. К. Жунусова\*\*\***

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАСКИСЛЕНИЯ СТАЛИ**

*В данной статье приводится совершенствование технологии раскисления стали. Для предотвращения азотации расплава в процессе выпуска стали предлагается выпуск плавки производить компактной струей, ферросилиций, известь и плавиковый шпат вводить вначале выпуска плавки в ковш, присадку алюминия и ферросплавов производить после выпуска металла или на агрегатах внепечной обработки стали.*

В процессе выпуска стали из дуговой сталеплавильной печи происходит насыщение металла азотом в пределах 0,001 - 0,002 %. Азотация расплава в процессе выпуска связана с одной стороны, с сравнительно большой продолжительностью выпуска, при котором происходит контакт струи металла с атмосферой и с другой стороны, существующей в электрометаллургическом цехе технологии раскисления металла в ковше, когда ферросплавы и алюминий вводят в ковш в начале выпуска плавки (после схода 10 - 15 т металла). При раннем вводе ферросплавов в ковше образуется высоко раскисленный легированный расплав, который легко насыщается азотом, эжектируемым из атмосферы струей металла [1].

Для снижения степени азотации металла в процессе выпуска плавки нами предлагается изменить технологию отдачи ферросплавов в ковш. С этой целью приводится сравнительный расчет для применяемой и предлагаемой технологии выпуска плавки на примере стали марки 13ХФА.

Расчет растворимости азота в стали марки 13ХФА производится при средней температуре металла в ковше во время выпуска  $t = 1600 \text{ }^\circ\text{C}$

( $T = 1873 \text{ K}$ ) и давлении  $p = 1 \text{ атм}$ . Химический состав стали марки 13ХФА представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав стали 13ХФА

Содержание элемента в стали, %.									
C	Si	Mn	P	S	Cr	Al	N	V	Nb
0.13-0.17	0.17-0.37	0.45-0.65	менее 0.015	менее 0.010	0.50-0.70	0.020-0.050	менее 0.008	0.05-0.09	0.01-0.03

Таблица 2 – Химический состав стали 13ХФА в ковше после выпуска плавки

Содержание элемента в стали, %.								
C	Si	Mn	P	S	Cr	Al	V	Nb
0.13	0.17	0.45	0.08	0.015	0.50	0.020	0.05	0.01

Согласно технологической инструкции по выплавке стали в ЭСПЦ присадки раскислителей и легирующих добавок производят в ковш во время выпуска из расчета получения нижнемарочного значения для заданного химического состава. В таблице 2 представлен предположительный состав стали 13ХФА полученный в ковше после выпуска плавки.

Параметры взаимодействия первого и второго порядка определяются по данным таблицы 3 и 4.

Таблица 3 – Параметры взаимодействия первого порядка  $e_i^j \cdot 100$  в железе при 1873 К

Элемент $i$	Элемент $j$								
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Al	V	Nb
N	13	4.7	-2	4.5	0.7	-4.7	-2.8	-9.3	-6

Таблица 4 – Параметры взаимодействия второго порядка  $r_i^j \cdot 100$  в железе при 1873 К

Элемент $i$	Элемент $j$								
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Al	V	Nb
N	0	0	0	0	0	0.04	0	0	0

Равновесная концентрация азота в железе составляет 0,044 %, т. е. в стали марки 13ХФА выпущенной в соответствии с технологией принятой в ЭСПЦ равновесная концентрация азота в сплаве выше.

Произведя расчеты в таблице «Excel» получены результаты, которые описывают зависимость  $\lg [N]$  от содержания в железе каждого элемента в отдельности. Результаты расчетов выведены на диаграмму (рисунок 1 и 2) для элементов имеющих низкое содержание в железе (до 0,1 %) и элементов с большей концентрацией (более 0,1 %).

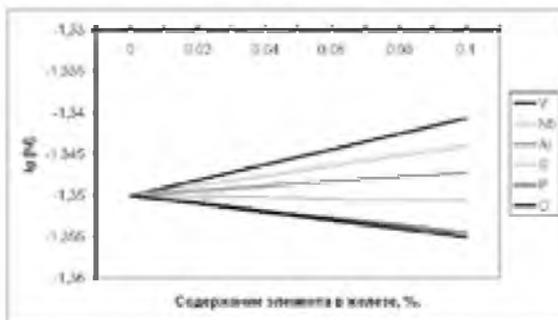


Рисунок 1 – Зависимость  $\lg [N]$  от элементов содержащихся в стали 13ХФА в концентрациях менее 0,10 %.

Как видно из диаграммы (рисунок 1) ванадий, ниобий и алюминий в разной степени способствуют растворению азота в железе, поэтому необходимо исключить их введение в ковш во время выпуска плавки. Сера занимает позицию ближе к нейтральной и поэтому практически никак не влияет на растворимость азота. Фосфор и кислород практически в равной степени снижают растворимость азота в железе, но в свою очередь они являются вредными примесями, поэтому их содержание в железе должно быть минимальным.

На следующей диаграмме (рисунок 2) описана зависимость  $\lg [N]$  от элементов содержащихся в железе в концентрациях более 0,10 % и имеющих возможность в более значительной степени повлиять на растворимость азота.

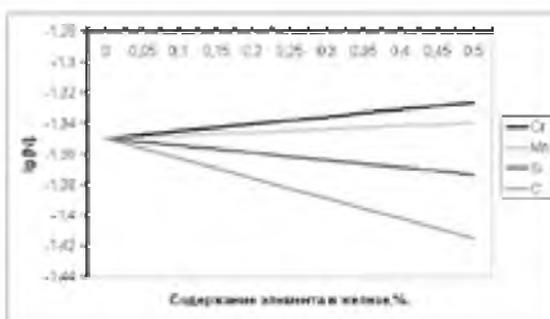


Рисунок 2 – Зависимость  $\lg [N]$  от элементов содержащихся в стали 13ХФА в концентрациях более 0,10 %

Растворимости азота в значительной степени способствуют хром и марганец, соответственно необходимо исключить их введение в ковш во

время выпуска плавки. Углерод и кремний (особенно углерод) способны своим присутствием снизить азотирование металла. Но на стали 13ХФА содержание углерода не высокое и выпуск плавки из печи производится при содержании углерода ( $0.10 \pm 0.02$ ) % (с учетом последующего науглероживания ферросплавами). Поэтому значительно повлиять на растворимость азота в железе углерод не может.

Единственным элементом способным снизить растворимость азота в данной марке стали является кремний. Введение ферросилиция в ковш в начале слива металла (после налива первых 5 – 10 т металла лотком или по тракту подачи ферросплавов порциями под струю) позволит резко снизить растворимость азота. Количество ферросилиция должно обеспечить получение среднemarочного содержания кремния для стали 13ХФА ( $\sim 0.27$  %). Для плавки массой 100 т это количество будет соответствовать 500 кг ФС65 при 80 % усвоения кремния.

На рисунке 3 показана диаграмма которая описывает изменение  $\lg [N]$  от количества металла в ковше во время выпуска плавки. После отлива от 5 до 10 т металла (или во время отлива), в ковш производится присадка шлакообразующих и ферросилиция в количестве 500 кг. Это резко повышает концентрацию кремния из-за малого количества металла. В дальнейшем по мере наполнения ковша концентрация кремния снижается до среднemarочного значения.  $\lg [N]$  изменяется пропорционально концентрации кремния, возрастая к концу выпуска.

Состав шлакообразующих должен обеспечивать их легкоплавкость и высокую жидкоподвижность. Это связано с тем, что жидкоподвижный шлак легко растекается по поверхности металла, не позволяя ему оголяться, а также с тем, что жидкоподвижный шлак имея высокую газопроницаемость, легко пропускает сквозь себя наружу воздух эжектируемый струей металла.

Присадка остальных материалов производится в ковш с последними порциями металла или на агрегатах внепечной обработки стали, когда в ковше металл прикрыт слоем шлака и контакт с атмосферным азотом снижен до минимума.

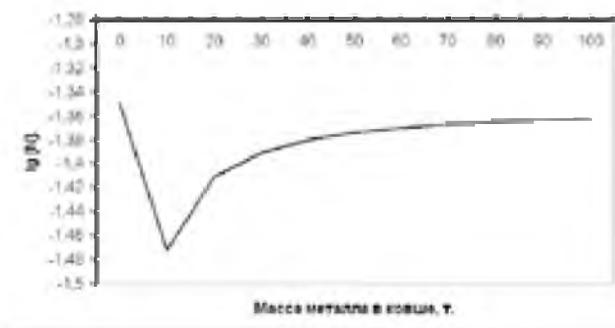


Рисунок 3 – Зависимость  $\lg [N]$  от массы металла в ковше

Среднее значение  $\lg [N]$  за время выпуска плавки составило

$$\lg [N]_{\text{cp}} = -1,38258.$$

Это соответствует равновесной концентрации  $[N]_{\text{cp}} = 0,041 \%$ . Это значение на много ниже, чем в случае рассматриваемом выше.

Температурная зависимость растворимости азота для стали 13ХФА производится по формуле

$$[N]_T = \frac{K_N}{f_N} \cdot P \quad (1)$$

Коэффициент активности  $f_N$  определяется из  $\lg f_N$  для стали 13ХФА определенного выше в уравнение (1)

$$\lg f_N = -0,013$$

$$f_N = 0,933.$$

Тогда

$$\lg K_N = -\frac{1243}{T} - 2,45.$$

Определение изменения в диапазоне температур от 1520 °С (1793 К) до 1620 °С (1893 К), с интервалом в 20 °С

$$[N]_{1793} = \frac{0,0427}{0,933} \cdot 1 = 0,0458 \%;$$

$$[N]_{1813} = \frac{0,0430}{0,933} \cdot 1 = 0,0460 \%;$$

$$[N]_{1833} = \frac{0,0433}{0,933} \cdot 1 = 0,0464 \%;$$

$$[N]_{1853} = \frac{0,0436}{0,933} \cdot 1 = 0,0467 \%;$$

$$[N]_{1873} = \frac{0,0440}{0,933} \cdot 1 = 0,0472 \%;$$

$$[N]_{11893} = \frac{0,0443}{0,933} \cdot 1 = 0,0475 \%$$

На основе этих данных построена диаграмма представленная на рисунке 4.

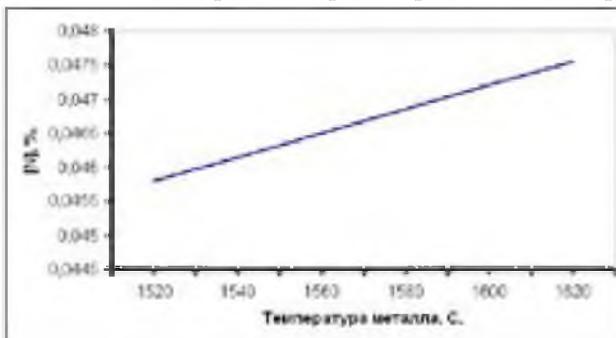


Рисунок 4 – Зависимость равновесной концентрации азота от температуры

Как видно из расчетов и диаграммы на рисунке 4 для стали марки 13ХФА растворимость азота возрастает с повышением температуры металла. Для данной марки стали целесообразно иметь температуру металла  $(1560 \pm 10)^\circ\text{C}$ . При этой температуре равновесная концентрация азота составит около 0,0465%.

Теперь производится сравнительный расчет для плавки выпущенной по предлагаемой технологии на основе значения  $\lg [N]_{\text{сп}} = -1,38258$ .

Подставив в уравнение (1) значение  $\lg [N]_{\text{сп}} = -1,38258$  получится  $\lg f_N = 1,0777$ .

$$[N]_{1793} = \frac{0,0427}{1,0777} \cdot 1 = 0,0396 \%$$

$$[N]_{1813} = \frac{0,0430}{1,0777} \cdot 1 = 0,0399 \%$$

$$[N]_{1833} = \frac{0,0433}{1,0777} \cdot 1 = 0,0402 \%$$

$$[N]_{1853} = \frac{0,0436}{1,0777} \cdot 1 = 0,0405 \%$$

$$[N]_{1873} = \frac{0,0440}{1,0777} \cdot 1 = 0,0408 \%$$

$$[N]_{1893} = \frac{0,0443}{1,0777} \cdot 1 = 0,0411 \%$$

Диаграмма зависимости равновесной концентрации азота от температуры (рисунок 5) для предлагаемой технологии выпуска плавки, подчиняется тем же законам что и в предыдущем варианте, но лежит намного ниже. Это значит, что при тех же рекомендуемых температурах металла ( $1560 \pm 10$ ) °С, равновесная концентрация азота будет составлять 0,0402 %. Разница между первым и вторым вариантом составит

$$\Delta[N]_p = 0,0465 - 0,0402 = 0,0063 \%$$

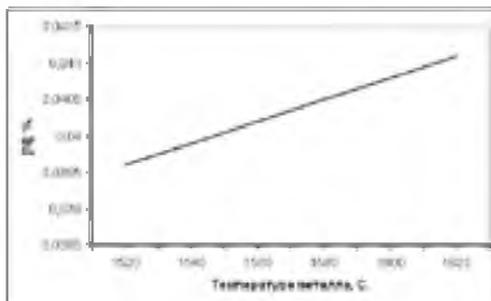


Рисунок 5 – Зависимость равновесной концентрации азота от температуры для стали 13ХФА

Таким образом, для предотвращения азотации расплава в процессе выпуска стали необходимо выполнение следующих условий:

- выпуск плавки производить компактной струей;
- вначале выпуска плавки после схода (или во время схода) от 5 до 10 т металла в ковш вводится ФС65, в количестве обеспечивающем получение среднемарочного значения кремния в стали;
- в начале выпуска плавки (после схода от 5 до 10 т металла) в ковш вводить от 800 до 1000 кг извести и от 250 до 350 кг плавикового шпата;
- присадку алюминия и ферросплавов производить после выпуска около 90 т металла или на агрегатах внепечной обработки стали.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Кочетов, А. И. Рафинирование расплавов от азота при внепечной обработке в условиях ОЭМК / А. И. Кочетов, Л. Н. Кац, Р. А. Алев // Электрометаллургия. 1998. – № 1. – С. 32-38.

\*Инновационный Евразийский университет;

\*\* Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова;

\*\*\*Павлодарский машиностроительный колледж, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

*А. К. Жунусов\**, *Н. С. Сембаев\*\**, *А. К. Жунусова\*\*\**

**Болаттың қышқылсыздандыру технологиясын жетілдіру**

\*Иновациялық Еуразиялық университеті;

\*\* С. Торайгыров атындағы

Павлодар мемлекеттік университеті;

\*\*\*Павлодар машинажасау колледжі, Павлодар қ.  
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

*A. K. Junusov\**, *N. S. Sembaev\*\**, *A. K. Junusova\*\*\**

**Optimization of steel making technology**

\*Innovative university of Eurasia;

\*\* Pavlodar State University named after S. Toraiyrov;

\*\*\*Pavlodar machine-building college, Pavlodar.

Material received on 22.04.13.

*Бұл мақалада болаттың қышқылсыздандыру технологиясын жетілдіру келтірілген. Пеиштен балқыманы шығару процесінде азоттан сақтап қалу үшін балқыманы тұтас ағысқылып шығару керек, ферросилицийді, әктасты және дала ипатты шөмішке балқыманы шығару басында енгізу керек, алюминийді және ферроқорытпаларды металды шығарудың аяғына аудару немесе балқымаларды пеиштен тыс оңдеу агрегаттарында жасау керектігі қарастырылған.*

*Optimization of steel making technology is considered in the paper. To prevent the steel nitriding during tapping it is proposed to decrease the duration of the latter. Ferrosilicon, lime and fluorite are to be introduced into the ladle before the tapping. Aluminum and ferroalloys are to be added after tapping or during the out-of-furnace treatment.*

**Н. М. Зайцева\*, Б. Б. Исабекова\*\***

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ**

*В данной статье представлены рекомендации и программа, позволяющие автоматизировать расчет электрических характеристик заземлителей с учетом климатических, гидрогеологических особенностей участка застройки.*

*Удельное электрическое сопротивление грунта, температура, влажность, грунт, программа, заземляющие устройства.*

Заземляющие устройства (ЗУ) являются неотъемлемой частью электроустановок электрических станций и электроэнергетических систем, т.к. являются распространенной и весьма эффективной мерой защиты персонала от поражения током. Расчет систем заземления необходим при их проектировании и ремонте. Реконструкция ЗУ приводит к приведению их электрических параметров нормативным требованиям [1], что так же требует предварительных расчетов, где необходимо учитывать множество параметров, как самого заземлителя, так и самой структуры земли. А электрическая структура верхних слоев земли, где располагаются заземлители, изменяется во времени в зависимости от климатических условий и характеризуется удельным электрическим сопротивлением  $\rho$  грунта. Эту задачу решали ведущие организации [2] в области электроэнергетики по созданию и совершенствованию разнообразных алгоритмов. Однако работы в этом направлении продолжаются и сейчас [3-4], т.к. необходимо максимально приблизить модель земли к ее реальной слоистой структуре со своим  $\rho$  и толщиной каждого слоя.

В связи с этим были разработаны: методика [5], использующая нечеткую логику, расчета  $\rho$  для каждого вида и слоя грунта в зависимости от его температуры  $t$  и влажности  $v$ , методы определения  $t$  и  $v$  грунта [6, 7], не делая трудоемких измерений. Достоверность теоретических основ подтверждена результатами экспериментов [5] и данных метеостанций г. Павлодара и Новосибирска.

Главным итогом работы является выработка рекомендаций для расчетов сопротивлений ЗУ, необходимые для обеспечения безопасности людей:

1) Расчет температуры грунта по [6], для которого необходимо знать среднемесячные  $t$  на поверхности грунта за год или его амплитуды  $t_{\max}$  и  $t_{\min}$ , температура и глубина постоянной годовой температуры. Эти

данные берутся в метеостанции. Погрешность расчета не превышает 10%, что дает погрешность расчета  $\rho$  5%.

2) Расчет влажности грунта по [7], где указывается только уровень грунтовых вод, который дает геологоразведочный центр. В результате погрешность по влажности не выше 20% для сухих и 10% для влажных грунтов. Это в расчетах  $\rho$  дает погрешность не выше 15% и 7%, соответственно.

3) Определение  $\rho$  по [5] с использованием полученных ранее данных для каждого слоя грунта с достаточной для практики точностью, ведь чем точнее определено  $\rho$  грунта, тем лучше будут выбраны параметры заземляющих устройств на электрических станциях.

4) Окончательный результат – сопротивление заземления с погрешностью расчета не выше 30%, выбор параметров ЗУ согласно нормативным требованиям.

Для автоматического расчета параметров ЗУ была создана программа [8], реализующая выше перечисленные методы, т.е. учитываются климатические, гидрогеологические (многослойность грунта) особенности участка застройки, и сводится к определению количества, размеров и схемы размещения заземлителей.

Наиболее эффективно применение программы при проектировании и реконструкции ЗУ, т.к. именно эти процессы требуют осуществления многократно повторяющихся вычислительных операций. Программа позволяет упростить работу со справочными материалами, необходимыми для выполнения расчета, а также реализовать вариантное проектирование. В качестве расчетных приняты искусственные заземлители.

Конструирование заземляющего устройства носит поворочный характер и выполняется путем последовательного приближения основных параметров принятого заземлителя - форма, размеры, схема размещения - к тем, которые в конечном итоге будут способствовать выполнению основного расчетного условия безопасного заземления.

Вывод: Разработанная программа позволяет автоматизировать расчет электрических характеристик заземляющих устройств при их проектировании и реконструкции, дает возможность максимально приблизить расчетную модель земли к ее реальной слоистой структуре с учетом климатических условий.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. - М. : РАО «ЕЭС России», 1999.

2 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. – М : МЭИ ТУ и НПФ ЭЛНАП. 2004. – 60 с.

3 **Авербух, М. А., Забусов, В. В.** Расчет параметров заземлителей на базе теории нечетких множеств и нечеткой логики // Электричество, 2009. -№7, с. 2-4.

4 Нестеров, С. В. Модификация метода оптической аналогии // Сборник научных трудов НГТУ. - 1996. - № 3. С.1 - 4

5 Зайцева, Н. М., Зайцев, Д. С., Клецель, М. Я. Зависимости удельного электрического сопротивления грунта от влажности и температуры // Электричество. 2008 г. №9. - С. 30-34.

6 Клецель, М. Я., Зайцева, Н. М., Исабекова, Б. Б. Определение температуры грунта на глубине заземлителей// Электричество. – 2011. - №7. – С. 19-24.

7 Зайцева, Н. М., Исабекова, Б. Б. Определение влажности грунта на глубине заземлителей// Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2010. - № 2. - С. 352-355.

8 Зайцева, Н. М., Исабекова, Б. Б. Разработка программной реализации для определения сопротивления заземлителя // Всероссийская научно-техническая конференция «Россия молодая: передовые технологии – в промышленность!». – 2008. – С. 48-52.

\*Инновационный Евразийский университет;

\*\*Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

Материал поступил в редакцию 05.03.13.

*Н. М. Зайцева\**, *Б. Б. Исабекова\*\**

**Жерлендіру электр сипаттамасын есептеуін автоматтандыру**

\*Инновациялық Еуразиялық университеті;

\*\* С. Торайгыров атындағы

Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.

Материал 05.03.13 редакцияға түсті.

*N. M. Zaytseva\**, *B. B. Issabekova\*\**

**Automation of calculation of electric characteristics of grounding conductors**

\*Innovative university of Eurasia;

\*\* Pavlodar State University named  
after S. Toraigrov, Pavlodar.

Material received on 05.03.13.

*Айталмыш мақалада салу участкесінің климаттық, гидрогеологиялық ерекшеліктерін есепкеруімен жерлендіру электр сипаттамасын есептеуін автоматтандыруға мүмкіндік беретін ұсыныстар мен бағдарламалары ұсынылды.*

*Жерге бөлінген электрлік кедергі, температура, ылғалдылық, топырақ, бағдарлама, құрылғыны жерге қосу.*

*Recommendations and the programme, allowing to automate calculation of electric characteristics of grounding conductors, taking into account climatic, hydrogeological features of a site of building, are presented in this article.*

*Resistivity of the soil, temperature, moisture, soil, programme, grounding conductors.*

УДК 621.182.003.13

**А. Н. Каупин, Р. К. Айтулов, Т. К. Молдабаев,  
А. И. Глазырин**

## **ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ**

*В данной работе рассматривается энергосбережение в промышленных котельных.*

Промышленная котельная – это техническая система, предназначенная для получения пара или горячей воды за счет сжигания топлива. Основу котельной составляет котельный агрегат. Кроме котельного агрегата котельная включает вспомогательное оборудование, служащее для подготовки и подачи топлива, воды, воздуха, а так же для очистки дымовых газов и удаления (или утилизации) продуктов сгорания.

Котельные могут работать на твердом топливе (уголь), жидком (мазут) или газообразном (природный газ). Имеются универсальные котельные, могущие работать на различных видах топлива. На рисунке 1 показана функциональная схема промышленной котельной, работающей на твердом топливе.

Котельные на жидком или газообразном топливе отличаются его подачей и системой зажигания. При жидком топливе используется форсунка, которая его распыляет, а при газообразном топливе применяются газовые горелки, обеспечивающие его равномерную подачу в зону горения.

Для определения мест экономии теплоты, рассмотрим тепловой баланс котельной.

Приходящая часть теплоты определяется следующим образом:

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{ТОП}} + Q_{\text{ФТ}} + Q_{\text{В}}$$

где  $Q_{\text{ТОП}}$  – низшая теплота сгорания топлива, Дж.;

$Q_{\text{ФТ}}$  – физическая теплота топлива, как тела, Дж.;

$Q_{\text{В}}$  – теплота, вносимая с воздухом, Дж.

Обычно  $Q_{\text{ТОП}}$  гораздо больше  $Q_{\text{ФТ}}$  и  $Q_{\text{В}}$ , что дает возможность считать

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{ТОП}}$$

Расходная часть теплового баланса включает следующие величины:

$$Q_{\text{ВЫХ}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6$$

где  $Q_1$  – полезная теплота, то есть, теплота, используемая в котле, пароперегревателе и водяном экономайзере, Дж.;

$Q_2$  – потери теплоты с уходящими дымовыми газами, Дж.;

$Q_3$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, Дж.;

$Q_4$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, Дж.;

$Q_5$  – потери теплоты в окружающее пространство, Дж.;

$Q_6$  – потери теплоты с выводимой золой и шлаками, Дж.

С учетом принятых допущений тепловой баланс котельной можно представить в следующем виде:

$$Q_{\text{ТОП}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6$$

Разделив на  $Q_{\text{ТОП}}$  и умножив на 100% получим:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$$

Здесь  $q_j$  – процентное отношение соответствующей составляющей расходной части теплового баланса к теплоте сгорания топлива.

Коэффициент полезного действия котла равен отношению полезно расходуемой теплоты к теплоте сгорания топлива.

$$\eta_{\text{КОТ}} = \frac{Q_1}{Q_{\text{ТОП}}} \times 100 = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)$$

Как следует из теплового баланса и схемы промышленной котельной, энергосбережение обеспечивается следующими путями.

Тепловые потери с уходящими газами. Снижение температуры уходящих газов является основной задачей, которая должна решаться путем развитием хвостовых поверхностей нагрева в экономически оправданных размерах в сочетании с оптимальным режимом эксплуатации котлов. Достаточно указать, что увеличение температуры уходящих газов на 12–15 °С приводит к возрастанию потерь на 1 %.

$q_2$ ,  $q_3$ ,  $q_4$  – тепловые потери соответственно с уходящими газами, с химическим и механическим недожогом топлива можно уменьшить:

– снижение присосов холодного воздуха в котлоагрегате;

– предотвращение шлакования экранных и радиационных поверхностей нагрева (шлакование может быть результатом неудовлетворительного воздушного режима, тепловых перекосов, отсутствия регулярной обдувки золы и обивки шлака; сжигание топлива, имеющего пониженную против

расчетной температуры плавления золы, работы топочного объема с чрезмерными тепловыми напряжениями);

– предотвращение заноса золой газоходов котлоагрегата (занос золой является результатом недостаточного осаждения золы в пределах топочной камеры из-за чрезмерного расхода воздуха, большого разрежения в топке, перегрузки топки, образование кратерного горения в слоевых топках, пониженных скоростей газов – менее 4 м/с, неравномерное распределении газового потока по сечению газохода);

– поддержание чистоты наружных поверхностей нагрева: защита от загрязнения их золой и сажей путем регулярной обдувки, применение присадок при сжигании сернистого мазута, делающих отложения на поверхности нагрева более сыпучим;

– поддержание чистоты внутренних стенок поверхности нагрева, защита от отложений на них накипи и шлама (последние являются результатом неудовлетворительной докотловой водоподготовки, не налаженности водно-химического режима котлоагрегата, несоблюдения режима продувки для своевременного отвода шлама, отсутствие химического контроля над качеством исходной, химически очищенной, питательной и продувочной воды, а также над конденсатом, возвращаемым потребителем;

– поддержание в барабане котла номинально давления, обеспечивающего расчетную ступень охлаждения газов в экономайзере;

– поддержание расчетной температуры питательной воды с целью более полного использования теплоты уходящих газов в экономайзере;

– поддержание оптимального режима нагрузки котлоагрегатов (для котлов с возвратом уноса при уменьшении нагрузки увеличивается для вторичного дутья и, следовательно, избыток воздуха в топке; при повышении нагрузки температура уходящих газов повышается);

– улучшение работы конвективных поверхностей нагрева, заключающееся в правильном устройстве перегородок, направляющих газы;

– обеспечение герметичности газовых перегородок и их сопряжение с футеровкой, исключаящих перетекание газов мимо конвективных пучков котла;

– обеспечение топлива марки и качества, для которых было выбрано и рассчитано топочное устройство;

– применение острого дутья, позволяющего сжигать твердое топливо с меньшим избытком топлива;

– перевод котлоагрегатов с твердого топлива на природный газ (сжигание газа обеспечивает снижение температуры уходящих газов за счет уменьшения коэффициента расхода воздуха, улучшение теплообмена вследствие отсутствия загрязнения поверхностей нагрева);

– установка развитых хвостовых поверхностей;

– применение контактных экономайзеров для котлоагрегатов, работающих на газообразном топливе;

### **Тепловые потери от химической неполноты сгорания при сжигании угля. Мероприятия для снижения тепловых потерь от химической неполноты сгорания:**

– обеспечение достаточного для горения количества воздуха и хорошего смешения его с топливом;

– применение острого дутья, особо рекомендуется при сжигании каменных углей с большим выходом летучих и при недостаточном объеме воздуха (эффект острого дутья достигается за счет увеличения турбулентности потока и связанного с этим улучшения сгорания);

– механизированный непрерывный заброс топлива на решетку;

– обеспечение подвода всего воздуха, необходимого для горения мазута, к корню факела (частицы мазута не получившие в начале факела необходимого количества воздуха, образуют сажистые частицы, которые трудно воспламеняются при любых количествах вторичного воздуха);

– применение мазутных форсунок, обеспечивающих тонкое распыление топлива и активное перемешивание его с воздухом;

– снижение вязкости мазута путем подогрева до необходимой температуры и фильтрации его;

– модернизация газогорелочных устройств (правильно выбранные и установленные газовые горелки практически могут обеспечить полное отсутствие потерь от химической неполноты сгорания);

– поддержание оптимального теплового напряжения топочного объема  $Q/V_0$  (повышенное против оптимального значения  $Q/V_0$  может привести к увеличению  $q_3$ ;

– подача воздуха на горелку из зон с наиболее теплым воздухом;

– перевод котлов на автоматическое регулирование процесса горения для поддержания в заданных пределах соотношение “топливо-воздух”.

Правильное ведение процесса горения необходимо контролировать по содержанию  $O_2$  или  $RO_2$  в дымовых газах.

Тепловые потери от механической неполноты сгорания. Мероприятия по снижению тепловых потерь от механической неполноты сгорания  $q_4$  для твердого топлива:

– дробление крупных кусков и отсеивание мелочи;

– недопустимость сжигания в слоевых топках существующих конструкций заштыбленных многодолжных антрацитов АРШ и АСШ;

– возврат в топку провала и уноса для их дожигания;

– острое дутье; при котором максимальный размер частиц уноса уменьшается 2.5 раза (происходит это за счет увеличения времени пребывания частиц топлива в топочной камере вследствие удлинения траектории потока и сепарации взвешенных частиц;

– правильное распределение воздуха по решетке;

- поддержание оптимального теплового напряжения зеркала горения;
- замена ручных топок механическими;
- применение для сжигания древних отходов топок Померанцева.

Вторичное использование тепла дымовых газов и шлаков является наиболее трудной задачей. Трудности обусловлены тем, что котельная является нагревательной установкой, тепловые потери стремятся свести к минимуму уже при ее проектировании. Тем не менее, в рамках энергосбережения можно рассматривать такие мероприятия, как использование горячих шлаков для подогрева теплиц в весеннее время для ускорения получения тепличной продукции. Кроме того, отводимое тепло дымовых газов может использоваться для подогрева биомассы в установках по производству биотоплива.

Одним из эффективных направлений энергосбережения является внедрение системы автоматического управления котельными агрегатами. С целью повышения эффективности использования топлива и более точного отслеживания процесса горения, и регулировки температуры теплоносителя, подающегося на отопление, предлагается внедрение системы автоматического управления комплексом котельных агрегатов. Экономия топлива, потребляемого котельной, после внедрения мероприятия составит 3-5 %.

Система автоматического управления предназначена для автоматического управления паровыми котлами, работающими на газообразном топливе, а также для регулировки температуры выдаваемого теплоносителя, поступающего на отопление.

Обследование большого количества котельных позволяет сделать вывод, что, как правило, на котельных отсутствуют теплоутилизаторы на выходе экономайзеров котлов. В результате температура уходящих дымовых газов из экономайзеров котельных агрегатов составляет в среднем при 75 % нагрузке 150 °С. Данное положение приводит к значительным потерям тепловой энергии и, как следствие, к перерасходу природного газа.

Предлагается установить на выходе котлов теплоутилизаторы для утилизации теплоты продуктов горения. Установка теплоутилизаторов позволит снизить температуру уходящих газов до 80 °С. Данная температура дымовых газов безопасна для материалов газохода, поскольку выше температуры точки росы. Температура точки росы составляет 56,5 °С. Полученную тепловую энергию предлагается использовать для подогрева питательной воды котлов перед деаэраторами. Экономия природного газа от величины топлива, потребляемого котельной, составит 1-2 %.

Установка в здании автоматизированного теплового пункта позволит значительно снизить теплоснабжение здания за счет:

- автоматического устранения перетопа зданий в осенне-весенний период отопительного сезона, когда теплоисточник для удовлетворения

нужд горячего водоснабжения отпускает теплоноситель с постоянной температурой, превышающей потребную для систем отопления;

– автоматического учета теплоступлений от солнечной радиации и внутренних тепловыделений раздельно по фасадам здания;

– возможности автоматического снижения температуры внутри здания в нерабочее время (в ночное время, в выходные и праздничные дни).

Экономия тепловой энергии составит ориентировочно от 15-20% от суммарного потребления тепловой энергии на отопление.

Экономия электрической энергии и холодной воды от внедрения мероприятия, может составлять соответственно до 30 % от потребляемой повысительной станцией электрической энергии и до 10 % холодной воды проходящей через повысительную станцию.

Мероприятия по энергосбережению в промышленных котельных разнообразны. Среди них повышение КПД котлоагрегатов за счет снижения температуры уходящих газов, использование тепла продувочной воды, рациональное снижение давления пара от давления в барабане котла до давления, требуемого в технологических аппаратах, рациональное распределение нагрузки между несколькими котлоагрегатами, работающими одновременно и др.

При рассмотрении мероприятий по экономии тепловой энергии и топлива наиболее приоритетными являются такие, применение которых позволяет не только обеспечить значительную экономию, но и позволяют повышать производительность и надежность теплотехнических установок.

Экономию топлива можно получить при замещении пара, полученного от собственной котельной, паром, отпускаемым с ТЭЦ. Тогда необходимо учитывать КПД передающих сетей от централизованного источника.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

*А. Н. Каупин, Р. К. Айтұлов, Т. К. Молдабаев, А. И. Глазырин*

**Өндірістік қазандардағы энергияны сақтауы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

*A. N. Kaupin, R. K. Aitulov, T. K. Moldabaev, A. I. Glazyrin*

**Energy saving in industrial boilers**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 22.04.13.

*Бұл жұмыста өндірістік қазандардағы энергияны сақтауы қарастырылады.*

*This work considers the energy efficiency in industrial boilers.*

УДК 620.193.7

**А. Кырыкбай, А. И. Глазырин, К. Смаилов**

## **МЕЖКРИСТАЛЛИТНАЯ КОРРОЗИЯ МЕТАЛЛА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ**

*Показаны условия возникновения и анализ возможности снижения межкристаллитной коррозии металла.*

Межкристаллитная коррозия проявляется в виде трещин в развальцованных концах кипятильных и экранных труб и в теле барабана (рисунок 2). Этот вид разрушений является результатом взаимодействия между металлом и котловой водой, представляющей собой электролит. Характерной особенностью образующихся трещин является распространение их в местах максимального напряжения в металле. Металлографические исследования показывают, что начальные трещины и ответвления от них проходят между кристаллитами, основные же трещины обычно имеют транскристаллитный характер, то есть проходят через зерна кристаллитов. Такому их распространению способствует возникающая в результате межкристаллитной коррозии концентрация механических напряжений.

Некоторые исследователи указывают, что межкристаллитный характер присущ трещинам, образующимся преимущественно при высоких температурах; при сравнительно низких температурах более вероятно появление транскристаллитных трещин. Тонкие трещины получаются чаще при воздействии на металл низкоконцентрированных растворов щелочи; более крупные трещины с обильным образованием черной магнитной закиси-окиси железа возникают в высококонцентрированных растворах щелочи. Как правило, в зоне образования таких трещин деформация металла отсутствует, вследствие чего подобные разрушения получили название хрупких или бездеформационных.

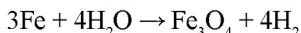
Механические свойства металла: пластичность, прочность и текучесть - при подобном растрескивании не меняются. Трещины, как правило, имеют сильно разветвленный характер. Ввиду постоянного и довольно длительного воздействия различных факторов межкристаллитной коррозии поверхность

излома металла по трещине имеет темный мелкозернистый вид, резко отличный от свежего излома чисто механического происхождения.

Развитие этого вида коррозии протекает с некоторым ускорением; в начальный период разрушение металла происходит очень медленно, а затем с течением времени скорость его резко возрастает и может принять катастрофические размеры. В практике эксплуатации котлов известны случаи, когда этот процесс заканчивался взрывом котлов.

Образование трещин в металле паровых котлов, под названием «щелочная хрупкость» котельного металла, обусловлено действием на него внутренних и внешних факторов коррозии. Однако, несмотря на значительное количество работ по щелочной хрупкости котельной стали, ясность и единое мнение в ряде вопросов этой проблемы отсутствуют. Подавляющим большинством исследователей признается комплексный характер этого явления; протекание его обусловлено совместным действием повышенных напряжений металла и щелочного концентрата котловой воды. Наиболее спорным положением в этой проблеме является трактовка механизма воздействия на напряженный металл растворов различных веществ и самой щелочи.

Некоторые исследователи считают, что в основе процесса лежит чисто химическое растворение металла под действием воды:



В приведенной реакции щелочь выполняет роль катализатора. В отсутствие щелочи реакция идет с достаточной скоростью лишь при температуре 500 - 600°C.

Наряду с оценкой щелочи как ускорителя процесса, существует несколько другое определение ее роли, согласно которому вода реагирует с железом по приведенной схеме с незначительной скоростью даже в отсутствие щелочи. Возникающая при этом пленка магнитной окиси железа вследствие ее защитных свойств сильно затормаживает данную реакцию. Дальнейшее протекание ее определяется влиянием на пленку присутствующих в котловой воде веществ; если пленка повреждается, то реакция протекает дальше, в противном случае реакция прекращается. С описываемой точки зрения щелочь рассматривается в качестве агента, разрушающего пленку из окислов железа с образованием ферритов. Полагают, что этому процессу способствуют пептизирующие (коллоидно-электрохимические) свойства раствора едкого натра.

По вопросу условий локализации коррозии и образования трещин существуют две основные гипотезы. Первая из них признает агрессивное воздействие щелочи, реагирующей с железом или вызывающей растворение межкристаллитных примесей. При этом предполагается, что в воде имеются катализаторы (например, силикаты), которые способствуют образованию защитной пленки лишь на поверхности зерен металла и локализуют коррозию по границам зерен. Повышенное напряжение в металле

способствует проникновению агрессивного раствора к границам зерен из-за невозможности образования в этих местах достаточно прочных пленок. Предполагается, что действие щелочи заключается либо в том, что она переводит в раствор часть атомов металла, расположенных по границам зерен, с образованием окислов железа, обладающих большим объемом, чем металл, и, следовательно, развивающих большие напряжения в металле, либо щелочь растворяет загрязнения, скапливающиеся то границам зерен. Данная гипотеза не придает существенного значения выделяющемуся при реакции водороду, в то время как по другой гипотезе за ним признается ведущая роль.

Согласно второй, так называемой водородной, гипотезе выделяющийся при реакции водород придает стали водородную хрупкость. Считается вероятным, что выделяющийся водород вступает в реакцию с находящимися по границам зерен загрязнениями с образованием газообразных продуктов реакции; последние, обладая слабой способностью диффундировать через металл, способствуют развитию повышенных напряжений и образованию вследствие этого трещин.

Таким образом, каустическая хрупкость отождествляется с известным в технике явлением водородной хрупкости, возникающей, например, при травлении металлов. Наблюдаемое при этом снижение пластических свойств металла обусловлено поглощением свободного водорода. При этом также предполагается, что содержащаяся в котловой воде кремниевая кислота играет роль катализатора в процессе поглощения металлом водорода.

Если признать за водородной хрупкостью ведущую роль в процессе образований межкристаллитных трещин, то становится непонятным их возникновение лишь в определенных направлениях. В то время как водород пронизывает всю толщу металла и последний по всей массе становится хрупким, трещины появляются лишь по границам кристаллитов. Водородная хрупкость при травлении металла обнаруживается даже при незначительной механической нагрузке, в то время как рассмотренный выше вид разрушений требует высоких напряжений. Сторонники водородной хрупкости не учитывают также то обстоятельство, что для появления водорода в структуре металла также требуется течение коррозионного процесса, могущего явиться самостоятельной причиной серьезных разрушений металла.

Экспериментальными работами и промышленными наблюдениями установлено, что межкристаллитные разрушения возникают при сочетании следующих условий:

- 1) наличия в котловой воде веществ, обуславливающих ее агрессивность по отношению к металлу, то есть способность вызывать межкристаллитное растрескивание стали;

2) наличия не плотностей в швах и заклепочных соединениях котла, то есть в местах, где может происходить резкое повышение концентрации солей за счет само испарения котловой воды;

3) существования высоких растягивающих напряжений в металле, близких к пределу его текучести.

Случаи аварий и неполадок в работе котлов позволяют считать, что трещины межкристаллитной коррозии развиваются при совместном воздействии на металл высоких местных напряжений и щелочного концентрата котловой воды. У котлов низкого и среднего давлений, длительно работавших на накипном режиме, после организации Na - катионирования воды и перевода на безнакипный режим с относительно высокой щелочностью котловой воды уже через один-два года обнаруживались трещины межкристаллитной коррозии. С другой стороны, проведенные, рядом электростанций профилактические ультразвуковые и магнитно-дефектоскопические исследования показали, что у большинства даже сильно изношенных котлов с длительностью эксплуатации до 40 лет, но работающих на накипном режиме, трещин не выявлено.

У большинства котлов в результате протекания межкристаллитной коррозии пострадали нижние барабаны и лишь у некоторых - верхние задние, в которые производится подача питательной воды. Это подтверждает, существенную роль в развитии межкристаллитной коррозии режима частых растопок и остановов и сильно меняющейся нагрузки котлов.

Сравнительно незначительное число случаев щелочной хрупкости, зафиксированное на наших электростанциях до внедрения новых способов водоприготовления, объясняется, по-видимому, защитным действием накипи, образующейся в значительных количествах в котлах мелких электростанций и промышленных предприятий и закупоривающей неплотности соединений отдельных ее элементов, а также отсутствием или относительно малой концентрацией щелочи в котловой воде этих котлов.

Внедрение катионирования добавочной воды и других средств борьбы с накипью, связанных обычно с увеличением абсолютной и относительной щелочности котловой воды, вызвало реальную угрозу появления каустической хрупкости металла. Однако из этого не следует, что катионирование воды является неоправданным мероприятием, так как ущерб, причиняемый накипеобразованием, также значителен. Задача заключается в том, чтобы организовать такой режим котловой воды, который обеспечивал бы одновременно отсутствие и накипеобразования и коррозионных явления.

Для предупреждения щелочной хрупкости необходимо стремиться к устранению влияния всех указанных факторов, вызывающих этот вид разрушений котельного металла, в первую очередь, приняв меры для

подавления агрессивности воды и устранения дополнительных механических и термических напряжений и неплотностей в швах и вальцовочных соединениях котлов.

Анализ возможности снижения межкристаллитной коррозии. При высоких температурах (выше 200°C) и концентрированных растворах едкого натра (для котлов низкого и среднего давлений примерно 10%, а для котлов высокого давления примерно 5%) защитная пленка на перлитных сталях разрушается, и металл начинает корродировать. Высококонцентрированный раствор едкого натра может образовываться в местах глубокого упаривания под шламом или в местах ухудшенной циркуляции котловой воды, имеющей гидратную или карбонатную щелочность. Промежуточным продуктом щелочной коррозии является растворимый феррит натрия ( $\text{Na}_2\text{FeO}_2$ ), который в дальнейшем подвергается гидролизу, в результате чего образуются едкий натр, магнетит и молекулярный водород. Таким образом, едкий натр в процессе щелочной коррозии не расходуется, уподобляясь катализатору.

Щелочная коррозия относится к классу электрохимических процессов. Вызываемые ею повреждения обычно имеют локальный характер. В большинстве случаев она сопровождается пароводяной коррозией в результате химического взаимодействия металла с водяным паром. Продуктами этой реакции, так же как и при щелочной коррозии, являются магнетит и водород.

Щелочная коррозия второго вида проявляется в виде хрупких (бездеформационных) трещин в отсутствие теплового потока там, где созданы условия для упаривания котловой воды вследствие неплотностей и наличия щелей (в барабане котла, вальцовке, трещинах). Она практически не связана с потерей металла. В основе ее возникновения лежит функционирование электрохимических пар граница зерна — тело зерна. Граница зерна имеет более низкий потенциал напряженного металла, чем тело зерна. Поэтому начальные трещины имеют межкристаллитный характер.

Чем выше растягивающее напряжение в металле, тем вероятнее разрушение металла при прочих равных условиях в отношении агрессивности среды. Чем выше температура котловой воды, тем меньше опасная концентрация едкого натра, при которой может протекать межкристаллитная коррозия.

Местом возникновения повреждений, опасных в отношении «хрупких» разрушений, является, как правило, слой металла, непосредственно примыкающий к зазору или вальцовочному соединению, особенно если в этом месте нарушена плотность. Суммарное напряжение в этом месте складывается из остаточного напряжения, полученного при клепке или вальцовке, напряжений за счет давления пара, термических напряжений и т.п. Наступающее при суммар-

ном действии этих напряжений разрушение соединений создает предпосылки для воздействия на котельный металл агрессивной среды.

Межкристаллитные разрушения металла вызываются только высокими концентрациями щелочи (выше 5% для котлов высокого давления и 10% для котлов среднего давления), то есть концентрациями NaOH, получающимися при упаривании котловой воды. Для развития процесса существенное значение имеет не абсолютная, щелочность котловой воды, а ее относительная щелочность, то есть доля едкого натра в общем, солевом составе котловой воды. Доказано, что если эта доля (относительная концентрация) едкого натра в котловой воде составляет 15—20% суммы концентраций минеральных солей, такая вода, как правило, не является агрессивной при ее глубоком упаривании в условиях работы котлов низкого и среднего давлений (200—250°C). При температурах, соответствующих условиям работы котлов высокого давления (300—350°C), безопаснее значение относительной щелочности принимать не более 10-15%.

Щелочная коррозия обоих видов может усиливать развитие трещин в барабанах, изготовленных из сталей 16ГНМ и 22К.

Для поддержания нитратного режима котловой воды с одинаковым успехом можно использовать как натриевую, так и калиевую селитру. Аммиачная селитра пригодна только в том случае, если питательная вода полностью обескислорожена, так как аппараты с деталями, изготовленными из меди и медных сплавов, при одновременном присутствии кислорода и аммиака в определенных условиях подвергаются интенсивной коррозии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 **Акользин, П. А.** Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования. – М. : Энергоиздат, 1982. – 304 с.

2 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.

3 **Глазырин, А. И., Глазырин, А. А., Оримбаев, Р. К.** Коррозия и консервация теплоэнергетического оборудования. – Павлодар, ЭКО, 2012. - 728 с.

4 **Герасимов, В. В., Герасимова, В. В.** Коррозионное растрескивание аустенитных нержавеющей сталей. – М. : Металлургия, 1976. – 174 с.

5 **Рябченков, А. В., Никифорова, В. М.** Роль электрохимических факторов в процессе коррозионного растрескивания сталей. – В кн. : Коррозия и защита металлов в машиностроении. – М. : Машгиз, 1959. с 9-42.

6 **Акользин, П. А., Гуляев, В. Н.** Коррозионное растрескивание аустенитных сталей в теплоэнергетическом оборудовании. – М. : Госэнергоиздат, 1963. – 271 с.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 18.04.13.

*Ә. Қырықбай, А. И. Глазырин, Қ. С. Смаилов*

**Жылдуэнергетикалық қондырғы металының кристалларалық  
коррозиясы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 18.04.13 редакцияға түсті.

*A. Kyrykbay, A. Glazyrin, K. Smailov*

**Intercrystalline corrosion of metal of the heat power equipment**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 18.04.13.

*Металдың кристалларалық коррозиясының кеміту  
мүмкіндіктерін талдау мен пайда болу шарттары корсетілген.*

*Conditions of emergence and the analysis of possibility of decrease  
in intercrystalline corrosion of metal are shown.*

УДК 620.91

**Т. К. Молдабаев, А. И. Глазырин, К. Ж. Таттыбекова,  
А. Н. Каупин**

## **О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛА**

*В данной работе рассматриваются возможности использования  
геотермального тепла.*

Под геотермикой (от греческих слов «гео» – земля и «термо» – тепло) понимается наука, изучающая тепловое состояние земной коры и Земли в целом, его зависимость от геологического строения, состава горных пород, магматических процессов и целого ряда других факторов.

Критерием теплового состояния земного шара является поверхностный градиент температуры, позволяющий судить о потерях тепла Земли.

Экстраполируя градиент на большие глубины, можно в какой-то степени оценить температурное состояние земной коры. Величина, соответствующая углублению в метрах, при котором температура повышается на  $1^{\circ}\text{C}$ , называется геотермической ступенью.

Средняя величина геотермической ступени равна 33 м, и с углублением от зоны постоянной температуры на каждые 33 м температура повышается на  $1^{\circ}\text{C}$ , геотермические условия чрезвычайно разнообразны. Это связано с геологическим строением того или иного района Земли.

В земной коре существует подвижный и чрезвычайно теплоемкий энергоноситель – вода, играющая важную роль в тепловом балансе верхних геосфер. Вода насыщает все породы осадочного чехла. Она содержится в породах гранитной и осадочной оболочек, а вероятно, и в верхних частях мантии. Жидкая вода существует только до глубин 10-15 км, ниже при температуре около  $700^{\circ}\text{C}$  вода находится исключительно в газообразном состоянии.

На глубине 50-60 км при давлениях около  $3\cdot 10^4$  атм исчезает граница фазовости, т.е. водяной газ приобретает такую же плотность, что и жидкая вода.

В любой точке земной поверхности, на определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды (гидротермы). В связи с этим в земной коре следует выделять еще одну зону, условно называемую «гидротермальной оболочкой». Она прослеживается повсеместно по всему земному шару только на разной глубине. В районах современного вулканизма гидротермальная оболочка иногда выходит на поверхность. Здесь можно обнаружить не только горячие источники, кипящие грифоны и гейзеры, но и парогазовые струи с температурой  $180-200^{\circ}\text{C}$  и выше. Температура подземных вод колеблется в широких пределах, обуславливая их состояние, влияя на состав и свойства. В соответствии с температурой теплоносителя все геотермальные источники подразделяют на эпitherмальные, мезотермальные и гипотермальные.

К эпitherмальным источникам обычно относят источники горячей воды с температурой  $50-90^{\circ}\text{C}$ , расположенные в верхних слоях осадочных пород, куда проникают почвенные воды. К мезотермальным источникам относят источники с температурой воды  $100-200^{\circ}\text{C}$ . В гипотермальных источниках температура в верхних слоях превышает  $200^{\circ}\text{C}$  и практически не зависит от почвенных вод. Происхождение термальных вод может быть связано с деятельностью тепловых очагов, но чаще всего вода, тем или иным способом попадая в пласт породы, совершает долгий путь, пока не приходит в контакт с тепловым потоком или постепенно разогревается, отбирая тепло у пород.

Уже при температурах  $425-375^{\circ}\text{C}$  пар может конденсироваться в жидкую воду; в ней растворяется большинство летучих компонентов – так появляется гидротермальный раствор «ювенильного» (первозданного) типа. Под термином «ювенильные» геологи подразумевают воды, которые никогда

прежде не участвовали в водообороте; такие гидротермы в прямом смысле слова являются первичными, новообразованными. Полагают, что подобным образом сформировалась вся поверхностная гидросфера морей и океанов в эпоху молодой магматической активности планеты, когда только-только зарождались твердые консолидированные «острова» материковых платформ.

Вулканический тип термальных вод следует выделить особо. Опыт исследований показывает, что в подавляющем случае вода вулканических терм имеет поверхностное инфильтрационное происхождение. Помимо гейзеров вулканический тип гидротерм включает грязевые грифоны и котлы, паровые струи и газовые фумаролы.

Все перечисленные типы термальных вод имеют разнообразнейший химический и газовый состав. Их общая минерализация колеблется от ультрапресных категорий (менее 0,1 г/л) до категорий сверхкрепких рассолов (более 600 г/л). Гидротермы содержат в растворенном состоянии различные газы: активные (агрессивные), такие, как уголекислота, сероводород, атомарный водород, и малоактивные – азот, метан, водород.

В геотермальной энергетике могут быть использованы практически все виды термальных вод: перегретые воды – при добыче электроэнергии, пресные термальные воды – в коммунальном теплообеспечении, соленоватые воды – в бальнеологических целях, рассолы – как промышленное сырье.

К областям распространения месторождений термальных вод относятся: вулканическое кольцо бассейна Тихого океана, Альпийский складчатый пояс, рифтовые долины континентов, срединно-океанические хребты, платформенные погружения и предгорные краевые прогибы. По своему происхождению месторождения термальных вод можно подразделить на два типа, различающиеся способом переноса тепловой энергии. Первый тип образуют геотермальные системы конвекционного происхождения, отличающиеся высокой температурой вод, разгружающихся на дневную поверхность. Это районы расположения современных или недавно потухших вулканов, где на поверхность выходят не только горячие воды, но и пароводяная смесь с температурой до 200 °С и более. На сегодняшний день все геотермальные электростанции работают в районах современного вулканизма.

Второй тип геотермальных месторождений образуется при преобладающем кондуктивном прогреве подземных вод, сосредоточенных в глубоких платформенных впадинах и предгорных прогибах. Они располагаются в невулканических районах и характеризуются нормальным геотермическим градиентом – 30-33 °С/км.

Бурением на нефть и газ, а частично и на воду обнаружены сотни подземных артезианских бассейнов термальных вод, занимающих площади в несколько миллионов квадратных километров. Как правило, артезианские

бассейны, расположенные в равнинных областях и предгорных прогибах, содержат воду с температурой 100-150° С на глубине 3-4 км.

Можно без преувеличения сказать, что любой отмеченный на карте предгорный прогиб, который был сформирован в эпоху альпийского горообразования, содержит бассейн термальных вод. Таковы артезианские бассейны предгорных прогибов Пиренеев, Альп, Карпат, Крыма, Кавказа, Копет-Дага, Тянь-Шаня, Памира, Гималаев. Термальные воды этих бассейнов демонстрируют уникальное многообразие химических типов от пресных (питьевых) до рассольных, употребляющихся как минеральное сырье для извлечения ценных элементов. Больше половины всех известных минеральных (лечебных) вод выходят в виде источников или выводятся скважинами в пределах альпийских предгорных и межгорных прогибов. Опыт показывает, что термальные воды подобных малых бассейнов являются наиболее перспективными для комплексного использования в практических целях.

С развитием глубокого бурения на 10-15 км открываются многообещающие перспективы вскрытия высокотемпературных источников тепла. На таких глубинах в некоторых районах страны (исключая вулканические) температура вод может достигнуть 350° С и выше.

К числу районов, имеющих максимально «теплые» земные недра, несомненно, относится Курило-Камчатская вулканическая зона. Здесь нагретость пород и содержащихся в них вод зависит не только от глубины их залегания, но в большей степени от близости к вулканическим центрам и разломам в земной коре.

Таким образом, температура пород, а следовательно, и вод находится в зависимости от глубины залегания и от района, который характеризуется большей или, меньшей геотермической активностью.

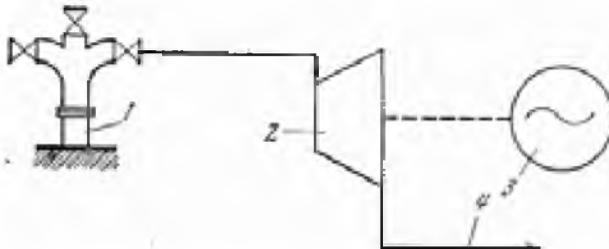
Геотермальные станции в вулканических районах базируются на месторождениях пароводяной смеси, добываемой из природных подземных трещинных коллекторов с глубины 0,5-3 км. Пароводяная смесь в среднем имеет степень сухости 0,2-0,5 и энтальпию 1500-2500 кДж/кг. В среднем одна эксплуатационная скважина обеспечивает электрическую мощность 3-5 МВт, средняя стоимость бурения составляет 900 долларов за метр.

Геотермальная электростанция с непосредственным использованием природного пара. Самая простая и доступная геотермальная энергоустановка представляет собой паротурбинную установку с противодавлением. Природный пар из скважины подается прямо в турбину с последующим выходом в атмосферу или в устройство, улавливающее ценные химические вещества. В турбину с противодавлением можно подавать вторичный пар или пар, получаемый из сепаратора. По этой схеме электростанция работает без конденсаторов, и отпадает необходимость в компрессоре для удаления из конденсаторов неконденсирующихся газов. Эта установка наиболее простая.

капитальные и эксплуатационные затраты на нее минимальны. Она занимает небольшую площадь, почти не требует вспомогательного оборудования и ее легко приспособить как переносную геотермальную электростанцию.

Турбогенераторные установки с противодавлением не препятствуют промышленному использованию химических веществ, содержащихся в природном теплоносителе. Так, например, в природном паре некоторых месторождений Италии содержится 150-700 мг/кг борной кислоты, и при помощи подобных установок можно добывать этот ценный продукт одновременно с выработкой электроэнергии.

Рассмотренная схема может стать самой выгодной для тех районов, где имеются достаточные запасы природного пара. Рациональная эксплуатация обеспечивает возможность эффективной работы такой установки даже при переменном дебите скважин.



1 - скважина; 2 - турбина; 3 - генератор;  
4 – выход в атмосферу или на химический завод

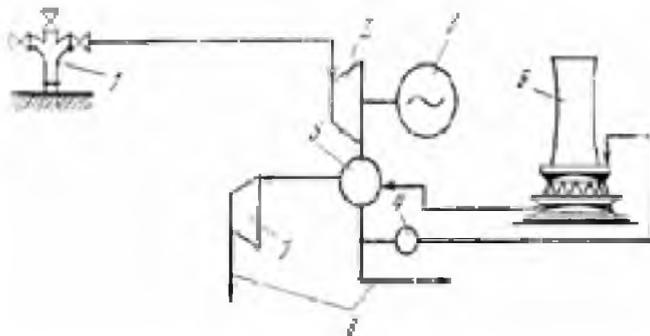
Рисунок 1 – Схема геотермальной электростанции с непосредственным использованием природного пара.

В Италии работает несколько таких станций. Одна из них – мощностью 4 тыс. кВт при удельном расходе пара около 20 кг/сек, или 80 т пара в час; другая – мощностью 16 тыс. кВт, где установлено четыре турбогенератора мощностью 4 тыс. кВт. Последняя снабжается паром от 7-8 скважин. В подобных схемах требуется значительное количество пара, который с большим успехом может быть использован в турбинах конденсационного типа.

Геотермальная электростанция с конденсационной турбиной (Рисунок 2) и прямым использованием природного пара – это наиболее современная схема для получения электрической энергии. Пар из скважины подается в турбину. Отработанный в турбине, он попадает в смешивающий конденсатор. Смесь охлаждающей воды и конденсата уже отработанного в турбине пара выпускается из конденсатора в подземный бак, откуда забирается циркуляционными насосами и направляется для охлаждения в градирню. Из градирни охлаждающая вода опять попадает в конденсатор. По такой

схеме работает геотермальная электростанция Лардерелло-3, использующая природный пар, самая крупная в Италии. Она была спроектирована в начале второй мировой войны, но вступила в строй только в послевоенные годы. На электростанции установлено четыре турбогенератора мощностью по 26 тыс. кВт и два турбогенератора по 9 тыс. кВт. Последние предназначены для покрытия собственных нагрузок.

Ни один из установленных здесь турбогенераторов в течение многих лет не переводился в резерв. Коэффициент использования установленной мощности составляет 98%. Стабильная работа геотермальной электростанции Лардерелло-3 открыла путь к конструированию новых электростанций с использованием конденсационных турбин. По такой схеме с некоторыми изменениями работают многие геотермальные электростанции: Лардерелло-2 (Италия), Вайракей (Новая Зеландия) и др.



1 - скважина; 2 - турбина; 3 - генератор; 4 - насос; 5 - конденсатор;  
6 - градирня; 7 - компрессор; 8 - сброс.

Рисунок 2 - Схема геотермальной электростанции с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара:

Благодаря техническим усовершенствованиям потребление пара на каждый киловатт мощности стало значительно меньше. Сейчас расход пара на новой электростанции Лаго (Италия) составляет уже 8 кг/кВт-ч.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Программа энергосбережения на период до 2015 года [Текст] : научное издание / сост. Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. – Астана, 2009. – 1-81с.

2 Энергосбережение. «Википедия». Свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A>

D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%D1%81%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5

3 Энергосбережения и возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kazenergy.com/ru/actions/evaluation-energy.html>

4 Твайделл, Дж., Уэйр, А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М. Энергоатомиздат. 1990. – 392 с.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

*T. K. Moldabaev, A. I. Glazyrin, K. Zh. Tattybekova, A. N. Kaupin*

**Геотермалді жылу пайдаланудың мүмкіндігі туралы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

*T. K. Moldabaev, A. I. Glazyrin, K. K. Tattybekova, A. N. Kaupin*

**The possibility of using geothermal heat**

Pavlodar State University  
named after S. Toraiyrov, Pavlodar.  
Material received on 22.04.13.

*Бұл жұмыста геотермалді жылу пайдаланудың мүмкіндігі зерттейді.*

*This paper examines the possibility of using geothermal heat.*

**А. Н. Новожилов, А. В. Антонцев, Е. В. Крюкова,  
Н. А. Исупова, Т. А. Новожилов**

## **ДИАГНОСТИКА ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МАШИНЫ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

*В настоящей статье авторы рассматривают применение искусственных нейронных сетей для диагностики эксцентриситета ротора электрических машин переменного тока.*

**Постановка задачи.** Традиционно самым многочисленным классом среди электрических машин в промышленном производстве и электроэнергетике являются машины переменного тока. В этот класс машин входят синхронные и асинхронные генераторы, синхронные двигатели и компенсаторы, а также асинхронные двигатели с фазным и короткозамкнутым ротором. Их в странах СНГ в настоящее время находится в эксплуатации около 6-8 миллионов. Как показывает практика их эксплуатации, около половины из них длительное время работают со статическим эксцентриситетом ротора [1-4]. Такая эксплуатация обычно не приводит к немедленному выходу электрической машины переменного тока из строя, но сопровождается ухудшением ее эксплуатационных характеристик. Однако простых и надежных устройств для его диагностики в режиме эксплуатации практически нет из-за отсутствия надежных способов обработки информации об этом виде повреждения. В данной работе для диагностики эксцентриситета ротора электрической машины переменного тока предлагается использовать искусственные нейронные сети.

**Диагностические признаки.** Статический эксцентриситет ротора электрической машины переменного тока можно обнаружить по наличию в спектрах магнитного поля воздушного зазора, внешнего магнитного поля и тока фазы электрической машины [1-4] дополнительных гармонических с частотами

$$f_v = f_1 / p [pv \pm 1], \quad (1)$$

где  $f_1$  - частота сети;  $p$  - число пар полюсов;  $i = 1, 2, \dots$  - номер гармоник сети.

Для выделения дополнительных гармонических из сигнала  $e_{нп}(t)$  измерительного преобразователя в диагностической системе на базе ПК чаще всего пользуются численным методом разложения в ряд Фурье [5]. В нем

период  $T_{расч}$  функции разбивают на  $Q$  равных частей, а интегралы заменяют суммами, где  $e_{нпг}$  - ЭДС на выходе измерительного преобразователя. В результате величины постоянной, синусной и косинусной составляющих ряда определяются как

$$\begin{aligned}
 E_0 &= \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^Q e_q(t_q), \\
 E'_v &\approx \frac{2}{Q} \sum_{q=1}^Q e_q(t_q) \sin v_1 \omega t_q, \\
 E''_v &\approx \frac{2}{Q} \sum_{q=1}^Q e_q(t_q) \cos v_1 \omega t_q,
 \end{aligned} \tag{2}$$

где  $Q$  - номер текущего интервала, принимающего значения от 1 до  $Q$ ,

$e_q(t_q)$  принимает значение  $e_{нпг}(t)$  в середине интервала  $Q$ :  $\omega = 2\pi f_{расч}$  - угловая частота, при этом  $T_{расч} = 1/f_{расч}$ ;  $v_1$  - номер рассчитываемой гармоники.

Так, например, спектральный анализ тока фазы асинхронного двигателя АО-31-4 в режиме холостого хода при отсутствии и наличии эксцентриситета ротора, результаты которого приведены на рисунках 1а и 1б, подтверждает наличие в нем токов от дополнительных полей. Из рисунков видно, что при появлении эксцентриситета ротора амплитуды гармонических 25Гц, 75Гц и 125Гц значительно возрастают и могут использоваться в качестве диагностического признака этого аномального режима работы асинхронного двигателя.

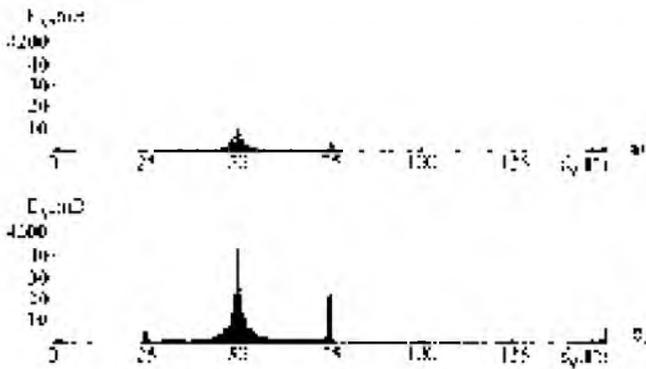


Рисунок 1 – Спектр частот тока фазы АД

В тоже время результаты многочисленных экспериментов на различных асинхронных двигателях при работе их с различной нагрузкой показали, что в силу различных причин рост эксцентриситета ротора не всегда приводит к росту гармонических с частотой определяемой по (1). В связи с этим возникает проблема выявления наличия эксцентриситета ротора при неявно изменяющихся диагностических признаках. Это свойственно всем машинам переменного тока. Для ее решения предлагается использовать искусственную нейронную сеть, а повреждение диагностировать в режиме холостого хода.

**Теоретическое обоснование.** Искусственная нейронная сеть (ИНС) для диагностирования эксцентриситета ротора по наличию многочисленных, но недостаточно явных диагностических признаков используется следующим образом.

ИНС – это математические модели, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей. Известно [6] большое число типов ИНС. Однако для диагностирования эксцентриситета ротора в наибольшей степени подходит модель многослойного перцептрона Румельхарта [7], которая согласно [8] хорошо зарекомендовала себя именно в практике распознавания образов.

На рисунке 2 представлен пример многослойного перцептрона. Он состоит из входного слоя, образуемого нейронами  $x_1, x_2$  и  $x_3$ , скрытого слоя с нейронами  $n_1, n_2$  и  $n_3$ , а также выходного слоя с одним нейроном  $b_1$ . Для улучшения сходимости элементов ИНС в каждый слой кроме выходного добавляются нейроны смещения  $x_0$  и  $n_0$ , которые всегда принимают равными единице. Нейроны входного и скрытого слоев взаимосвязаны между собой однонаправленными связями  $w_{mn}^{(1)}$ , где  $m$  и  $n$  - номера нейронов входного и скрытого слоев. Нейроны скрытого и выходного слоев взаимосвязаны между

собой аналогичными связями  $\theta_{ln}^{(2)}$ . Нейронам входного слоя присваивается значения выбранных диагностических признаков в виде  $E_v(f_v)$ , а по величине нейрона выходного слоя определяют результаты диагностирования.



Рисунок 2 – Образец структуры ИНС с одним выходом

Процесс определения параметров элементов ИНС сводится к расчету весовых коэффициентов связей  $\theta_{nm}^{(1)} \parallel \theta_{ln}^{(2)}$ , которые изначально можно приравнять единице. Он осуществляется итерационным путем в следующей последовательности. По разности между расчетным и определенным экспериментально в нормальном режиме работы значениям величины выходного нейрона  $b_l$  рассчитываются погрешности  $\Delta\theta_{nm}^{(1)} \parallel \Delta\theta_{ln}^{(2)}$  весовых коэффициентов связей и производится их уточнение. Затем этот процесс повторяется до тех пор, пока погрешность в определении величины  $h_\theta(x)$  выходного нейрона будет меньше заданной величины.

В процессе расчета величины нейронов скрытого слоя определяются из математических выражений

$$a_1 = g(z_1^{(1)}), a_2 = g(z_2^{(1)}) \text{ и } a_3 = g(z_3^{(1)}), \quad (3)$$

а величину выходного нейрона определяю как

$$h_\theta(x) = b_l = g(z_l^{(2)}), \quad (4)$$

где  $g(z)$  - сигмоидная функция.

Согласно [8] в задачах рассматриваемого типа широкое применение нашло сигмоидное преобразование вида

$$g(z) = 1/(1 + e^{-z}), \quad (5)$$

график которого приведен на рисунке 3.

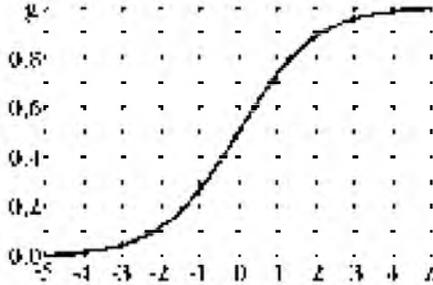


Рисунок 3 – Сигмоидная функция

Такая сигмоидная функция обладает рядом важных особенностей, которые обеспечили её широкое применение в задачах подобного типа. Например, гладкость, то есть дифференцируемость во всей области определения. Это условие обязательно, т.к. именно ее производная от функции используется в алгоритме настройки.

В выражениях (3) аргументы сигмоидной функции определяются как

$$\begin{aligned} z_1^{(1)} &= \theta_{10}^{(1)} x_0 + \theta_{11}^{(1)} x_1 + \theta_{12}^{(1)} x_2 + \theta_{13}^{(1)} x_3; \\ z_2^{(1)} &= \theta_{20}^{(1)} x_0 + \theta_{21}^{(1)} x_1 + \theta_{22}^{(1)} x_2 + \theta_{23}^{(1)} x_3; \\ z_3^{(1)} &= \theta_{30}^{(1)} x_0 + \theta_{31}^{(1)} x_1 + \theta_{32}^{(1)} x_2 + \theta_{33}^{(1)} x_3; \end{aligned} \quad (6)$$

а для выражения (4)

$$z_1^{(2)} = \theta_{10}^{(2)} z_0 + \theta_{11}^{(2)} z_1 + \theta_{12}^{(2)} z_2 + \theta_{13}^{(2)} z_3 \quad (7)$$

Коррекция коэффициентов связи ИНС осуществляется за счет сравнения результатов расчета и эксперимента в нормальном режиме работы АД. Изначально вычисляется значение ошибки расчета нейрона выходного слоя

$$\delta^{(3)} = h_{\theta}(x) - y_0, \quad (8)$$

где  $\delta^{(3)}$  – ошибка расчета выходного слоя;  $y_0$  – результаты эксперимента, при эксперименте только в режиме холостого хода принимается  $y_0 = 0$ .

При этом ошибки вычисления нейронов скрытого слоя

$$\begin{aligned}\delta_0^{(2)} &= \delta^{(3)} \theta_{10}^{(2)} g'(a_0), \quad \delta_1^{(2)} = \delta^{(3)} \theta_{11}^{(2)} g'(a_1), \\ \delta_2^{(2)} &= \delta^{(3)} \theta_{12}^{(2)} g'(a_2), \quad \delta_3^{(2)} = \delta^{(3)} \theta_{13}^{(2)} g'(a_3),\end{aligned}\quad (9)$$

где  $\theta'(a_n) = g(a_n)[1 - g(a_n)]$  – производная сигмоидной функции от  $a_n$ .

Критерием правильного выбора весового коэффициента связей для ИНС служит целевая функция

$$J(\theta) = -[(1 - y_0) \ln \sigma_1 - \ln \sigma_2(x)]. \quad (10)$$

Выбору оптимальных значений весовых коэффициентов способствует минимизация выражения (8). Этот выбор осуществляется в ИНС по методу обратного распространения ошибки. Он заключается в вычислении разностей между результатами расчета ИНС и результатами эксперимента, называемых ошибками расчета, с последующим распространением этих разностей от выхода ИНС к входу одновременно с изменением весовых коэффициентов в зависимости от величины ошибок расчета.

Изменение весовых коэффициентов между скрытым и выходным слоями при итерациях определяются как

$$\theta_{1n}^{(3)'} = \theta_{1n}^{(3)} - \alpha \Delta \theta_{1n}^{(3)}, \quad (11)$$

где  $\theta_{1n}^{(3)}$  и  $\theta_{1n}^{(3)'}$  – величины предыдущего и текущего коэффициентов связи;  $\Delta \theta_{1n}^{(3)} = dJ / d\theta_{1n}^{(3)} = \theta_n \delta^{(3)}$  – изменение коэффициентов связи;  $dJ / d\theta_{1n}^{(3)}$  – градиент изменения весовых коэффициентов;  $\alpha$  – скорость изменения, задаваемая при расчете.

Согласно [8] оптимальным является выбор значения  $\alpha = 1$ . Если требуется снизить скорость сходимости, то следует последовательно использовать значения  $\alpha$  равные 0,3; 0,1; 0,03 и т.д. При необходимости увеличения скорости сходимости  $\alpha$  принимают равной 3; 10; 30 и т.д.

В результате изменение весовых коэффициентов

$$\Delta \theta_{10}^{(3)} = a_0 \delta^{(3)}; \quad \Delta \theta_{11}^{(3)} = a_1 \delta^{(3)}; \quad \Delta \theta_{12}^{(3)} = a_2 \delta^{(3)}; \quad \Delta \theta_{13}^{(3)} = a_3 \delta^{(3)}.$$

Изменение весовых коэффициентов между входным и скрытым слоями при итерациях определяются как

$$\theta_{nm}^{(2)'} = \theta_{nm}^{(2)} - \alpha \Delta \theta_{nm}^{(2)}, \quad (12)$$

где  $\theta_{nm}^{(2)}$  и  $\theta_{nm}^{(2)'}$  – величины предыдущего и текущего коэффициентов связи;  $\Delta \theta_{nm}^{(2)} = dJ / d\theta_{nm}^{(2)} = \pi_n \delta^{(2)}$  – изменение коэффициентов связи.

Таким образом, изменения весовых коэффициентов между входным и скрытым слоями

$$\begin{aligned} \Delta \theta_{10}^{(2)} &= x_0 \delta_1^{(2)}, \quad \Delta \theta_{11}^{(2)} = x_1 \delta_1^{(2)}, \quad \Delta \theta_{12}^{(2)} = x_2 \delta_1^{(2)}, \quad \Delta \theta_{13}^{(2)} = x_3 \delta_1^{(2)}; \\ \Delta \theta_{20}^{(2)} &= x_0 \delta_2^{(2)}, \quad \Delta \theta_{21}^{(2)} = x_1 \delta_2^{(2)}, \quad \Delta \theta_{22}^{(2)} = x_2 \delta_2^{(2)}, \quad \Delta \theta_{23}^{(2)} = x_3 \delta_2^{(2)}; \\ \Delta \theta_{30}^{(2)} &= x_0 \delta_3^{(2)}, \quad \Delta \theta_{31}^{(2)} = x_1 \delta_3^{(2)}, \quad \Delta \theta_{32}^{(2)} = x_2 \delta_3^{(2)}, \quad \Delta \theta_{33}^{(2)} = x_3 \delta_3^{(2)}. \end{aligned} \quad (13)$$

Диагностирование повреждения асинхронного двигателя осуществляется методом итераций в два этапа. На первом этапе в режиме холостого хода электрической машины производится настройка системы диагностики. Ее результатом является определение параметров ИНС при получении сигнала  $\varepsilon_{\text{инс}}(t)$  от нового или отремонтированного АД с использованием приведенных выше математических выражений по минимальной заданной величине  $\delta^{(3)} = h_{\theta}(x) - y_0$ . В идеале погрешность определения выходного нейрона должна равняться нулю. Однако в этом случае процесс настройки и диагностирования может занять значительное время.

На втором этапе по полученным ранее параметрам ИНС для этого асинхронного двигателя и получаемым в процессе диагностирования значениям  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$  сигнала  $\varepsilon_{\text{инс}}(t)$  определяется наличие или отсутствие эксцентриситета ротора.

Величина эксцентриситета ротора определяется по известной для этого типа электрических машин зависимости  $h_{\theta}(x)$ , пример которой приведен на рисунке 4, где  $\varepsilon = d / S_{\text{н}}$ ;  $S_{\text{н}}$  и  $d$  - величины номинального воздушного зазора машины и смещения ротора.

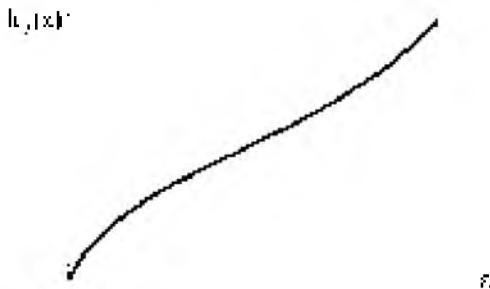


Рисунок 4 – Зависимость величины сигнала на выходе ИНС от эксцентриситета ротора электрической машины

На основании многочисленных экспериментов можно с уверенностью сказать, что данный метод позволит с высокой надежностью не только распознавать эксцентриситет ротора практически у всех электрических машин переменного тока, но и определять его величину.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 **Гемке, Р. Г.** Неисправности электрических машин. - Л. : Энергия, 1975. - 296 с.

2 **Богуславский, И. З.** Токи в несимметричной короткозамкнутой клетке ротора // Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт. №1, 1982.

3 **Корогодский, В. И., Кужеков, С. П., Паперно, Л. Б.** Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1000 В. - М. : Энергоатомиздат, 1987. - 248 с.

4 **Новожилов, А. Н., Кислов, А. П., Андреева, О. А.** Метод численного моделирования работы асинхронного двигателя с обрывом стержней в короткозамкнутом роторе// Электричество.- 2004.- №11. С.41-45.

5 **Новожилов, А. Н.** Токи асинхронного двигателя при статическом эксцентриситете// Электротехника. – 1994. - №11. - С. 45-47.

6 S. Haykin, Neural Networks and Learning Machines // 3<sup>rd</sup> Edition. – Prentice Hall, 2009.

7 **Rummelhart, D. E., Hinton, G. E., Williams, R. J.** Learning internal representations by error propagation // Vol. 1 of Computational models of cognition and perception. – Cambridge, MA : MIT Press, 1986.

8 Ng A. Machine Learning. – Stanford Video Lectures. – 2012. – URL : <https://class.coursera.org/ml-2012-002/class/index>.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

*А. Н. Новожилов, А. В. Антонцев, Е. В. Крюкова, Н. А. Исупова,  
Т. А. Новожилов*

**Жасанды нейронды жүйелерді қолдану арқылы ауыспалы тоқты  
электрлі машина роторының эксцентриситетінің диагностикасы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

A. N. Novozhilov, A. V. Antontsev, E. V. Krukova, N. A. Isupova,  
T. A. Novozhilov

### **Diagnostics of eccentricities of a rotor in an AC electrical machine using artificial neural networks**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 22.04.13.

*Бұл мақалада авторлар ауыспалы тоқты электр машина роторының эксцентриситетінің диагностикасы үшін жасанды нейронды жүйелерді қолдануды қарастырады.*

*In given article the authors consider application of artificial neural networks for diagnostics of eccentricities of a rotor in an AC electrical machine.*

УДК 621.372.8 : 621.385.6

**Д. В. Румтер, Е. Ж. Кинаят, С. И. Латыпов**

### **БАЛЛАСТНЫЕ НАГРУЗКИ ОДНОПРОВОДНЫХ ВОЛНОВОДОВ**

*В статье использованы известные положения теории линий передачи электромагнитной энергии, включая теорию поверхностного однопроводного волновода; теорию антенн, в частности, антенных решеток; теорию измерений. Приведены примеры конструкций балластных нагрузок с утилизацией невостребованной энергии.*

*Предварительный анализ и расчеты показывают, что использование в волноводах балластных нагрузок имеет существенные преимущества по сравнению с традиционными.*

Нагрузку поверхностного волновода в простейшем случае можно реализовать путем установки на его конце обычного отражателя в виде проводящего диска с установленным около него устройством возбуждения в виде ряда вибраторов. В целом такая конструкция оказывается достаточно сложной. В этой связи представляют интерес варианты нагрузок, непосредственно надеваемые на провод волновода [1-3]. Принцип работы таких нагрузок состоит в помещении поглощающих материалов в плоскость колебаний вектора напряженности электрического поля. Судя

по структуре электромагнитного поля поверхностной волны около провода с поверхностной волной, таких составляющих имеется две. Одна из них радиальная составляющая  $E_r$ , вторая – осевая  $E_z$ , направленная вдоль распространения поверхностной волны и совпадающая с направлением оси провода. Соответственно этому проектируются конструкции нагрузок [4].

На рисунке 1 приведен ряд конструкций, которые прошли успешную апробацию в лабораторной практике.

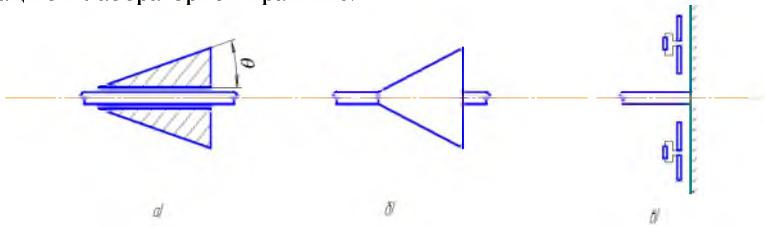


Рисунок 1- Конструкции балластных нагрузок

На рисунке 1а, представлена конструкция нагрузки в виде ряда плоских радиальных пластин, которые выполнены в виде клиньев с целью минимизации отражения. Мощность, выделяемая в нагрузке, показанной на рисунке 1 а, вычисляется по известной формуле (1).

$$P_{\text{н}} = \omega \varepsilon_a \operatorname{tg} \delta \int_V (E_r^2 + E_z^2) dV, \quad (1)$$

при этом элементарный объем  $dV$  может быть представлен в виде  $dV = d \sin \Theta dz$ . Полагая, что составляющие  $E_r$  и  $E_z$  на длине нагрузки изменяются незначительно, и с учетом интегрирования, выражение для нахождения  $P_{\text{н}}$  приводится к виду (2):

$$P_{\text{н}} = \omega \varepsilon_a \operatorname{tg} \delta d \sin^2 \Theta \int_0^l (E_r^2 + E_z^2) dz, \quad (2)$$

где  $\omega$  - круговая частота,  $\varepsilon_a$  - абсолютная диэлектрическая проницаемость,  $\operatorname{tg} \delta$  - тангенс угла диэлектрических потерь,  $\Theta$  - угол скоса пластины,  $l$  - длина пластины,  $d$  - толщина пластин,  $N$  - количество пластин,  $P_0$  - мощность на входе нагрузки [5].

Для случая на рисунке 1б, выражение для выделяемой мощности с учетом вышеупомянутых приближений имеет вид (3) для усеченного конуса при радиусах  $R$  и  $r$ :

$$P_{\text{н}} \approx \frac{1}{3} \omega \varepsilon_a \operatorname{tg} \delta \pi (R^2 + r^2 + Rr) h \int_0^l (E_r^2 + E_z^2) dz, \quad (3)$$

где  $r$  – радиус диэлектрической оболочки волновода.

Для варианта конструкции нагрузки, представленной на рисунке 2в, выражение для выделяемой мощности имеет вид (4).

$$P_{\text{д}} = \frac{W h_d^2}{R} P_0 N \quad (4)$$

Для полуволновых вибраторов  $R = 73,2 \text{ Ом}$ ,  $h_d = \frac{\lambda}{\pi}$ , где  $h_d$  – действующая длина вибратора,  $\lambda$  – длина волны,  $R$  – нагрузочное сопротивление вибратора. Тогда мощность находится по формуле по формуле (5)

$$P_{\text{д}} = \frac{W \lambda^2}{73,2 \pi^2} N P_0 \quad (5)$$

Полученные выражения для выделяемой мощности сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Выражения мощности, выделяемой в различных нагрузках

№	Вариант нагрузки	Выделяемая в нагрузке мощность
1	Рисунок 1 а	$P_{\text{д}} = \omega \varepsilon_{\text{д}} l g \sigma^2 d W l g \Omega N P_0$
2	Рисунок 1 б	$P_{\text{д}} \approx \frac{1}{3} \omega \varepsilon_{\text{д}} l E \delta \pi (R^2 + r^2 + Rr) h W P_0$
3	Рисунок 1 в	$P_{\text{д}} = \frac{W h_d^2}{R} N P_0; P_{\text{д}} = \frac{W \lambda^2}{73,2} N P_0$

Заметим, что входящая в выражения  $P_0$  является входящей в нагрузку мощностью [6].

Таким образом, рассмотрена еще одна из составляющих частей разрабатываемого инструментария в виде балластных нагрузок, в каждой из которых определена выделяемая мощность.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Трошин, Г. И., Макарова, Л. И., Худякова, В. А., Чистин, Э. Ф. Однопроводная линия передачи // Труды НИИКП. 1962. – Вып.6. – С. 34 – 54.
- 2 Семенов, Н. А., Польшковский, А. М. Линии поверхностной волны для передачи телевидения. – М. : ВЗЭИС. 1963.
- 3 Семенов, Н. А. Параметры волны  $E_{00}$  в линии поверхностной волны // Радиотехника и электроника. – 1964. – Т.9. – № 9. – С.1634 – 1641.

- 4 **Ефимов, И. Е.** Радиочастотные линии передачи. – М. : Сов. Радио, 1964.
- 5 **Кисмерешкин, В. П., Лобова, Г. Н.** Об использовании открытых линий передачи в антенной технике // Антенно-фидерные устройства, системы и средства радиосвязи. Сборник трудов 3-й Междунар. научно-практ. конференции. – Воронеж. – 1997. – Т.2. – С. 290 – 300.
- 6 **Кисмерешкин, В. П., Лобова, Г. Н.** Об использовании открытых линий передачи в антенной технике // Антенно-фидерные устройства, системы и средства радиосвязи. Сборник трудов 3-й Междунар. научно-практ. конференции. – Воронеж. – 1997. – Т.2. – С. 290 – 300.

Северо-Казахстанский государственный университет  
имени М. Козыбаева, СКО, г. Петропавловск.  
Материал поступил в редакцию 29.04.13.

*D. V. Ritter, E. Z. Kinayat, S. I. Latypov*

### **Біртартылымды толқынжүргізгіштің балласт жүктері**

М. Қозыбаев атындағы Солтүстік-Қазақстан  
мемлекеттік университеті, Петропавловск қ.  
Материал 29.04.13. редакцияға түсті.

*D. V. Ritter, E. Z. Kinayat, S. I. Latypov*

### **Single-wire waveguides ballasting**

North Kazakhstan State university  
after M. Kozubayev, Petropavlovsk.  
Material received on 29.04.13.

*Мақалада электромагнитті энергия берілісінің сызығының қағидасының белгілі жағдайлары пайдаланған, аттамалы біртартылымды толқынжүргізгіштің қағидасын; мұртша қағидасын, дербес жағдайда, антенна ауа тартқыштарын; өліеу қағидасын бірге қоса. Керек емес энергия жою балласт жүктің конструкциясының мысалдары келтірілген.*

*Алдын ала анализ және есептер толқынжүргізгіште дәстүрлі жүктерге қарағанда балласт жүктерді пайдаланудың өте зор артықшылықтары бар екенін анықтап берді.*

*The article draws on the of theory known electromagnetic energy transmission lines, including the theory of surface single-ended waveguide, antenna theory, in particular, the antenna arrays, the theory of measurement. Examples are given of the design of ballast loads with utilization of the unclaimed energy.*

*Preliminary analysis and calculations show that the use of waveguides ballast loads has significant advantages over traditional ones.*

УДК 621:622.692

**В. В. Рындин, Р. Е. Кауржанов, А. Т. Сагинаева**

## **ГАЗОПРОВОДЫ КАЗАХСТАНА**

*Приведены схемы и технические характеристики действующих и строящихся магистральных газопроводов, проходящих по территории Казахстана.*

**Введение.** По данным журнала «Нефть и Газ», по состоянию на 2010 год, доказанные запасы природного газа в Казахстане составили 2,4 трлн м<sup>3</sup>. Прогнозные ресурсы газа оцениваются в 5,9 трлн м<sup>3</sup>. Большая часть запасов природного газа сосредоточена в западной части Казахстана на трёх крупнейших месторождениях: газоконденсатном Карачаганаке, нефтяных Кашагане и Тенгизе. При этом более половины этого объёма приходится на нефтегазовое месторождение Карачаганак, доказанные запасы на котором составляют, по имеющимся данным, 1,36 трлн м<sup>3</sup>. Половину суммарной добычи газа составляет попутный нефтяной газ (ПНГ). Значительная часть ПНГ сжигается в факелах или используется для собственных нужд промыслов. Параметры, характеризующие динамику развития газовой отрасли Казахстана, приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Параметры развития газовой отрасли Казахстана, млрд м<sup>3</sup>

Годы	Добыча		Экспорт	Импорт	Потребление внутреннее
	Общая	Товарная			
2010	38	22	12	4,0	14
2015	50	30	16	4,0	18
2020	62	39	20	3,0	22
2025	67	42	19	2,0	25
2030	72	45	19	2,0	28

Казахстан, в основном, является транзитной страной (транзит составляет порядка 90 %) для транспортировки природного газа из Узбекистана и Туркменистана в Россию и Китай. За 2012 год объём транзита газа через территорию республики составил 96,5 млрд м<sup>3</sup>. Значительной составляющей в транзитных поставках газа стало китайское направление, куда теперь идёт туркменский и

узбекский газ. В 2009 году, экспорт впервые превысил импорт на 3,8 млрд м<sup>3</sup>, достигнув 8,8 млрд м<sup>3</sup> в 2012 году, что вывело Казахстан в число экспортёров газа. Добыча газа в 2012 году в республике составила 40,1 млрд м<sup>3</sup>. Объем выработки товарного газа составил 21,2 млрд м<sup>3</sup>, а объём внутреннего потребления в РК – 10,5 млрд м<sup>3</sup> [2].

В Казахстане существуют две несвязанные системы распределения природного газа: одна – на западе, обслуживающая добывающие месторождения и используемая для экспорта газа, а вторая – на юге, обеспечивающая импорт газа в Южный Казахстан из Узбекистана. Общая протяжённость системы магистральных газопроводов Казахстана в однопозиционном исчислении (произведение длины одной нитки на число ниток) превышает 14 тыс. км (для сравнения, общая длина МГ России – 150 тыс. км); пропускная способность составляет около 190 млрд м<sup>3</sup>/год [3].

Основой западной газотранспортной системы являются магистральные газопроводы (МГ), протянувшиеся по территории Казахстана в субмеридиональном (близмеридиональном) направлении от Туркменистана и Узбекистана в Россию: система «Средняя Азия-Центр» (САЦ) и газопровод «Бухара-Урал». Система САЦ дополнительными газопроводами связана с Кавказом (Макад-Северный Кавказ 371 км, 1987 г.) и западными районами Туркменистана «Окарем-Бейнеу» 1975 г. (каз. участок Бегдаш-Бейнеу имеет протяжённость по километровым отметкам на газопроводе: 1000 км – 527 км = 473 км [4]).

На северо-западе на территорию Казахстана из РФ заходят газопроводы «Оренбург-Новопокровск» (участки 319 км и 63 км по тер. ЗКО) и «Союз» с дупингом (424 км), и отдельная ветка, связывающая Оренбург с месторождением Карачаганак. Газопроводы «Оренбург-Новопокровск» и «Союз» были построены соответственно в 1975 и 1976 годах с общей пропускной способностью 42,5 млрд м<sup>3</sup>/год. В 1965 году был введён в эксплуатацию газопровод «Карталы-Рудный-Костанай» (154 км от КС-Карталы на МГ «Бухара-Урал») с поставкой газа из РФ в обмен на собственный газ, добываемый на Карачаганакском месторождении, а в 1988 году – «Жанажол-Октябрьск-Актобе» протяжённостью 270 км [4].

В южном регионе по территориям Алматинской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областей проходит система БГР-ТБА – «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» (рис. 1).





Рисунок 2 – Карта газопроводов Центральной Азии [5] (изменено)

Сеть газотранспортной системы ИЦА эксплуатируется 4-мя управлениями магистральных газопроводов (УМГ) – «Атырау» (МГ Окарем-Бейнеу, САЦ-1, САЦ-2, САЦ-3, САЦ-4, САЦ-5, Макат-Северный Кавказ общей протяженностью 4880 км), «Уральск» (МГ Союз, Оренбург-Новопсков, САЦ-3, САЦ-4-1, САЦ-4-2 общей протяженностью 935 км), «Актобе» (МГ Бухара-Урал, Жанажол-Октябрьск-Актобе, Карталы-Рудный-Костанай общей протяженностью 1723 км) и «Тараз» (МГ Бухарский Газоносный Район-Ташкент-Бишкек-Алматы, Газли-Шымкент общей протяженностью 1584 км) [5].

#### Основные газопроводы

Основные характеристики газопроводов РК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные газопроводы Казахстана

Начальный, промежуточный и конечный пункты	Год ввода в эксплуатацию	Длина трассы*, км; число линий	Пропускная способность, млрд м <sup>3</sup> /год; диаметр, мм
Бухара-Урал (граница Узбекистана-граница России) [1, (4)]	1963, 1964	639 (578) / 2 линии	14-20 / 1015
Карталы-Рудный-Костанай [4]	1965	154/1 линия	3,8 / 820
Жанажол-Октябрьск-Актобе [4]	1988	270/1 линия	0,9 / 520
Оренбург-Новопсков [4]	1975	382/1 линия	11,5 / 1220

Союз (с лупингом 42 км) [4]	1976	424/1 линия	31 /1420
САЦ (Средняя Азия-Центр): Бейнеу-Ал. Гай (гр. РК – гр РФ) [1, 4]	1967, 1986	823 /5 линий	50-80 /1420, 1220, 1015
Макад-Северный Кавказ [4]	1987	371/1 линия	25,5-31 /1420
Окарем-Бейнеу (Бегдаш-Бейнеу) [1, (4)]	1975	461 (473) / 1-2 линии	5-12 /1220, 1015
Прикаспийский (Бегдаш-Бейнеу-Ал. Гай)	2012-2013	1285/1 линия	30-40 /1420
БГР-ТБА (Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы) [4]	1971, 1999	813/2 линии	21,6 /720, 1015
Газли-Шымкент (до КС- Самсоновка) [3,4]	1988	314/1линия	11,5-13,3 /1220
1-й участок МГ Казахстан+Китай (казахстанский участок МГ Туркменистан-Узбекистан- Казахстан-Китай)	1-я, 2-я, 3-я очередь: 2009, 2010, 2015	1293/3 линии	30-55 /1420, 1020
2-й участок МГ Казахстан-Китай (Бейнеу- -Бозой-Шымкент)	2011-2013	1475/2 линии	10 /1067
Тобол-Кокшетау-Астана (Карталы- Астана)	2013-2014	829,5/1 линия	1,5-3 /720
<i>* Длина трассы (одной линии) в границах Казахстана</i>			

**МГ «Бухара-Урал».** История магистральных газопроводов РК берет своё начало с 1961 года, когда началось строительство газопровода «Бухара-Урал» по территории 4-х республик, в том числе и Казахстана. Фактически это событие следует считать началом создания отечественной газотранспортной системы, так как до строительства данного объекта республика не обладала собственной сетью магистральных газопроводов. Исторически казахстанская система магистральных газопроводов формировалась как часть бывшей общесоюзной газотранспортной системы и была ориентирована на транспортировку природного газа среднеазиатских республик в ближнее и дальнее зарубежье.

5 мая 1961 года в Газли бригадой треста «Нефтепроводмонтаж» был сварен первый стык на «нуле» будущего газопровода «Бухара-Урал». 25 ноября 1963 года бухарский газ по первому газопроводу Газли-Челябинск достиг центра Южного Урала – города Челябинск. А в ноябре 1964 года бухарский газ пришел в Свердловск. Строительство второй очереди было завершено на год раньше срока. Масштабы стройки были фантастическими. Трасса газопровода стала самой протяжённой и самой современной в стране – общая длина двух линий 4464 км, в том числе суммарная длина двух линий газопровода 1175 км по территории Казахстана [4] (по километровым отметкам длина трассы 1445 км – 867 км = 578 км [4], по данным [1] протяжённость одной линии в границах Казахстана 639 км).



Рисунок 3 – Переход  
через Амударью

«Бухару-Урал» строили «всем миром». Газопровод пересек 625 естественных и искусственных преград, в том числе 14 рек и крупных каналов, 437 мелких каналов, арыков и ручьёв, 68 балок и оврагов, 22 болота, 19 железных и 650 автомобильных дорог (рис. 3). В бухарской пустыне вырос город газозаводчиков – Газли (см. рис. 1), на всем протяжении более чем двухтысячекилометровой трассы возводились огромные корпуса компрессорных станций, где монтировались мощные газоперекачивающие агрегаты, строились посёлки газозаводчиков со всей инфраструктурой. Всего было построено 17 компрессорных станций, 138 газоперекачивающих агрегатов и 22 газораспределительные станции.

Пропускная способность газопровода достигала 14–20 млрд м<sup>3</sup>/год. Запасов Газлинского месторождения хватило лишь на 20 лет, но к тому времени, как они истощились, уже шла активная эксплуатация северных месторождений. Оттуда и стало поступать на Урал голубое топливо – по газопроводу «Игрим-Серов-Нижний Тагил», а затем и по магистрали «Уренгой-Челябинск». В настоящее время транзитный трубопровод «Бухара-Урал», предназначенный для транспортировки газа из Узбекистана и Туркменистана в промышленные регионы России, практически для транзита не используется, а используется больше для снабжения газом Актюбинской области.

**МГ «Средняя Азия-Центр» (САЦ).** В октябре 1965 года начинается строительство многониточной системы газопроводов «Средняя Азия-Центр». Новая газотранспортная магистраль должна была вобрать в себя мощные потоки природного сырья из Узбекистана и Туркмении и транспортировать через территорию Казахстана в центральные районы России.

На момент окончания строительства первой очереди в 1967 году САЦ был самым крупным газопроводом в мире – его протяженность составляла 3180 км с пропускной способностью 10,5 млрд м<sup>3</sup>/год. К 1985 году САЦ превратился в многониточную систему газопроводов и отводов с пропускной способностью 80 млрд м<sup>3</sup>/год. В настоящее время пятиниточный газопровод «Средняя Азия-Центр» представляет собой сложную разветвленную транснациональную сеть трубопроводов общей длиной в однопунктном исчислении 5215 км [3], по другим данным 4892 км [6]. Сейчас САЦ с длиной 2750 км занимает 6-е место в мире [7].

По данным [4] общая длина пяти линий САЦ по территории Казахстана: САЦ-2 + лупинг САЦ-2 + САЦ-3 + САЦ-4 + лупинг САЦ-4 + САЦ-5 = 372 км + 633 км + 754 км + 821 км + 514 км + 823 км = 3917 км

(САЦ-1 выведен из эксплуатации по техническому состоянию). Наибольшая длина одной линии по километровым отметкам:  $1134 \text{ км} - 311 \text{ км} = 823 \text{ км}$  [4].

Строительство газопровода «Средняя Азия-Центр» явилось полигоном для испытаний и внедрения новых технологий строительства газопроводов большой мощности, с пересечением границ различных климатических зон, форсированием искусственных и естественных преград – через крупнейшие реки: Амударью, Волгу, Урал, Оку (рис. 4).



Рисунок 4 – Строительство газопровода «Средняя Азия-Центр» [8]

Ядром инфраструктуры первой очереди газопровода являются 13 газокomppressorных станций. При сооружении газопровода впервые были применены трубы большого диаметра 1220 и 1420 мм, а также отработана технология их сварки и укладки [8].

Две ветки газопровода САЦ, контролируемые Газпромом, соединяются на юго-западе Казахстана в районе посёлка Бейнеу, перед тем как пересечь границу с Россией в районе села Александров Гай и соединиться с российской газотранспортной сетью. Восточная ветка, с пропускной способностью в  $59,5 \text{ млрд м}^3/\text{год}$ , начинается от юго-восточных газовых месторождений в Туркменистане. Западная ветка Окарем-Бейнеу с пропускной способностью  $5 \text{ млрд м}^3/\text{год}$  начинается с каспийского побережья Туркменистана. Длина казахстанского участка («Бегдаш-Бейнеу») по километровым отметкам  $1000 \text{ км} - 527 \text{ км} = 473 \text{ км}$  [4], по данным [1] длина трассы 461 км.

Практически весь туркменский и узбекский газ доставляется по восточной ветке, поскольку западной ветке уже более 35 лет, причем не на всей её протяжённости проводилась модернизация, что приводит к периодически возникающим проблемам. В связи с тем, что пропускная способность САЦ после многолетней работы снизилась, «Газпромом» совместно с газотранспортными организациями и компаниями Узбекистана и Казахстана были проведены работы по расширению пропускной способности и обеспечению надежности САЦ.

**Прикаспийский газопровод.** В декабре 2007 года Россия, Казахстан и Туркменистан подписали соглашение о модернизации и расширении пропускной способности западной ветки САЦ и о строительстве новой газовой ветки под названием газопровод «Прикаспийский», который должен пройти параллельно существующей западной ветке по маршруту «Туркменбаши-Бейнеу-Макаг-Ал. Гай» (см. рис. 2). Общая протяженность газопровода – около 1700 км, из которых: Туркменистан – около 500 км, Казахстан – около 1200 км. По трубопроводу планировалось транспортировать до 30 млрд м<sup>3</sup> из Туркменистана и до 10 млрд м<sup>3</sup> в год из Казахстана.

Прикаспийский газопровод был предназначен для транспортировки природного газа с месторождений Каспийского моря и других территорий Туркменистана и Казахстана в Россию. Строительство планировалось начать в 2009 и закончить в 2012 году. Однако в 2009 году строительство было приостановлено, поскольку Туркменистан искал пути диверсификации сбыта, а Россия уменьшила закупки газа в Туркмении в связи с падением спроса на газ в Европе из-за мирового финансового кризиса.

В работе [9] высказывается сомнение в необходимости строительства дополнительного газопровода, так как система газопроводов САЦ итак работает на половину мощности. Согласно последнему пресс-релизу в 2009 году группой «Газпром» в Туркмении, Узбекистане и Казахстане было приобретено 37,3 млрд м<sup>3</sup> газа, в 2010 – 38 млрд м<sup>3</sup>, в 2011 году закупки были на уровне 38,8 млрд м<sup>3</sup>. Доля Туркмении в них составила около 10 млрд м<sup>3</sup>. Напомним, что максимум мощности системы САЦ, установленный в 1980-х годах составлял около 80 млрд м<sup>3</sup> в год. Конечно, не вся инфраструктура системы сейчас работает в должной мере. Как отмечает эксперт, и при таком раскладе, очевидно, что в проекте «Прикаспия» нет экономической необходимости, тем более, если большая часть строительства ложится на самих поставщиков.

МГ «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» (БГР-ТБА). Наряду со строительством газопроводов на Западе Казахстана началось сооружение южной газотранспортной системы, что было вызвано необходимостью газификации крупнейшего мегаполиса страны – города Алма-Аты и областных центров густонаселённого южного региона. Строительство газопровода БГР-ТБА началось в 1961 году с месторождения Газли [6]. В 1968 году газ пришел в областной центр – город Джамбул (Тараз). В январе 1971 года газопровод БГР-ТБА был достроен до города Алма-Ата и в торжественной обстановке зажжён факел газа на ГРС-1 в поселке Заря Востока. Магистральный газопровод БГР-ТБА обеспечивает газоснабжение севера Кыргызстана – более 700 млн м<sup>3</sup> и южных областей Казахстана – около 2 млрд м<sup>3</sup> природного газа ежегодно.

Данный двухниточный газопровод имеет протяжённость 1585 км с пропускной способностью 12 млрд м<sup>3</sup>/год [3, 4]. В соответствии с километровыми отметками на газопроводе длина трассы от границы с Узбекистаном до Алматы 1342 км – 368 км = 974 км, а за вычетом кыргызских участков – 813 км [4].

В 1988 году было завершено строительство газопровода «Газли-Шымкент» (см. рис. 1, 2). Газопровод «Газли-Шымкент» соединяет трубопровод БГР-ТБА с магистралью «Бухара-Урал» и имеет протяжённость по территории Казахстана 314 км [4]. На отрезке между Шымкентом и Алматы, трубопровод пересекает территорию Кыргызстана, питая его столицу Бишкек. Частые перебои в газоснабжении г. Алматы, в результате споров, возникающих между Узбекистаном и Кыргызстаном, а также несанкционированного отбора газа кыргызскими потребителями руководство ЗОА «Казтрансгаз» через СМИ заявляло о необходимости строительства перемычки на указанном газопроводе с тем, чтобы он не заходил на территорию сопредельного государства. Протяжённость требуемой перемычки около 150 км [3, 10].

**Газопровод «Казахстан-Китай»** (ГПКК). В разных источниках под МГ «Казахстан-Китай» понимаются разные газопроводы: 1) газопровод «Бейнеу-Шымкент» как вторая стадия проекта «Газопровод Средняя Азия» (ГПСА) [10]; 2) казахстанская часть газопровода «Туркменистан-Китай» [11]; 3) одновременно и казахстанский участок газопровода «Туркменистан-Китай» и газопровод «Бейнеу-Шымкент» [12]. Всё это способствует появлению в СМИ противоречивой информации о данном газопроводе.

Магистральный газопровод «Казахстан-Китай» является частью масштабного трансконтинентального проекта газопровода «**Центральная Азия-Китай**» (ЦАК), предназначенного для транспортировки газа из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана в Китай. Газопровод ЦАК включает в себя газопроводы Центральной Азии «Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай» (1830 км, по другим данным 2006 км [13]) и «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (1475 км [14]), а также китайский газопровод «Запад-Восток» 4127 км (4860 км [13]). Газопровод «Центральная Азия-Китай» – самый протяжённый трубопровод в мире (более 7 000 км). Он даёт азиатскому газу альтернативный путь сбыта в обход России.

Первоначально под МГ «Казахстан-Китай» понималась казахстанская часть МГ «**Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай**». Строительство этого газопровода началось в июле 2008 года от п. Гедаим, расположенном на границе Туркменистана и Узбекистана, до Алашаньюку (Китай), где он соединился с китайским газопроводом «Запад-Восток» в 2009 году: туркменистанский отрезок трубопровода 212 км (188 км [13]) был завершён в октябре 2009 года, узбекистанский 318 км (525 км [13]), скорее всего

325 км) – в ноябре 2009 года, а казахстанский 1300 км (1293 км [13]) до Хоргоса – в декабре 2009 года). Общая длина МГ «Туркменистан-Китай» до Хоргоса составит  $212 + 318 + 1300 = 1830$  км.

В октябре 2010 года была введена в строй вторая ветка трубопровода. Общая длина двух ниток казахстанской части этого газопровода до Хоргоса 2611 км. Пропускная способность газопровода в настоящий момент – 30 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$  (проектная мощность – 40 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$ ). Его полная сдача в эксплуатацию была запланирована на 2012 год. Общая стоимость газопровода планировалась более 6,5 млрд долларов и достигла в 2012 году свыше 8,5 млрд. долларов США [12]

В декабре 2011 г. узбекско-китайское СП ООО «Asia Trans Gas» приступило к строительству третьей очереди узбекского участка газопровода «Туркменистан-Китай». Завершение строительства этого участка планируется в марте 2014 г. Строительство туркменской части третьей очереди газопровода будет завершено в январе 2015 г. Казахстанский участок планировалось завершить в 2012 году. Общая протяжённость третьей линии МГ «Туркменистан-Китай» составит 1840 км. Новая нитка предназначена для перекачки объемов газа с новых месторождений в Узбекистане, Туркмении и Казахстане и будет иметь пропускную способность 25 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$ . С пуском третьей очереди мощность газопровода ЦАК увеличится до 55 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$ .

В октябре 2009 года были внесены изменения и дополнения в «Соглашение между Правительством РК и Правительством КНР о строительстве газопровода Казахстан-Китай», согласно которым газопровод «Бейнеу-Шымкент» стал рассматриваться в качестве второго участка газопровода «Казахстан-Китай». Таким образом, начиная с 2009 года МГ «Казахстан-Китай» стал состоять из двух участков: 1-й участок – казахстанская часть двухниточного газопровода «Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай» (Угралли-Хоргос) длиной 1293 км и 2-й участок – собственно казахстанский газопровод «Бейнеу-Бозой-Кызылорда-Шымкент» – длиной 1475 км. Общая длина двух участков МГ «Казахстан-Китай» при таком раскладе составит  $1293 \text{ км} + 1475 \text{ км} = 2768 \text{ км}$  (2733 км до Хоргоса или 3134 км до Алашанькоу [12]).

Газопровод строится в два этапа [14].

I этап – 2010–2013 гг. Строительство МГ от КС-Бозой до КС-Кереит – 1130,5 км, отвод до КС-Самсоновка («Акбулак») – 33,5 км. Строительство компрессорной станции КС-Бозой (3 ГПА+1 рез. ГПА), ГИС Бозой, ГИС Кереит и ГИС Акбулак (для обеспечения пропускной способности до 6 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$ ).

II этап – 2014–2015 гг. Строительство участка Бейнеу-Бозой – 311 км; Строительство дополнительной компрессорной станции КС-Караозек (2 ГПА + 1 рез. ГПА) и увеличение мощности КС Бозой (4 ГПА + 2 рез. ГПА), для обеспечения пропускной способности до 10 млрд  $\text{м}^3/\text{год}$ , ГИС Бейнеу).

Общая длина газопровода, как уже отмечалось, 1475 км (1130,5 + 311 + 33,5). Проектное давление: 7,35 МПа – на участке «Бейнеу-Бозой» и 9,81 МПа – на участке «Бозой-Шымкент»; диаметр укладываемых труб – 1067 мм; толщина стенки труб – 11,9/15,9 мм; марка стали – X70. Ориентировочная стоимость строительства \$3,6 миллиарда, расчётный срок службы 30 лет [14].

**МГ «Тобол-Кокшетау-Астана» («Карталы-Астана»).** Вариантов газификации северных и центральных регионов Казахстана было разработано немало еще 10 лет назад. Рассматривались предложения Казтрансага по поставке газа на север и северо-восток Казахстана: из Тюмени через Петропавловск до Кокшетау и Астаны (см. рис. 1) или через Костанайскую область прямо до Астаны, а также через Костанай до Кокшетау и Астаны (см. рис. 2). Еще один вариант – присоединение к газопроводу Бейнеу-Бозой и продление ветки до Астаны.

Из всех вариантов более-менее приемлемым по экономическим соображениям считается строительство газопровода «Тобол-Кокшетау-Астана» – продолжение МГ из России «Карталы-Рудный-Костанай» (рис. 5). По этому газопроводу также будет транспортироваться газ из России, как и по аналогичному газопроводу из Тюмени, но по принятому варианту цена на газ будет меньше зависеть от ценовых колебаний в соседней стране. Из-за недостаточного количества потребителей и неготовности региональных распределительных сетей планируемая пропускная способность газопровода 6 млрд м<sup>3</sup>/год снижена до 3 млрд м<sup>3</sup>/год.

Строительство магистрального газопровода начинается от точки врезки в существующий газопровод «Карталы-Рудный-Костанай» на 131,8 км, по направлению к г. Кокшетау, с отводом на Щучинско-Боровскую курортную зону, затем до г. Астана, длина маршрута составляет 829,5 км. Пропускная способность 1,5 млрд м<sup>3</sup>/год, где порядка 500 млн м<sup>3</sup>/год – на г. Кокшетау, в том числе на Щучинско-Боровскую курортную зону. Диаметр газопровода 720 мм, рабочее давлением 3,4 МПа, проектное давление 5,4 МПа [15].



Рисунок 5 – Газопровод «Тобол-Кокшетау-Астана» [15]

Предполагается, что на правительственном уровне вся подготовительная работа по проекту будет завершена в первом квартале 2013 года, а строительство газопровода начнётся в апреле этого года. К концу 2014 года планируется подвести к Астане магистральный газопровод и построить в городе две авто-газораспределительных станции мощностью  $210 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$  ( $1.8 \text{ млрд. м}^3/\text{год}$ ).

Заключение. Общая протяжённость системы магистральных газопроводов Казахстана в одностороннем исчислении превышает 14 тыс км; пропускная способность составляет около  $190 \text{ млрд. м}^3/\text{год}$ ; добыча газа в 2012 г. составила  $40.1 \text{ млрд. м}^3/\text{год}$ , а экспорт газа –  $8.8 \text{ млрд. м}^3/\text{год}$ . Приведённый анализ газопроводов показывает, что цифровые данные по характеристикам газопроводов Казахстана противоречивы и требуют систематизации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Кнпель, М. Н., Высоцкий, В. И., Заргарян, Т. Г. Современное состояние и тенденции развития нефтегазового комплекса Туркменистана и других центральноазиатских стран Ближнего зарубежья. – М. : ОАО «Вниизарубежгеология», 2010. – 286 с.

2 Астана. <http://www.newskaz.ru/economy/20130128/4686925.htm>.

3 Курганбаева, Г. Л. Проблемы и перспективы развития реальной инфраструктуры транспортировки газа: потенциальный транзит в Европу. ANALYTIC 3/2003 : <http://www.kisi.kz/img/docs/196.pdf>.

4 Концепция развития ГазоТранспортной системы. – RPI. [www.rpi-inc.ru/materials/10/kat20/.../kaztransgasPRRUS.ppt/](http://www.rpi-inc.ru/materials/10/kat20/.../kaztransgasPRRUS.ppt/).

5 О компании АО ИЦА. <http://www.intergas.kz/rus/about/history/>

6 АО «Интергаз Центральная Азия» празднует 50-летие создания магистральных газопроводов Республики Казахстан. Новости 08.09.2011 индустрии Казахстана. <http://www.intergas.kz/rus/press/novosti/?cid=0&rid=184>.

7 Рейтинги / 19.04.2010 / самые длинные газопроводы мира. <http://www.trubagaz.ru/ratings/samye-dlinnye-gazoprovody-mira/>.

8 <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/central-asia/>.

9 Прикаспийский газопровод: мистификация или затянувшаяся пауза? Александр Караваев 13.08.2012 <http://www.ia-centr.ru/expert/13951/>.

10 Казахстан. Краткий анализ страны (часть 2) По состоянию на ноябрь 2010 года. Источник: OilPortal.kz / <http://www.oilportal.kz/?q=node/290> 12 мая 2011.

11 Газопровод Казахстан-Китай Материалы Википедии.

12 Газопровод Казахстан-Китай. [http://www.king.kz/language/ru-RU/Osnovnye\\_proekty/Proekty\\_-\\_Podrobno/ArticleId/74/Gazoprovod-Kazakhstan-Kitai.aspx](http://www.king.kz/language/ru-RU/Osnovnye_proekty/Proekty_-_Podrobno/ArticleId/74/Gazoprovod-Kazakhstan-Kitai.aspx).

13 Курсивкз газопровод Центральная Азия-Китай: 17 февраля 2011. <http://munaigaz.kz/newsgaz/item>.

14 МГ «Бейнеу-Шымкент» [kaztransgas.kz/article/632](http://kaztransgas.kz/article/632) 28 окт 2011.

15 Строительство магистрального газопровода «Запад-Север-Центр». Алматы 2012. [www.gis-terra.kz/pages/files\\_download.php?id=70](http://www.gis-terra.kz/pages/files_download.php?id=70).

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 15.03.13.

*V. V. Ryndin, R. E. Қайыржанов, А. Т. Сагинаева*

**Қазақстанның газқұбырлары**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 15.03.13 редакцияға түсті.

*V. V. Ryndin, R. E. Kairzhanov, A. T. Saginaeva*

**Gas mains of Kazakhstan**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 15.03.13.

*Қазақстанның магистральдық газқұбырларының техникалық сипаттамалары және схемалары берілген.*

*Schemes and technical characteristics of the working and under construction gas mains on the territory of Kazakhstan are given.*

УДК 620.91

**В. А. Серебряков, В. А. Глазырин, А. С. Шаяхметов,  
К. А. Смагулов**

## **БЕЗОТХОДНОЕ ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И БЫТОВЫХ ОТХОДОВ**

*В данной работе рассматривается энергосбережение при промышленном производстве.*

Безотходная технологическая система - это такое отдельное производство или совокупность производств, в результате практической деятельности которых не происходит отрицательного воздействия на окружающую среду. Под этим понятием понимается теоретический предел, совершенная модель производства, которая в большинстве случаев может быть реализована не в полной мере, а лишь частично. Отсюда и появилось понятие малоотходной технологии. Но по мере развития научно-технического прогресса технология будет совершенствоваться и все более приближаться к идеальной модели [3].

Понятие безотходной технологии затрагивает не только производственный процесс, но и конечную продукцию, которая должна характеризоваться:

- долгим сроком службы изделий;
- возможностью многократного использования;
- простотой ремонта;
- легкостью возвращения в производственный цикл или переведения в экологически безвредную форму после выхода из строя.

Теория безотходных технологических процессов в рамках основных законов природопользования базируется на двух предпосылках:

- а) исходные природные ресурсы должны добываться один раз для всех возможных продуктов, а не каждый раз для отдельных;

б) создаваемые продукты после использования по прямому назначению должны относительно легко превращаться в исходные элементы нового производства.

Схема такого процесса – «спрос – готовый продукт – сырье». Но каждый этап этой схемы требует затрат энергии, производство которой связано с потреблением природных ресурсов вне замкнутой системы. Вторым препятствием полной замкнутости процесса является износ материалов, их рассеивание в окружающей среде. Например, долгое, на протяжении многих столетий, использование таких металлов, как серебро, свинец, цинк, медь и др., и их рассеивание в процессе этого использования в окружающей среде привели к тому, что сроки их исчерпания из земных недр составляют, согласно своду международных прогнозов «Мир в 2000 году», всего один-два десятка лет [2].

Решение проблемы промышленных отходов заключается не только в их сокращении, совершенствовании технологии обезвреживания и захоронения отходов и обеспечении экологической безопасности, но и в формировании правовой базы в области обращения с отходами.

Возможны следующие подходы для оценки степени безотходности производства:

- показатель (коэффициент) выхода готовой продукции из единицы сырья;
- показатель расхода сырья на единицу готовой продукции;
- коэффициент использования материалов (отношение чистого веса или массы изделия к нормативному или фактическому расходу конструкционного материала);
- коэффициент использования площади или объема материалов;
- уровень отходов (потерь) и др.

Основные принципы создания безотходных производств:

- Комплексное использование сырья:

Отходы производства - это часть сырья, неиспользованная или недоиспользованная по тем или иным причинам. Проблема комплексного использования сырья имеет большое значение, как с точки зрения экологии, так и с точки зрения экономики.

Необходимость более рационального комплексного использования природных ресурсов диктуется необходимостью экономного расходования природных ресурсов, так как запасы основного минерального сырья ограничены, а цены на него непрерывно растут (в свою очередь рост цен ускоряет внедрение и разработку малоотходных и безотходных производств, поскольку расширяются пределы их рентабельности).

- Источниками отходов являются:

а) примеси в сырье, т.е. компоненты, которые не используются в данном процессе для получения готового продукта;

б) неполнота протекания процесса, т.е. остаток полезного продукта в сырье;

в) протекание побочных химических реакций, приводящих к образованию неиспользуемых веществ.

Характерен пример цветной металлургии, где постоянно растет количество элементов, извлекаемых из минерального сырья. Из 90 элементов, обнаруженных в литосфере, гидросфере и атмосфере, предприятиями цветной металлургии извлекались 100 лет назад всего 15 элементов, а в настоящее время уже 85 элементов.

• Создание принципиально новых и совершенствование действующих технологий и схем. Примеры:

а) в соответствии с разработками новых наукоемких технологий в электронной промышленности производят продукцию, потребляющую значительно меньше электроэнергии (телевизоры, компьютеры и т.д.);

б) в черной металлургии разработана новая технологическая схема прямого восстановления железа, позволяющая уменьшить загрязнение окружающей среды;

в) создание замкнутых водо - и газооборотных циклов.

• Кооперирование предприятий, создание территориально-производственных комплексов. В большинстве случаев отходы одного производства являются сырьем для другого производства. В связи с этим сам термин «отходы» можно заменить на термин «продукты незавершенного производства». В Бразилии из отходов переработки сахарного тростника получают этиловый спирт, который затем используют в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.

Основные принципы создания территориально-производственного комплекса:

а) единая производственная и социальная микроструктура, общая строительная и энергетическая база;

б) четкая специализация в масштабе страны и своего экономического района.

Главной задачей настоящего времени является создание территориально-производственного комплекса среднего масштаба помимо территориально-производственных комплексов крупных экономических регионов. В целом комплексный подход к оценке степени безотходности производства должен базироваться на:

а) учете не столько безотходности, сколько степени использования природных ресурсов;

б) оценке производства на основе самого обычного материального баланса, т. е. на отношении выхода конечной продукции к массе поступившего сырья и полуфабрикатов;

в) определении степени безотходности по количеству отходов, образующихся на единицу продукции.

На протяжении всей истории человеческой цивилизации социальный уровень жизни общества определялся производством предметов потребления – от необходимых продуктов питания, посуды, мебели, жилищ и так далее до разнообразных транспортных средств и современной бытовой техники. Рост предметов потребления сопровождается увеличением количества бытовых отходов. В нашей стране количество таких отходов оценивается цифрой около 50 млн. тонн в год. Ежегодный прирост бытовых отходов составляет примерно 3%, в некоторых странах – 10% [1].

Проблема накопления и необходимости удаления твердых бытовых отходов, вследствие загрязнения территории особенно остро стоит в крупных городах и мегаполисах с населением свыше 1 млн. жителей.

Основные способы утилизации твердых бытовых отходов – захоронение на специально оборудованных полигонах-свалках и сжигание. Кроме того, в мировой практике используют биотехнологии для переработки твердых бытовых отходов с целью получения удобрений (компостирование), биогаза или биотоплива, а также сортировку отходов с последующим непосредственным повторным использованием, либо прессованием и применением в строительстве, либо с дальнейшей переработкой во вторичное исходное сырье или с целью извлечения ценных компонентов. Нам известно, что такие страны как Франция и Япония широко используют сжигание, остальные страны – в основном полигоны-свалки.

Сжигание позволяет уменьшить объем отходов в 2–10 раз, использовать тепло от сжигания для отопительных целей (по расчетам специалистов, сжигание 5 тонн твердых бытовых отходов эквивалентно сжиганию 1 тонны условного топлива); снизить заражение отходами воды и почвы. Однако при этом уничтожаются ценные компоненты, содержащиеся в отходах; образуется достаточно много золошлаковых отходов (до 25%), которые подлежат захоронению на полигонах; загрязняется атмосфера. Масштабы выбросов вредных веществ в атмосферу с дымом мусоросжигательных заводов мира превосходят вулканическую деятельность [1].

Самой серьезной проблемой, возникающей при сжигании не рассортированных твердых бытовых отходов, является выделение токсичных веществ при горении пластмассы, полиэтилена и других полимерных материалов, особенно поливинилхлорида (эти материалы присутствуют на гляцевых обложках тетрадей, журналов и книг, в упаковке промышленных товаров, игрушках). Наиболее опасны из образующихся при этом веществ диоксины (хлорорганическое соединение, не подвергающееся разложению в течение 10–15 лет, сильный мутаген и канцероген, один из сильнейших синтетических ядов, доза которого в 10–6 грамм смертельна для человека).

Бумага и натуральные ткани, в основе которых естественный природный материал, в частности целлюлоза, безвредны, но нанесенная на них краска дает при сжигании вредные вещества, поступающие в атмосферу.

Полигоны захоронения твердых бытовых отходов представляют собой сложные инженерные сооружения и оборудуются по специальной технологии. Дно свалки, имеющее небольшой уклон, выстилают прочной полиэтиленовой пленкой. Ежедневно насыпанный слой отходов разравнивают и уплотняют специальными катками, затем засыпают слоем песка и/или глины, выравнивают и уплотняют вновь и застилают слоем пленки.

Отходы сортируют и направляют в зависимости от их содержания на различные полигоны. В последние годы после сортировки отходов стали применять их прессование в брикеты со значительным уменьшением объема (в 5–10 раз).

В Казахстане строительство и эксплуатация мусоросжигательных заводов – очень дорогостоящие мероприятия. Заводы необходимо оснащать импортным оборудованием так, как Западные страны уже используют данную технологию, хотя она все равно обеспечивает необходимый уровень охраны окружающей среды.

Биотехнологии утилизации твердых бытовых отходов применяют повсеместно в небольших масштабах (исключение составляют Франция, Швеция, Нидерланды). Компостирование представляет собой биохимический процесс разложения органической части твердых бытовых отходов микроорганизмами. Естественно, что компостированию должна предшествовать тщательная сортировка твердых бытовых отходов. Компост содержит не очень большое количество питательных веществ по сравнению с другими видами удобрений, однако он способствует улучшению почвенной структуры. Основной его недостаток – присутствие таких элементов, как свинец, цинк, медь, и других загрязняющих почву.

Общими источниками экономии материальных ресурсов являются: снижение удельного расхода материалов; уменьшение веса изделий; снижение потерь и отходов материальных ресурсов; использование отходов и побочных продуктов; утилизация отходов; замена натурального сырья и материалов искусственными и др.

Экологическая безопасность утилизации твердых бытовых отходов требует их предварительной сортировки, которая определяет эффективность переработки твердых бытовых отходов и окупаемость затрат на строительство объектов переработки.

Именно сортировка твердых бытовых отходов позволяет вторично их использовать:

- а) непосредственно после соответствующей санитарной обработки;
- б) после переработки как источник сырья с минимальными экологическими потерями и сравнительно небольшими экономическими затратами.

В первом случае речь идет о многоразовой таре, прежде всего стеклянной. Практика показывает, что помимо снижения расхода исходного сырья мы имеем значительную экономию электроэнергии, а значит, и топлива для ее производства. Проведенные в Финляндии (где широко применяют многоразовое использование стеклянной посуды) расчеты показывают, что при десятикратном повторном использовании стеклянной бутылки вместимостью 0,34 литра расход энергии в расчете на один оборот от производителя к потребителю и обратно (жизненный цикл) составляет 24% от уровня энергозатрат на такую же одноразовую стеклянную тару из вторичного сырья и всего 9–16% – от уровня затрат на эту тару, изготовленную из первичного материала. Для обеспечения возврата тара должна иметь высокую залоговую стоимость.

Во втором случае речь идет об использовании рассортированных отходов в качестве вторичного сырья. Например, макулатура (бумажная и текстильная) является отличным вторичным сырьем в бумажном производстве, способствуя одновременно уменьшению вырубки лесов (1 млн. тонн бумажной макулатуры сохраняет от вырубки 60 гектаров леса); из 120–130 тонн консервных банок можно получить 1 тонну олова, что эквивалентно добыче и переработке 400 тонн руды, не считая других затрат и сохранение природной среды. Бытовой стеклорой повторно используют в стекольной отрасли промышленности как исходное сырье или наполнитель в некоторых строительных материалах. Отсортированная пластмасса – прекрасное сырье для производства различного рода строительных сооружений, таких, как ограждения, перила и др. И подобных примеров можно привести множество.

Главная трудность сортировки для получения вторичного сырья заключается в стандартизации ТБО, поскольку в сходных отходах могут содержаться различные компоненты. Также должна быть налажена система сортировки отходов на месте их появления (в домах) и после сбора. В первом случае необходимо иметь специальные и различные контейнеры для сбора различного мусора (бумага, пластмасса, лезвия для бритвы, электрические элементы и т. д.) и активную экологическую сознательность граждан. Также, придется отказаться и от устаревшей и экологически вредной системы мусоропроводов.

Серьезная проблема для многих стран – утилизация старых автомашин. Пускать их под пресс, а затем использовать в качестве металлолома оказалось малоэффективным. Более выгодно разбирать и продавать целые детали через сеть специализированных мастерских и магазинов, что, например, повсеместно можно видеть в Австрии.

О необходимости повторного использования бытовых отходов заговорили еще до всеобщего интереса к экологии планеты. Вторичная переработка использованных изделий и многоразовое использование стеклянной тары

достигли пика в развитых странах Европы в начале 1990-х гг., затем этот процесс пошел на спад.

Правовое регулирование в области обращения с отходами имеет целью предотвращение вредного воздействия отходов производства и потребления на здоровье человека и окружающую природную среду, а также вовлечение таких отходов в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья.

Основными принципами государственной политики в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека;
- научно обоснованное сочетание экологических и экономических интересов общества в целях обеспечения устойчивого развития общества;
- использование новейших научно-технических достижений в целях реализации малоотходных и безотходных технологий;
- комплексная переработка материально-сырьевых ресурсов в целях уменьшения количества отходов;
- использование методов экономического регулирования деятельности в области обращения с отходами в целях уменьшения количества отходов и вовлечения их в хозяйственный оборот;

Общие требования обращения с отходами. Закон об отходах устанавливает ряд общих требований обращения с ними:

1. Деятельность по обращению с опасными отходами подлежит лицензированию. Обязательным условием лицензирования является соблюдение требований охраны здоровья человека и охраны окружающей природной среды.

2. При проектировании, строительстве, реконструкции, консервации и ликвидации предприятий, зданий, строений, сооружений и иных объектов, в процессе эксплуатации которых образуются отходы, требуется получить разрешение на проведение работ и соблюдать экологические требования.

3. При эксплуатации предприятий, зданий, строений, сооружений индивидуальные предприниматели и юридические лица обязаны внедрять малоотходные технологии, соблюдать требования предупреждения аварий и т.д.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Тезисы докладов XVIII экологической научно-практической конференции - М. В. Ломоносова [Электронный ресурс]. Режим доступа : <http://rademir.ru/books/mylomonosova>

2 Глобальные проблемы окружающей среды и природопользования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://libsib.ru/ekologiya/globalnie-problemi-okruzhaiushey-sredi-i-prirodopolzovaniya/bezotchodnie-i-malootchodnie-proizvodstva>

3 Рекус, И. Г., Шорина, О. С. Основы экологии и рационального природопользования: Учебное пособие. - М. : МГУП, 2001. 146 с.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова. г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 19.04.13.

*V. A. Serebryakov, V. A. Glazyrin, A. S. Shayakhmetov, K. A. Smagulov*

**Қалдықсыз өндіріс және пайдалану өндірістік және тұрмыстық қалдықтар**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 19.04.13 редакцияға түсті.

*V. A. Serebryakov, V. A. Glazyrin, A. S. Shayakhmetov, K. A. Smagulov*

**Wasteless production and use of industrial and domestic wastes**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 19.04.13.

*Бұл жұмыста индустриялық өндірісте энергияның сақтауын зерттейді.*

*This work considers the energy efficiency in the industrial production.*

УДК 621.31.004.18:658.26

**В. Н. Сероокая, О. О. Григорьев, Р. К. Айтулов,  
А. И. Глазырин**

**ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОАУДИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ И ЕГО ЭТАПЫ**

*В работе рассматриваются особенности энергоаудита  
промышленных предприятий и этапы его проведения.*

Ограниченность ресурсов постепенно становится одной из важнейших глобальных проблем мира. По прогнозам специалистов, при сохранении современных тенденций добычи, потребления и использования новых месторождений запасы их истощатся через 70-140 лет. А прогнозирование

грядущего энергетического голода не слухи, а уже приближающаяся проблема. Некоторые страны уже сейчас испытывают недостаток энергетических ресурсов [1].

Поиск решения проблемы идет во всех направлениях, к примеру, ведется поиск альтернативных источников энергии: солнечная энергия, энергия ветра, и другие. Многие из них функционируют как дополнения к ископаемому топливу. Таким образом, они могут заменить некоторый процент энергетических потребностей в мире, но потенциал этих альтернатив в начале двухтысячных ограничивался из-за стоимости экологическими соображениями и даже простой географией. Энергия ветра, например, может стать главным источником электричества только в тех частях мира, в которых есть достаточно сильный ветер.

В ближайшей перспективе мир будет продолжать использовать ископаемое топливо. Один способ расширить использование ископаемого топлива — одновременно уменьшая загрязнение, вызванное добычей, транспортировкой, и использованием, повышать энергоэффективность использования ресурсов. Стоимость ископаемого топлива, вероятно, увеличится, поскольку резервы уменьшаются, и оно становится все более и более дорогим [1].

На сегодняшний день сохраняется тенденция роста затрат на энергоснабжение, растет и давление государственных органов на потребителей топливно-энергетических ресурсов, предприятиям приходится принимать срочные меры по увеличению энергетической эффективности. Из-за быстрого увеличения стоимости энергоносителей затраты на них многократно выросли как в коммунальной сфере, так и в промышленности.

Но резко сократить объемы добычи топливных ресурсов не получится, поэтому ученые призывают к рациональному использованию энергии. Потребители энергии могут уменьшить свою зависимость от ископаемого топлива, изменяя свои законопроекты об энергетике, находя новые способы энергосбережения. К этим способам можно отнести не только модернизацию производства, но и сокращение потребления энергии.

В Казахстане энергосбережение и повышение энергоэффективности всех отраслей хозяйства является в настоящее время приоритетной задачей, которая позволит решить комплекс проблем: энергетических, экологических и экономических. Без решения этой задачи неизбежно будет сдерживаться развитие страны.

Главой государства в области энергосбережения поставлена задача по снижению энергоемкости внутреннего валового продукта не менее чем на 10% к 2015 году и 25% к 2020 году [2].

Основой для проведения энергосберегающей политики является действующая нормативная правовая база. Президентом РК 13 января 2012

года были подписаны законы РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности». Постановлением Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2011 года №1404 утвержден «Комплексный план повышения энергоэффективности РК на 2012-2015 годы». Это своего рода комплекс стимулирующих мер через Законы, нормативно-правовые акты и нормативы.

Но прежде чем принимать какие-либо меры, необходимо понять истинное состояние каждого объекта, его эффективность. Для этого нужен взгляд со стороны: объективное независимое мнение экспертов или энергоаудит. Энергоаудит - это обследование предприятия на предмет эффективности использования энергоресурсов и разработка рекомендаций по снижению энергетических расходов.

Цель энергоаудита: определение эффективности использования тепловой и электрической энергии, оценка потенциала предприятий, разработка эффективных схем и мероприятий рационального и эффективного использования энергетических ресурсов. Энергоаудит позволяет сделать заключения об эффективности использования различных видов энергии, контролировать или лимитировать потребности в топливно-энергетических ресурсах предприятий и организаций и тем самым реализует идею энергосбережения [1, С. 126].

Энергоаудит объектов теплоэнергетики – это первостепенные мероприятия, проведение которых необходимо для повышения эффективности энергосбережения таких объектов. Он может быть проведен в отношении промышленного предприятия, технологического процесса, сооружения или отдельного оборудования.

Энергоаудит может носить как обязательный так и добровольный характер. Согласно п.5. статьи 16 «Энергоаудит» Закона РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 г. субъекты Государственного энергетического реестра, за исключением государственных учреждений, обязаны в течение трех лет со дня введения в действие настоящего Закона получить заключение по результатам проведения энергоаудита [3].

Добровольный аудит тоже имеет место быть, заинтересованность чаще всего проявляют владельцы предприятий в надежде на уменьшение затрат на потребляемые ресурсы. Однако, государство тоже заинтересовано в поддержке подобных мероприятий, так как их проведение способствует, в конечном счете, экономии топливных ресурсов, поэтому в рамках энергосберегающей политики в Казахстане проведен энергоаудит промышленных предприятий 50/50 (50% финансирования - это собственные средства предприятий, остальные 50% - это госбюджет). По итогам энергоаудита выработаны

системные меры для снижения энергоемкости промышленности, включая тепло- и электроэнергетику [2].

В зависимости от целей и задач выделяют следующие виды энергетических обследований: проектные, предпусковые, предэксплуатационные, первичные, периодические (повторные), внеочередные, локальные и экспресс-обследования [4].

Проектная экспертиза энергоэффективности - экспертиза проектно-конструкторской документации, схем энергоснабжения, программ энергосбережения, лимитов энергопотребления, расчетов энерготарифов, инструкций и др.

Предпусковой и предэксплуатационный энергетический аудит - проверка соответствия смонтированного оборудования требованиям ГОСТ, СНиП, СП, ФЭ и др. нормативным документам перед пуском и вводом в эксплуатацию топливо- и энергопотребляющего оборудования. Первичный энергетический аудит - проверка энергетической отчетности состояния оборудования, системы контроля и учета используемых ТЭР и энергетических потерь на основании анализа результатов инструментального наблюдения и учетных данных по периоду, предшествующему проверке.

Периодический (повторный) энергетический аудит - очередная проверка в установленные сроки выполнения ранее выданных рекомендаций.

Внеочередной энергетический аудит - проверка в случаях, если какие-либо результаты проведенного энергоаудита вызывают сомнения, если согласование каких-либо документов энергопотребителя с государственными органами или международными организациями требует проведение новой проверки, или же если по ряду косвенных признаков возникли предположения о резком снижении показателей надежности и энергоэффективности.

Локальный энергетический аудит - углублённая частичная проверка какого-либо процесса или оборудования. Энергетический экспресс-аудит - ограниченная по объему и времени энергоаудиторская проверка.

В комплекс мероприятий по энергоаудиту входят не только сбор информации о предприятии и его обработка, но также и формирование рекомендаций о возможных путях экономии и энергосбережения. Энергоаудит проводится в несколько этапов.

Первый этап – первичный обзор статистической, документальной и технической информации по всем видам энергетической деятельности предприятия и составление программы энергоаудита. То есть собираются данные о режимах работы предприятия, проводится расчет энергопотребления и затрат в целом. Основной целью первого этапа является ознакомление со структурой предприятия, технологией производства, потреблением топливно-энергетических ресурсов, тарифами и ценами на них, объемами текущего энергопотребления и затратами на него [1].

Следующий этап – метрологическое (инструментальное) и термографическое обследование всех потребителей тепловой и электрической энергии. На данном этапе производится обследование предприятия на предмет определения основных потребителей энергии по видам энергии и определение затрат на это потребление. Для каждого потребителя производится анализ энергопотребления. В ходе работ используется отчетность предприятия, замеры по существующим приборам коммерческого и технического учета и замеры по приборам энергоаудитора.

Третьим этапом является исследование теплового и эксергетического баланса предприятия. Внимание здесь уделяется энергопотокам предприятия [5].

Тепловой баланс это соотношение, связывающее приход и расход теплоты и составляется на единицу выпускаемой продукции, на 1 кг твердого или жидкого топлива, на 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива или в процентах, %, от введенной (суммарной) располагаемой теплоты. Эксергетический баланс теплотехнической схемы позволяет определить КПД системы, суммарную эксергию на входе и суммарную эксергию на выходе из нее. Эксергия служит обобщенной качественной и количественной характеристикой для потока теплоты и потока вещества, зависящих одновременно от параметров системы и окружающей среды. Эксергетический КПД системы оценивает преобразование эксергии как во всей системе, так и на отдельных ее участках [1]. Тем самым, ищутся «дырь» в энергопотреблении, т.е. идет обнаружение нерационального использования энергии, мест потерь энергии и выявление низкой эффективности преобразования энергии. На этом этапе необходимо подвергать сомнению эффективность существующих систем и схем энергопотребления, он ведет к разработке энергосберегающих проектов.

Обработка полученной или собранной в процессе проверки информации и аналитический обзор по энергетической деятельности организации является четвертым этапом. На этом этапе обобщается вся собранная информация по каждому из основных потребителей энергии, составляется список всех возможных мероприятий по энергосбережению. Необходимо выяснить, какие исследования возможностей энергосбережения уже проводились на предприятии, какие проекты по энергосбережению уже выполняются, какие проекты планируются, какие основные препятствия для эффективного управления энергопотреблением и энергосбережением видит руководство предприятия.

Пятый этап - это оценка энергоэффективности теплотехнического, теплоэнергетического и теплотехнологического оборудования, теплогенерирующих установок, систем отопления и вентиляции, горячего водоснабжения, пароснабжения, сбора и возврата конденсата, холодоснабжения, электроснабжения, использования вторичных энергоресурсов, экспертиза

предложенных энергосберегающих мероприятий. На этом этапе необходимо убедиться, что предлагаемый проект энергосбережения реализуем, определить стоимость этого проекта, рассчитать экономический эффект от его реализации. Предопределяется состав оборудования, необходимого для реализации рекомендации, его примерная стоимость, стоимость доставки, установки и ввода в эксплуатацию. Рассчитываются фактические показатели энергоэффективности и выявляются причины их несоответствия нормативным показателям. Также необходимо рассмотрение всех возможных форм снижения затрат, например, изготовление и монтаж оборудования силами самого предприятия [1].

Шестой этап представляет собой разработку основных рекомендаций и мероприятий по энергосбережению, учету топлива, воды, электрической и тепловой энергии.

Заключительным этапом аудита является оформление отчета и составление энергетического паспорта. Отчет по энергосбережению включает в себя информационный и аналитический обзор по всем видам энергетической деятельности предприятия. В пояснительной записке представляется вся информация об обследуемом предприятии, имеющая отношение к вопросам энергоиспользования, а также общая характеристика предприятия.

В аналитической части отчета приводится физический и финансово-экономический анализ эффективности энергоиспользования, обосновываются энергосберегающие рекомендации и порядок их выполнения. Сводная таблица энергосберегающих рекомендаций выносится в начало или конец отчета и оформляется в виде общих выводов (резюме).

Результатом энергоаудита является объективная оценка текущего использования применяемых в деятельности объекта энергетических ресурсов, установление фактов нерационального их использования и разработка соответствующих мероприятий для устранения имеющихся и обнаруженных потерь.

Подводя итог, следует отметить, что проведение комплексных мероприятий по энергоаудиту способно не только значительно снизить нагрузку на бюджет предприятий, но и в значительной степени экономить топливно-энергетические ресурсы в масштабах целого государства, что в некоторой степени объясняет возросшую в последние годы заинтересованность государства в этой сфере, так как экономия ресурсов – это одна из составляющих работ по предотвращению возможного энергетического кризиса.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 **Фокин, В. М.** Основы энергосбережения и энергоаудита. - М. : «Издательство Машиностроение-1», 2006. – С. 256.

2 Энергосбережение. Официальный сайт Министерства промышленности и новых технологий Республики Казахстан [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.mint.gov.kz/index.php?id=215&lang=ru](http://www.mint.gov.kz/index.php?id=215&lang=ru)

3 Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» № 541-IV ЗРК от 13 января 2012 года.

4 Журнал «ЭнергоРынок» №9, 2004 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://tinyurl.com/er-2004-9-energoaudit-chto-eto>

5 Энергоаудит предприятий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ayelita.ru/energy-audit>

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 15.04.13.

*V. N. Serookaya, O. O. Grigoriev, R. K. Aytulov, A. I. Glazyrin*

**Индустриялық кәсіпорынның энергияаудитының ерекшеліктері мен оның кезеңдері**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 15.04.13 редакцияға түсті.

*V. N. Serookaya, O. O. Grigoriev, R. K. Aytulov, A. I. Glazyrin*

**Features of energy audit of industrial enterprises and its phases**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 15.04.13.

*Бұл жұмыста индустриялық кәсіпорынның энергияаудитының ерекшеліктері мен оның өткізу кезеңдерін зерттейді.*

*In the work the features of energy audit of industrial enterprises and phases of its executing were investigated.*

УДК 621.31.004.18

**К. А. Смагулов, О. О. Григорьев, В. А. Серебряков,  
Е. С. Тулев, А. И. Глазырин**

## **ОСНОВНЫЕ ПРИОРИТЕТЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ТЭК**

*В работе рассматриваются приоритеты энергосбережения в ТЭК.*

Основные направления устанавливают цели и задачи повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (далее именуются - ТЭР) в общей политике социально-экономического развития области, определяют приоритетные и наиболее экономически эффективные мероприятия энергосбережения.

Реализация мероприятий по энергосбережению отвечает задачам социально-экономического развития области и относится к числу приоритетных направлений деятельности.

Основными целями проведения работ по энергосбережению являются:

- 1) повышение эффективности использования ТЭР потребителями;
- 2) содействие устойчивому обеспечению населения, жилищно-коммунальной сферы и других отраслей экономики области топливно-энергетическими ресурсами;
- 3) уменьшение негативного воздействия топливно-энергетического комплекса (далее именуется - ТЭК) на окружающую среду;
- 4) снижение финансовой нагрузки на областной бюджет за счет сокращения дотаций на приобретение ТЭР;
- 5) снижение размера платежей потребителей, в том числе бюджетных организаций, за ТЭР.

Для достижения этих целей должны быть решены следующие основные задачи: повышение эффективности функционирования ТЭК области путем реконструкции и технического перевооружения его отраслей на новой технологической основе; повышение эффективности использования ТЭР за счет широкого внедрения энергосберегающих технологий и оборудования потребителями ТЭР в различных отраслях экономики области; развитие производства энергоэффективного оборудования и средств учета и регулирования расхода ТЭР предприятиями Челябинской области; снижение вредного воздействия на окружающую среду объектов ТЭК за счет перехода на более экологически чистые виды топлива; развитие нетрадиционной энергетики.

Основными направлениями энергосбережения в Челябинской области являются: проведение энергетических обследований организаций, составление энергетических паспортов организаций, анализ показателей энергетической эффективности и выбор приоритетных энергосберегающих мероприятий, реализация приоритетных энергосберегающих мероприятий, оценка достигнутых энергосберегающего и экономического эффектов.

Реализация этих направлений достигается за счет:

- установки средств учета и регулирования потребления ТЭР;
- снижения прямых потерь ТЭР;
- повышения энергетической эффективности изоляции потоков ТЭР;
- использование вторичных ТЭР в технологических процессах;
- повышения коэффициента полезного действия энергетических установок на основе их модернизации и реконструкции.

Приоритетными отраслями, в которых реализуются основные направления энергосбережения, являются:

- организации, финансируемые из областного и местных бюджетов;
- жилищно-коммунальное хозяйство области;
- энергоемкие отрасли промышленности, в том числе электроэнергетика и газовое хозяйство;
- наука и образование.

Энергосбережение является одним из важнейших аспектов реформирования жилищно-коммунального хозяйства (далее именуется - ЖКХ) и направлено на снижение затрат на производство, подачу и потребление ТЭР и защиту населения от резкого подорожания услуг в условиях перехода отрасли на безубыточное функционирование.

Для целенаправленной работы по повышению эффективности использования ТЭР в муниципальных образованиях области должны быть разработаны программы энергосбережения, содержащие перечень мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий и устройств.

Стратегия энергосбережения в ЖКХ состоит из комплекса мероприятий, которые разделяются на: долгосрочные, требующие значительных капитальных вложений, со сроком окупаемости более 5 лет, среднесрочные мероприятия со сроком окупаемости от 2 до 5 лет, первоочередные мероприятия со сроком окупаемости до 2 лет.

К долгосрочным мероприятиям относятся:

- 1) строительство новых крупных тепло- и водисточников;
- 2) модернизация действующих котельных и насосных станций с установкой высокопроизводительного котельного оборудования и насосных агрегатов;
- 3) использование экономически выгодных нетрадиционных источников энергии;

4) прокладка новых или капитальный ремонт существующих тепловых сетей с использованием труб с пенополиуретановой и другой теплоизоляцией, обеспечивающей снижение тепловых потерь в 2-3 раза;

5) прокладка новых или капитальный ремонт действующих водопроводных сетей с использованием труб с внутренними покрытиями;

6) утепление наружных стеновых ограждений зданий с использованием жестких плит, гибких матов и других материалов, замена оконных блоков.

Строительство модульных котельных с тепловой мощностью от 1 до 25 Гкал/ч относится к среднесрочным мероприятиям. Данное строительство является необходимым в условиях острого дефицита тепла в отдельных районах муниципального образования, особенно на концевых участках тепловых сетей. Блочные котельные отличаются высоким коэффициентом полезного действия (далее именуется - КПД) котельного оборудования, высокой степенью автоматизации, минимальным количеством обслуживающего персонала. Они обеспечивают значительную экономию тепла за счет сокращения протяженности наружных тепловых сетей или отказа от них при применении пристроенных, встроенных и крышных котельных.

К среднесрочным мероприятиям также относятся: повышение экономичности и эффективности работы котельных путем перевода их с жидкого топлива на газ или местные виды топлива (торф, отходы деревообрабатывающих предприятий и другие); оптимизация процессов горения на котлах и внедрение оптимальных графиков регулирования расхода и температуры теплоносителя с использованием средств автоматизации и контроля; оптимизация водоподготовки на источниках тепла с использованием современных средств противонакипной и противокоррозионной обработки воды; замена наиболее изношенных участков тепловых сетей, находящихся в аварийном состоянии, на трубы с заводской теплоизоляцией на основе пенополиуретана; уплотнение оконных и дверных проемов; устранение промерзаний и утепление стыков, крыш, чердаков, подвалов и лестничных клеток.

Первоочередные мероприятия включают в себя широкий комплекс работ и характеризуются быстротой внедрения и небольшим сроком окупаемости до 2 лет. Они позволяют повысить надежность и эффективность работы источников тепла и тепловых сетей, внутридомовых инженерных систем, автоматизировать системы отопления в зданиях, снизить расходы теплоносителя, горячей и холодной воды при относительно небольших затратах. К первоочередным мероприятиям относятся: организационные мероприятия, позволяющие заинтересовать производителей и потребителей ТЭР в экономии; работы по повышению надежности и эффективности источников тепла, в том числе : водоподготовка для обеспечения требуемого качества подпиточной и сетевой воды; гидрохимическая промывка и электрогидроимпульсная прочистка котлов для исключения и профилактики

отложений на поверхностях теплообмена; регулирование производительности насосов путем применения частотно-регулируемого электропривода. за счет чего повышается ресурс технологического оборудования, уменьшается износ коммутационной аппаратуры, повышается надежность защиты от аварийных ситуаций и обеспечивается существенная экономия электрической энергии; автоматизация контроля работы теплоисточников, в том числе за производством и отпуском тепловой энергии, для чего на выходе котельных должны в обязательном порядке устанавливаться теплосчетчики для контроля за подачей тепла потребителям, приборы для контроля расхода подпиточной воды и другие контрольно-измерительные приборы; мероприятия по повышению эксплуатационной надежности тепловых сетей, в том числе : применение противокоррозионных покрытий; оптимизация режимов функционирования тепловых сетей для повышения их гидравлической устойчивости за счет установки специально рассчитанных дросселирующих устройств; контроль за работой тепловой сети с использованием автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления; работы, способствующие экономии энергоресурсов и воды у потребителей, в том числе: гидрохимическая промывка систем отопления для удаления отложений в стояках и отопительных приборах; электрогидроимпульсная прочистка внутримомовых систем горячего и холодного водоснабжения; электрогидроимпульсная прочистка радиаторов; регулирование подачи тепла в здания для поддержания требуемого температурного режима в системах отопления; организация контроля за потреблением энергоресурсов у потребителей путем оснащения соответствующими приборами учета; другие работы, позволяющие экономить энергоресурсы.

Энергосбережение в энергоемких отраслях промышленности направлено на снижение энергоемкости и себестоимости выпускаемой продукции. Это достигается за счет введения на предприятиях систем энергетического менеджмента, предусматривающих организацию управления издержками при производстве продукции, основанную на учете затрат по местам их возникновения.

Система энергетического менеджмента включает в себя:

- организацию комплексного учета потребления ТЭР, как по технологическим участкам, так и по предприятию в целом;
- проведение системно-аналитических работ по оценке и планированию энергосберегающих мероприятий на основе данных комплексного учета потребления ТЭР;
- организацию выполнения плана энергосберегающих мероприятий.

Первоочередным мероприятием по энергосбережению на предприятиях является создание автоматизированных систем учета электроэнергии. При этом наряду с учетом объемов потребляемой энергии должен осуществляться оперативный контроль показателей энергоемкости технологических процессов по участкам. В целом по предприятию должен определяться

максимум нагрузки по времени суток. На основе этого осуществляется рациональное планирование загрузки технологических участков с точки зрения выравнивания нагрузки предприятия и смещения пика нагрузки за пределы пиков нагрузки энергосистемы. В процессе эксплуатации автоматизированных систем учета и диспетчерского управления потреблением электрической энергией решаются следующие задачи:

- сокращение размеров платежей за электроэнергию по основной ставке двухставочного тарифа в результате обоснованного снижения заявленного максимума нагрузки;

- приведение электропотребления технологических цехов к заданным суточным лимитам;

- минимизации материальных и финансовых потерь от ограничений объектов потребления, производимых энергосистемой;

- уменьшение потерь активной мощности и электроэнергии за счет выбора рационального состава работающего силового электрооборудования.

Важной задачей является создание автоматизированных систем учета и контроля за потреблением других видов энергетических ресурсов: газа, тепловой энергии, пара, питьевой воды, технической воды и других. Это достигается за счет:

- оснащения объектов энергохозяйства датчиками первичной информации;

- организации контрольных точек сбора и предварительной обработки информации;

- создания пунктов управления с развитыми локальными вычислительными сетями;

- создания центрального и локальных диспетчерских пунктов;

- интеграции автоматизированной системы диспетчерского управления энергетическим хозяйством в автоматизированной системе управления предприятия.

Энергетический менеджмент на предприятии основывается на системном анализе энергопотребления по частным и обобщенным показателям. Первичными документами анализа энергопотребления являются энергетические паспорта технологических участков, цехов и предприятия в целом. Энергетические паспорта составляются на основе данных учета и энергетических обследований.

Данные об энергопотреблении служат основой построения энергетического баланса предприятия. Энергетический баланс предприятия состоит из двух сводных групп анализа - внешнего и внутреннего энергобалансов.

Внешний энергобаланс отражает объемы покупки и реализации на сторону энергоресурсов, разница - чистое энергопотребление предприятия.

На основе внешнего энергобаланса оценивается обобщенный удельный показатель энергопотребления на единицу производимой продукции.

Внутренний энергетический баланс основывается на оценке энергетических потоков по отдельным технологическим участкам и подразделениям предприятия. Он должен содержать объемы:

- потребления энергетических ресурсов;
- выработки вторичных энергетических ресурсов;
- выработки собственных энергетических ресурсов.

Внутренний энергетический баланс служит основанием для оценки частных удельных показателей энергопотребления по отдельным технологическим участкам и подразделениям. На основе данного подхода осуществляется сравнительная оценка энергоэффективности участков и подразделений.

Ведение энергетического баланса предприятия служит основой для определения соотношения между объемами потребляемых и утилизируемых энергоресурсов, объективного решения задачи оптимизации энергопотребления, постоянной оценки внедряемых мероприятий по энергосбережению, прогнозирования объемов закупаемых энергоресурсов, задания и контроля граничных условий энергопотребления. Энергетический баланс служит основой постановки энергосберегающих мероприятий в план первоочередных работ предприятия.

Повышение энергетической эффективности систем электроснабжения в условиях планируемого роста электропотребления повышение энергетической эффективности систем электроснабжения предусматривает:

- 1) переход на использование современных технологий производства электрической энергии;
- 2) реконструкцию и восстановление электрических сетей, особенно в сельской местности;
- 3) строительство средних и малых по мощности электростанций, мини-гидроэлектростанций, особенно для электроснабжения отдаленных от центральных электрических сетей организаций.

В период до 2010 года при реконструкции действующих и сооружении новых крупных электростанций приоритетным является использование технологий парогазовых и газотурбинных установок как наиболее экономически эффективных и экологически чистых, когда экономия топлива возникает за счет повышения КПД и увеличения удельной выработки электроэнергии при комбинированном производстве электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентрали.

В целях снижения потерь электроэнергии при ее транспортировке до потребителей предусматривается реконструкция электрических сетей, особенно в сельской местности, установка источников компенсации реактивной мощности и повышения уровней напряжения в линиях электропередач.

Надежность электроснабжения отдаленных от центральных электрических сетей потребителей и снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке обеспечивается за счет строительства средних и малых по мощности электростанций различного типа, преимущественно с использованием парогазовых и газотурбинных установок, мини-гидроэлектростанций, а также других установок, в том числе на возобновляемых источниках энергии.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 18.04.13.

*К. А. Смагулов, О. О. Григорьев, В. А. Серебряков, Е. С. Тулев,  
А. И. Глазырин*

**ЖЭК-де энергияны үнемдеудің негізгі басымдылығы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 18.04.13 редакцияға түсті.

*K. A. Smagulov, O. Grigoriev, V. A. Serebryakov, E. S. Tulev, A. I. Glazyrin*  
**Main priorities of energy saving in FEC**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 18.04.13.

*Мақалада ЖЭК-де энергияны үнемдеудің негізгі басымдылығы  
қарастырылған.*

*Energy conservation priorities in the energy sector were considered.*

**К. А. Смагулов, О. О. Григорьев, В. Н. Сероокая,  
А. И. Глазырин**

## **О ПЕРСПЕКТИВАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

*В работе рассматриваются перспективы использования альтернативных источников энергии.*

Вопросы экологии и энергетической безопасности все сильнее влияют на нашу жизнь. Увеличивающееся загрязнение окружающей среды, нарушение теплового баланса атмосферы постепенно приводят к глобальным изменениям климата. Современные наиболее используемые источники электроэнергии это гидро-, тепло- и атомные электростанции. Дефицит энергии и ограниченность топливных ресурсов с всё нарастающей остротой показывают неизбежность перехода к нетрадиционным, альтернативным источникам энергии. АИЭ экологичны, возобновляемы, основой их служит энергия Солнца и Земли. К тому же возобновляемые энергоресурсы распределены относительно равномерно, поэтому лидерство в их использовании, скорее всего, завоюют страны с квалифицированной рабочей силой, восприимчивостью к нововведениям, эффективным финансовым структурам и стратегическим предвидением.

Актуальность и важность скорейшего перехода к АИЭ можно рассматривать в нескольких аспектах: Глобально-экологический: сегодня общеизвестен и доказан факт пагубного влияния на окружающую среду традиционных энергодобывающих технологий (в т.ч. ядерных и термоядерных), их применение неизбежно ведет к катастрофическому изменению климата уже в первых десятилетиях XXI века. Политический: та страна, которая первой в полной мере освоит альтернативную энергетику, способна претендовать на мировое первенство и фактически диктовать цены на топливные ресурсы. Экономический: переход на альтернативные технологии в энергетике позволит сохранить топливные ресурсы страны для переработки в химической и других отраслях промышленности. Кроме того, стоимость энергии, производимой многими альтернативными источниками, уже сегодня ниже стоимости энергии из традиционных источников, да и сроки окупаемости строительства альтернативных электростанций существенно короче. Цены на альтернативную энергию снижаются, на традиционную - постоянно растут. Социальный: численность и плотность населения постоянно растут. При этом трудно найти районы строительства

АЭС, ГРЭС, где производство энергии было бы рентабельно и безопасно для окружающей среды. Общеизвестны факты роста онкологических и других тяжелых заболеваний в районах расположения АЭС, крупных ГРЭС, предприятий топливно-энергетического комплекса, хорошо известен вред, наносимый гигантскими равнинными ГЭС, - всё это увеличивает социальную напряженность. Эволюционно-исторический: в связи с ограниченностью топливных ресурсов на Земле, а также экспоненциальным нарастанием катастрофических изменений в атмосфере и биосфере планеты существующая традиционная энергетика представляется тупиковой; для эволюционного развития общества необходимо немедленно начать постепенный переход на альтернативные источники энергии.

Сегодня суммарное потребление тепловой энергии в мире составляет (2002 г) 1007 млрд. кВт/ч в год, (эквивалентно 36 млрд. т усл. топлива). Геологические запасы органического топлива в мире более 80 % приходится на долю угля, который становится все менее популярным. А известные запасы топливных ресурсов к 2100 г. будут исчерпаны. По данным экспертов, в середине XXI в. добыча нефти и природного газа начнет сокращаться: их доля в топливно-энергетическом балансе снизится с 66,6 % до 20 %. На долю гидроэнергетики приходится всего 1,5 % общего производства энергии в мире и она может играть только вспомогательную роль. Таким образом, ни органическое топливо, ни гидроэнергия не могут решить проблемы энергетики в перспективе. Что касается ядерной энергии, все известные запасы урана, пригодного для реакторов, действующих на тепловых нейтронах, будут исчерпаны в середине XXI в [2]. Создание и эксплуатация АЭС на реакторах-размножителях значительно дороже и не менее безопасны, чем на тепловых нейтронах. От населения до сих пор скрывают не только реальную опасность атомной энергетики, но и ее реальную стоимость. Учитывая все затраты на добычу топлива, нейтрализацию, утилизацию и захоронение отходов, консервацию отработавших реакторов (а их ресурс не более 30 лет), расходы на социальные, природоохранные нужды, то стоимость энергии АЭС многократно превысит любой экономически допустимый уровень. По оценкам специалистов, только затраты на вывоз, захоронение и нейтрализацию накопившихся на предприятиях отходов ядерной энергетики составят около 400 млрд. долл. Затраты на обеспечение необходимого уровня технологической безопасности составят 25 млрд. долл. С увеличением числа реакторов повышается вероятность аварий: по прогнозам МАГАТЭ, из-за увеличения количества реакторов в 2000 г. вероятность крупной аварии повысится до одной в 10 лет. В районах расположения АЭС, уранодобывающих и производящих предприятий постоянно растет уровень заболеваемости, особенно детской. АЭС служит одним из основных «нагревателей» атмосферы: в процессе деления 1 кг урана выделяется 18,8 млрд. ккал. Таким образом,

тезис о безопасности и дешевизне атомной энергии - пустой и опасный миф, а атомная энергетика по причине огромной потенциальной опасности и низкой рентабельности не имеет долгосрочной перспективы [1].

Что касается электростанций на основе термоядерного синтеза, то, по оценкам специалистов, в ближайшие 50 лет они вряд ли будут технологически освоены, а пагубное тепловое влияние на климат планеты будет не меньшим, чем от ТЭС и АЭС.

К так называемым нетрадиционным источникам энергии относятся: тепло Земли (геотермальная энергия), Солнца (в том числе энергия ветра, морских волн, тепла морей и океанов), а также «малая» гидроэнергетика: морские приливы и отливы, биогазовые, теплонасосные установки и другие преобразователи энергии. Но только возобновляемые источники энергии, могут представлять реальную альтернативу традиционным технологиям сегодня и в перспективе. Общее количество солнечной энергии, достигающее поверхности Земли в 6,7 раз больше мирового потенциала ресурсов органического топлива. Использование только 0,5 % этого запаса могло бы полностью покрыть мировую потребность в энергии на тысячелетия. Таким образом, потенциала солнечной радиации и ветровой энергии в принципе достаточно для нужд энергопотребления, как страны, так и регионов. К недостаткам этих видов энергии можно отнести нестабильность, цикличность и неравномерность распределения по территории; поэтому использование солнечной и ветровой энергии требует, как правило, аккумулирования тепловой, электрической или химической. Однако возможно создание комплекса электростанций, которые отдавали бы энергию непосредственно в единую энергетическую систему, что дало бы огромные резервы для непрерывного энергопотребления. Наиболее стабильным источником может служить геотермальная энергия. Валовой мировой потенциал геотермальной энергии в земной коре на глубине до 10 км оценивается в 18 000 трлн. т усл. топлива, что в 1700 раз больше мировых геологических запасов органического топлива.

Традиционные горючие полезные ископаемые не возобновляемы, добыча их с каждым годом обходится все дороже и все больше усилий требуется для защиты окружающей среды при использовании этих энергоресурсов.

Данные о потреблении различных источников энергии в мире подтверждают, что доля ископаемого топлива в мировом энергопотреблении составляет 80-81% от общего энергопотребления, атомной энергии - около 6% и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) 12-14%, а за вычетом доли крупных ГЭС - около 11%. Итак при всей важности атомной энергетике, её доля почти в два раза меньше доли возобновляемой энергетики [2].

Однако в производстве электроэнергии доля ВИЭ существенно меньше. Без гидростанций в целом по миру она составляет порядка 1,6 %. А в

большинстве стран “восьмерки” доля ВИЭ в производстве электроэнергии составляет более 2%. Безусловным лидером выступает Дания, в которой доля ВИЭ в производстве электроэнергии равна 12,3%.

Еще несколько общих вопросов. Главный из них - довольно широко распространено заблуждение о чрезвычайной дороговизне оборудования ВИЭ. Истина состоит в том, что утверждение о высокой стоимости установок ВИЭ и энергии от них по сравнению с установками традиционного типа во многом не соответствует действительности. В какой-то мере это было справедливо для начала девяностых годов. В настоящее время произошло выравнивание указанных стоимостей. В результате того, что с ужесточением требований по экологии удельная стоимость традиционных электрических станций (особенно на угле и АЭС) непрерывно возрастает, в то время как удельная стоимость оборудования ВИЭ непрерывно снижается.

В результате анализа существующего состояния установлено, что по состоянию на конец 2000 года общая установленная мощность ВИЭ в мире составила по электроэнергии - 123 ГВт, по тепловой энергии - 230 ГВт (тепл.). А к 2010 году установленная мощность составит соответственно 380-390 ГВт (эл.) и 400-420 ГВт (тепл.), т. е. установленная электрическая мощность возрастет примерно в три раза, а тепловая - в два раза.

Данные по производству электроэнергии в Казахстане за счет ВИЭ показывают что их доля составляет порядка 0,5%, включая малые ГЭС. Доля производства тепловой энергии за счет ВИЭ составляет порядка 4% от общего отпуска. В плане подготовки материалов энергетической стратегии Казахстана был предложен прогноз, в котором предполагается к 2010 году удвоить производство электроэнергии и тепловой энергии за счет ВИЭ и соответственно увеличить долю ВИЭ в потреблении первичных ресурсов с 1,1% до 1,9%. Цифры более, чем скромные на фоне планируемых 12% в странах Европейского Союза, хорошо известно положение дел в регионах, чтобы планировать более оптимистические данные. Приведенный прогноз - это минимум, что нужно сделать при всех обстоятельствах. Или говоря по-другому, жизнь все равно заставит серьезно заняться возобновляемой энергетикой.

Некоторые особенности перспективного внедрения ВИЭ.

1. Развитие использования источников энергии приняло ускоренный характер, особенно быстрыми темпами (25-30% рост установленной мощности к предыдущему году) развиваются фотоэлектричество и ветроэнергетика. Ветроэнергетика в ряде случаев превратилась самостоятельную отрасль электроэнергетики (Германия, Дания, Испания, Индия и отчасти США).

2. Развитие возобновляемой энергетике в мире вызвано следующими основными преимуществами ВИЭ:

а) неистощаемостью возобновляемых источников энергии, в отличии от истощаемости органического топлива;

б) экологической чистотой возобновляемых источников энергии, при применении соответствующих технологий:

- в геотермальной энергетике - это обратная закачка отработанной пароводяной смеси;

- в малой гидроэнергетике - создание гидротехнических сооружений, которые не препятствуют рыбиходу и не приводят к значительному затоплению плодородных земель;

- в фотоэнергетике - применение бесхлорных технологий получения кремния "солнечного качества";

- в ветроэнергетике - учёт путей миграции птиц при выборе площадок для ВЭС и расположение ветроустановок на необходимом (200-300 м) расстоянии от жилья;

в) неоспоримое преимущество ВИЭ - отсутствие эмиссии парниковых газов и даже электростанции и котельные на биомассе или получаемом из неё газе или жидком топливе не увеличивают количество углекислого газа, поскольку при сжигании его выделяется столько, сколько было поглощено растениями и деревьями.

3. Существенным недостатком только двух видов ВИЭ - энергии ветра и энергии солнца является их стохастический характер и, отсюда, необходимость аккумулирования. Аккумулирование солнечной энергии в виде тепла уже имеет простые технические решения, опробованные на практике и доказавшие свою экономичность. Аккумулирование электрической энергии в небольших количествах успешно решается аккумуляторами различных типов. Для больших ветро- и фотоэлектрических станций таким аккумулятором является электрическая сеть. Однако, замещения мощности не происходит, но и дополнительного дублирования мощности в энергосистеме не требуется, поскольку в энергосистемах всегда есть резервная мощность порядка 10% от максимальной нагрузки. Электростанции на базе остальных видов ВИЭ (гидро, биомасса, геотермальная энергия) лишены указанных недостатков.

4. Утверждение о высокой удельной стоимости установок ВИЭ и высокой стоимости энергии от них по сравнению с энергоустановками традиционного типа во многом не соответствует действительности. В какой-то степени это было справедливо для середины девяностых годов. В настоящее время произошло выравнивание указанных выше стоимостей в результате того, что с ужесточением требований по экологии удельная стоимость традиционных электрических станций, особенно угольных, непрерывно возрастает, а удельная стоимость оборудования возобновляемой энергетики столь же непрерывно снижается.

5. Развитием возобновляемой энергетики на государственном уровне занимаются различные страны: богатые и бедные, большие и малые, промышленно развитые и развивающиеся, обеспеченные собственными

энергоресурсами и необеспеченные. индустриальные и аграрные, северные и южные. В свете сказанного напрашивается вывод, что наряду со всеми прочими стимулами решающим является стремление всех без исключения стран к обеспечению энергетической безопасности. Все виды традиционных энергетических установок являются весьма уязвимыми с военной точки зрения. А установки возобновляемой энергетики по живучести превосходят все остальные.

6. Развитие возобновляемой энергетики имеет особую важность с точки зрения обеспечения безопасности страны, равно как и для энергоснабжения районов Крайнего Севера, и приравненных к ним территорий, а также других районов, не связанных с сетями общего пользования. Значительную роль возобновляемые источники энергии могут сыграть в повышении надежности энергообеспечения субъектов Республики Казахстан, энергоснабжение которых осуществляется от дефицитных энергосистем.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 **Фокин, В. М.** Основы энергосбережения и энергоаудита. - М. : «Издательство Машиностроение-1», 2006. – С. 256.

2 Энергосбережение. Официальный сайт Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.mint.gov.kz/index.php?id=215&lang=ru](http://www.mint.gov.kz/index.php?id=215&lang=ru)

3 Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» № 541-IV ЗРК от 13 января 2012 года

4 Журнал «ЭнергоРынок» №9, 2004 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://tinyurl.com/er-2004-9-energoaudit-chto-eto>

5 Энергоаудит предприятий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ayelita.ru/energy-audit>

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 18.04.13.

*К. А. Смагулов, О. О. Григорьев, В. Н. Сероокая, А. И. Глазырин*

**Энергия көзін альтернативті қолдану болашағы туралы**

**С. Торайғыров атындағы**

**Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.**

**Материал 18.04.13 редакцияға түсті.**

*K. A. Smagulov, O. O. Grigoriev, V. N. Serookaya, A. I. Glazyrin*

**On the prospects of alternative energy sources**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 18.04.13.

*Берілген жұмыста энергия көзін альтернативті қолдану  
болашағы туралы қарастырылған.*

*The prospects of alternative energy sources were considered in the article.*

УДК 621.311.22+621.181

**К. С. Смаилов, А. Кырыкбай, А. И. Глазырин**

## **ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ**

*Показаны самые распространенные и действующие методы по  
перспективе ведения водно-химического режима барабанных котлов.*

Общепринятые схемы эксплуатации водоподготовительных установок и их водно-химический режим должны обеспечивать работу электростанций и тепловых сетей согласно существующим нормативно-техническим документам без повреждений и снижения экономичности. Обычно причинами повреждения энергооборудования являются коррозионные явления внутренних поверхностей конструкционных материалов, применяемых в различных объектах промышленной энергетики (ТЭС, АЭС, ГЭС), образование накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин и трубопроводах. Вот почему практика эксплуатации электростанций и тепловых сетей всегда сопряжена с постоянным поиском и применением эффективных средств и систем соответствующей водоподготовки на этих предприятиях.

В барабанном котле качество пара зависит не только от качества питательной воды, но и других факторов. Поэтому нормы качества питательной воды для этих котлов устанавливаются менее жесткие, использовать блочные обессоливающие установки в этом случае экономически не выгодно.

Полностью избежать отложений в поверхностях котла не удастся, поэтому для их удаления проводятся периодически химические промывки котла или его отдельных поверхностей.

В барабанных котлах ограничение жесткости питательной воды (соединения Са и Mg) определяется необходимостью избежать их отложения на стенках труб и образования большого количества шлама, который может прикипать к поверхности труб. С увеличением давления в котле (соответственно увеличивается и температура котловой воды) растворимость большинства соединений Са и Mg уменьшается, возрастает опасность образования отложений. Поэтому с ростом давления допустимая жесткость питательной воды снижается. Для котлов, сжигающих мазут с высокими тепловыми потоками в топке, содержание Са и Mg должно быть уменьшено.

Нормирование кремнекислоты в питательной воде производится из расчета обеспечения чистоты насыщенного пара с учетом продувки котла и промывки пара.

Свободная угольная кислота в воде после деаэратора должна отсутствовать, а величина рН питательной воды должна быть в пределах 9,1+ 0,1. Нормирование угольной кислоты и кислорода обусловлено тем, что они вызывают коррозию пароводяного тракта. Для связывания кислорода, присутствующего в питательной воде за счет присосов в вакуумной части конденсатного тракта и неполностью удаленного при деаэрации, производится обработка турбинного конденсата гидразином  $N_2H_4$ . Поддержание гидразина в пределах 20-60 мкг/кг перед котлом обеспечивает подавление кислородной коррозии.

Связывание остаточной после деаэратора концентрации углекислоты производится аммиачной обработкой питательной воды. Аммиак  $NH_3$  связывает угольную кислоту и повышает рН до величин слабощелочной среды, при которой коррозия углеродистых сталей снижается. Чрезмерное количество аммиака (свыше 1000 мкг/кг) приводит к аммиачной коррозии латунных трубок конденсатора и ПНД.

Примеси железа образуют малотеплопроводные отложения на теплонапряженных поверхностях нагрева, приводящие к пережогу труб. С ростом давления в котле интенсивность образования железоокисных отложений увеличивается (уменьшается растворимость, увеличиваются тепловые потоки). Количество соединений железа в питательной воде зависит, в основном, от интенсивности коррозионных процессов во время работы и при простоях оборудования. Повышенное против норм содержание железа свидетельствует о нарушениях при проведении коррекционной обработки питательной воды. Существенное влияние на концентрацию железа в воде имеют предпусковые химические очистки, эффективная консервация оборудования при его простоях и т. п.

Содержание меди нормируется из условий предотвращения медных отложений в трубах с максимальными тепловыми потоками.

Содержание масел в питательной воде ограничивается в связи с резким увеличением термического сопротивления экранных труб при образовании маслянистой пленки на поверхности металла.

Состав, структура и физические свойства отложений в котлах зависят в основном от химического состава и температуры котловой воды. В свою очередь химический состав котловой воды в значительной степени определяется питательной водой и применяемыми средствами коррекционной обработки.

Температура котловой воды определяется рабочими параметрами и конструктивными особенностями котлов, а также видом сжигаемого топлива. Два последних фактора влияют главным образом на локальные тепловые потоки экранной системы. Неравномерность тепловых потоков особенно присуща котлам, работающим на жидком топливе и оборудованным мощными горелочными устройствами.

По катионному составу отложения условно разделяются на щелочно-земельные, железные, медно-цинковые, алюминиевые. В зависимости от анионного состава отложения могут быть сульфатные, силикатные, карбонатные, фосфатные, ферросиликатные. В связи с тем, что отложения по химическому составу многокомпонентны, принадлежность их к конкретной группе определяется по их максимальной составляющей.

В составе щелочно-земельных отложений (накипей) преобладают катионы кальция, магния и анионы карбонатные, сульфатные и силикатные:  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ,  $5\text{CaO} \cdot 5\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ . Это – плотные кристаллические отложения, которые могут образовываться на стенках подогревателей, конденсаторов турбин, тепловых сетей, испарителей, экономайзеров.

Алюмосиликатные и ферросиликатные отложения имеют в своем составе в основном кремниевую кислоту, железо и алюминий. Отложения разнообразны по структуре (от пористых до плотных) и образуются на теплонапряженных поверхностях экранной системы.

Феррофосфатные отложения  $\text{Fe}_3(\text{PO}_4)_2$  и  $\text{NaFePO}_4$  образуются на трубах экранной системы при повышенном содержании фосфатов и железа в котловой воде; отложения средней плотности, с равномерным распределением по длине трубы. Феррофосфат натрия  $\text{NaFePO}_4$  образуется в котлах высокого и сверхвысокого давления при относительно низкой гидратной щелочности котловой воды.

Медные и цинковые отложения образуются на участках экранных труб с высокой тепловой нагрузкой или в местах глубокого упаривания котловой воды в результате электрохимических процессов. Для таких отложений характерно локальное распределение по высоте экранной поверхности. Основная составляющая отложений – металлические медь и соединения цинка.

К физико-механическим показателям отложения следует отнести пористость, твердость и теплопроводность. Пористые отложения обычно малотеплопроводны, относительно легко удаляются при промывках; твердые – плотные, трудно удаляются при очистках.

Задача рационального водного режима сводится к созданию таких условий, при которых процессы кристаллизации и образования отложений в экранной системе имели бы минимальные скорости. Эта задача решается применением методов коррекции водного режима, при которых исключается образование на поверхности металла труднорастворимых отложений, а продукты обработки выводятся из контура циркуляции в виде шлама или растворимых соединений продувочной водой.

Виды ВХР применительно к основному оборудованию (т.е. к ТЭС с прямоточными и барабанными котлами) – это традиционный для барабанных котлов режим с вводом гидразина и аммиака в питательную воду и с вводом фосфатов в котловую воду.

- Получивший распространение на ТЭС с прямоточными котлами нейтрально-кислородный режим (НКВР) с вводом в теплоноситель кислорода или других окислителей в условиях поддержания очень чистой в отношении других примесей (кроме вводимого окислителя) воды;

- Полиаминные режимы - эпураминный, хеламинный, акваминный, применяемые в последние годы на некоторых ТЭС с барабанными котлами и характеризующиеся вводом в питательную (реже в котловую) воду смеси многоатомных аминов;

- Режим без ввода корректирующих реагентов.

В составе питательной воды присутствуют вещества, имеющие ограниченную растворимость в условиях рабочих параметров котлов. Это прежде всего – соединения кальция и магния, а также оксиды железа, меди, цинка и алюминия. В котлах вследствие испарения воды концентрация растворенных в ней солей увеличивается, и по достижении предела растворимости некоторые из них будут выпадать в виде твердой фазы на поверхности металла или в виде шлама в объеме котловой воды. Такие вещества, как силикат кальция, сернокислый кальций, гидроксид магния, фосфат магния выделяются из котловой воды в твердом виде, образуя преимущественно накипь. Карбонат кальция, гидроксиллапатит, силикат магния выделяются в виде шлама.

С целью предотвращения образования в котлах твердой кальциевой накипи ведут фосфатную обработку котловой воды. Фосфатный режим является надежным средством предотвращения кальциевого накипеобразования и не должен рассматриваться как способ исключения накипеобразования вообще.

Для подавления коррозии с водородной деполяризацией на электростанциях проводится амминирование питательной воды. Ионы

гидроксида, образующиеся при диссоциации аммиака, нейтрализуют ионы водорода, обусловленные диссоциацией свободной углекислоты:

Для полного связывания 1 мг  $\text{CO}_2$  требуется 0.4 мг  $\text{NH}_3$ . В результате нейтрализации угольной кислоты аммиаком образуется карбонат или бикарбонат аммония  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ ,  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ .

Коррозия оборудования - это, преимущественно, электрохимический процесс. Его протекание характеризуется образованием локальных микропар: катод-анод. Условием, обеспечивающим работу этой пары (т.е. условием протекания коррозии) является электропроводность воды, через которую замыкается электрохимический контур. Очень чистая вода, не содержащая электропроводных примесей (в т.ч. и специально вводимых), является плохим проводником электричества и в такой воде электрохимический процесс коррозии тормозится.

Кислород (или другой окислитель) здесь играет двойную роль: с одной стороны он интенсифицирует процессы коррозии, с другой создает на поверхности металла защитную окисную пленку, блокирующую коррозионный процесс. В условиях высокой электропроводности воды превалирует первый процесс, в условиях чистой воды - второй. На этом и основана идея режима НКВР (нейтрально-кислородного режима), а именно: создается очень чистая вода и в такую воду вводится кислород (или другой окислитель).

Гидразино-аммиачный режим ТЭС с барабанными котлами характеризуется вводом в теплоноситель (в основном в питательную воду) аммиака в целях повышения рН воды и нейтрализации воздействия углекислоты, а также вводом гидразина с целью снижения содержания остаточного кислорода после деаэраторов питательной воды. Благодаря воздействию высокого значения рН, замедляются коррозионные процессы стали и медных сплавов. Однако аммиак, помимо способности к повышению рН аминированной воды, обладает также способностью специфического коррозионного воздействия на медные сплавы (в химической терминологии это объясняется тем, что аммиак является комплексообразователем по отношению к ионам меди и, тем самым, способствует переходу ионов меди в водный раствор). Поэтому доза аммиака при ведении гидразино-аммиачного режима ограничивается поддержанием в питательной воде содержания аммиака на уровне, не превышающем 1 мг/кг.

Традиционным спутником гидразино-аммиачного режима ТЭС с барабанными котлами является фосфатный режим котловых вод, который характеризуется вводом фосфатов в котловую воду с целью перевода солей жесткости в форму неприкипающего к поверхности экранных труб шлама, а также с целью регулирования рН котловых вод. При небольшом содержании солей жесткости в питательной воде взамен фосфатов или в дополнение к ним используют щелочь (NaOH) для регулирования рН котловой воды. В особенности

это характерно для зарубежных ТЭС с барабанными котлами сверхвысокого давления (более 160 кгс/см<sup>2</sup>). Например, для ТЭС Уонг-Би, Вьетнам.

За последние годы на ТЭС с барабанными котлами заметное применение получили так называемые полиаминные режимы. Общая идеология применения этих режимов заключается в использовании двойного воздействия на процессы ВХР высокомолекулярных аминов: связывание в растворимые комплексы накипеобразующих примесей (железо, жесткость, медь) и образование на поверхности металла защитной пленки полиаминов, блокирующей коррозионный процесс. Наибольшее распространение в странах СНГ среди этих режимов получили хеламинный режим - в основном в России, эпураминный - на Украине, и акваминный - на Кременчугской ТЭС.

Все вышеперечисленное многообразие водно-химических режимов регламентировано Правилами технической эксплуатации, а также различными руководящими документами, относящимися к отдельным из перечисленных режимам. Задачами коррекции ВХР являются обеспечения требований регламентирующих документов применительно к конкретным режимам. Для НКВР, например, основной задачей является обеспечение низкой электропроводности (малого солесодержания) воды и избытка в ней кислорода на уровне нескольких сот мкг/кг. Для гидразино-аммиачного режима, напротив, одной из основных задач является обеспечение как можно более низкого содержания кислорода в питательной воде, а также в составляющих питательной воды. Во всех случаях регламентируются содержания вводимых в пароводяной цикла реагентов, будь то аммиак или кислород, или полиамин. Соответственно и задачами коррекции ВХР является обеспечение и поддержание содержания дозируемых реагентов в пределах указанных в документах границ.

Осуществление правильной коррекционной обработки воды с использованием современных технологий и химических реагентов позволяет достичь следующих результатов:

- реализуются требуемые водно-химические режимы;
- нормализуется эксплуатация котельных агрегатов и теплоэнергетического оборудования в целом, появляется запас надежности;
- становится возможным поддержание установленного КПД теплоэнергетического оборудования;
- сокращаются издержки предприятия в части затрат на энергоресурсы и выполнение ремонтных работ;
- открываются возможности для снижения себестоимости продукции, увеличения прибыли от производственной деятельности.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Акользин, П. А. Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования. – М. : Энергоиздат. 1982. – 304 с.

2 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергоатомиздат. 1989. – 288 с.

3 Глазырин, А. И., Музыка, Л. П., Кабдуалиева, М. М. Водно-химические режимы тепловых электростанций и котельных промышленных предприятий. – Алматы : РИК. 1994.

4 Мазур, И. И., Молдаванов, О. И., Шишов, В. Н. Инженерная экология. : Справочное пособие/Под общ. ред. И. И. Мазура. - М. : «Высшая школа». - 1996. – 665 с.

5 Мазур, И. И., Молдаванов, О. И. Курс инженерной экологии: Учебник для студ. вузов./Под ред. И. И. Мазура. - М. : «Высшая школа». - 1999. – 447 с.

6 Шешко, О. Е. Некоторые вопросы охраны окружающей среды в СНГ и зарубежных странах/ Экологические проблемы горного производства (тезисы докладов конференции). - М. : Изд-во МГУ. - 1993. – 332 с.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова. г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 24.04.13.

*Қ. С. Смаилов, Ә. Қырықбай, А. И. Глазырин*

**Су дайындайтын қондырғылар мен барабанды қазандардың сулы-химиялық режимі**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 24.04.13 редакцияға түсті.

*K. Smailov, A. Kyrykbai, A. I. Glazyrin*

**Water-treatment options and water-chemical mode of drum caldrons**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 24.04.13.

*Барабанды қазандарға ең кең таралған және қолданыстағы сулы-химикалық режим әдістерін тиімді енгізу жөрі көрсетілген.*

*The most widespread and operating methods are rotined on a prospect to cleaning of get-away gases of thermal-mechanical equipment.*

УДК 620.91

**К. Ж. Таттыбекова, Е. С. Тулев, Т. К. Молдабаев,  
А. А. Глазырин**

## **КОСМИЧЕСКАЯ, ВОДОРОДНАЯ И БИОТОПЛИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

*В этой работе рассматривается космическая, водородная и биотопливная энергетика.*

### **Бестопливная космонавтика и освоение космического пространства.**

Существует реальная возможность использования этих устройств в ионосферах иных планет и их спутников, поскольку уже установлено, что во многих околопланетных пространствах уже сконцентрирована и непрерывно восполняется от Солнца огромная не используемая до сих пор возобновляемая электроэнергия движущихся заряженных частиц природной плазмы в магнитосфере планет, например, на Марсе, Сатурне, Юпитере, Ио. Такая новая энергетика вполне реальна и такая бестопливная пилотируемая орбитальная космонавтика существенно удешевит освоение космического пространства.

Применение возобновляемой энергии природного электричества и магнетизма в нуждах космонавтики и энергетики существенно улучшит глобальную экологию планеты и снизит ее влияние от космонавтики и планетарной энергетики в целом, поскольку тогда не надо будет осуществлять частые запуски ракетносителей и сжигать сырье и топливо на планете.

### **Дешевая и быстродействующая всемирная космическая связь.**

Бестопливная орбитальная космонавтика позволяет резко удешевить и повысить быстродействие всех систем космической связи и телекоммуникаций. Управление погодой и многими природными планетарными явлениями. Устранение и снижение мощности многих планетарных стихийных явлений. Благодаря полезному использованию мизерной части непрерывно возобновляемой от Солнца энергии природных источников электроэнергии околоземного пространства становится возможным и перспективным создание новой экологически чистой бестопливной энергетики и бестопливной орбитальной космонавтики. В результате экология планеты существенно улучшится. На основе такой космической энергетики и бестопливной космонавтики произойдет революция во всех системах передачи информации. Они станут полностью беспроводными и дешевыми в эксплуатации. Именно, произойдет резкое удешевление и увеличение их быстродействия и пропускной способности, поскольку сейчас именно телефонные линии связи тормозят прогресс в системах связи. Бестопливная космическая энергетика

позволит предотвращать многие природные аномальные и стихийные явления и катаклизмы. Таким образом, новая космическая энергетика и бестопливная космонавтика открывают новые горизонты прогресса человечества.

#### **Водородная энергетика и сероводородная энергетика**

– направление выработки и потребления энергии человечеством, основанное на использовании водорода в качестве средства для аккумуляирования, транспортировки и потребления энергии людьми, транспортной инфраструктурой и различными производственными направлениями. Водород выбран как наиболее распространенный элемент на поверхности земли и в космосе, теплота сгорания водорода наиболее высока, а продуктом сгорания в кислороде является вода (которая вновь вводится в оборот водородной энергетике).

#### **Производство водорода.**

В настоящее время существует множество методов промышленного производства водорода. Все цены приведены для США, 2004 год.

#### **Паровая конверсия природного газа / метана**

В настоящее время данным способом производится примерно половина всего водорода. Водяной пар при температуре 700–1000 °С смешивается с метаном под давлением в присутствии катализатора. Себестоимость процесса \$2-5 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение цены до \$2-2,50, включая доставку и хранение.

#### **Газификация угля.**

Старейший способ получения водорода. Уголь нагревают с водяным паром при температуре 800–1300 °С без доступа воздуха. Первый газогенератор был построен в Великобритании в 40-х годах XIX века. Электричество будет вырабатывать топливные элементы, используя в качестве горючего водород, получающийся в процессе газификации угля.

В декабре 2007 года была определена площадка для строительства первой пилотной электростанции проекта FutureGen. В Иллинойсе будет построена электростанция мощностью 275 МВт. Общая стоимость проекта \$1.2 млрд. На электростанции будет улавливаться и храниться до 90 % CO<sub>2</sub>.

#### **Электролиз воды**



Обратная реакция происходит в топливном элементе. Себестоимость процесса \$6-7 за килограмм водорода при использовании электричества из промышленной сети

В будущем возможно снижение до \$4 за килограмм.

\$7-11 за килограмм водорода при использовании электричества, получаемого от ветрогенераторов.

В будущем возможно снижение до \$3 за килограмм.

\$10-30 за килограмм водорода при использовании солнечной энергии. В будущем возможно снижение до \$3-4 за килограмм.

**Водород из биомассы.**

Водород из биомассы получается термохимическим или биохимическим способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500–800 °С (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется  $H_2$ ,  $CO$  и  $CH_4$ .

Себестоимость процесса \$5-7 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение до \$1,0–3,0.

Снижение цены водорода возможно при строительстве инфраструктуры по доставке и хранению водорода. После небольших изменений водород может передаваться по существующим газопроводам природного газа. Водород в настоящее время, в основном, применяется в технологических процессах производства бензина и для производства аммиака. США ежегодно производят около 11 миллионов тонн водорода, что достаточно для годового потребления примерно 35–40 миллионов автомобилей. Департамент Энергетики США (DoE) прогнозирует, что стоимость водорода сравняется со стоимостью бензина к 2015 году.

**Биотопливо.**

Биотопливо - это топливо из биологического сырья, получаемое, как правило, в результате переработки стеблей сахарного тростника или семян рапса, кукурузы, сои. Существуют также проекты разной степени проработанности, направленные на получение биотоплива из целлюлозы и различного типа органических отходов, но эти технологии находятся в ранней стадии разработки или коммерциализации. Различается жидкое биотопливо (для двигателей внутреннего сгорания, например, этанол, метанол, биодизель), твёрдое биотопливо (дрова, солома) и газообразное (биогаз, водород).

Биодизель – топливо на основе жиров животного, растительного и микробного происхождения, а также продуктов их этерификации.

Для получения биодизельного топлива используются растительные или животные жиры. Сырьём могут быть рапсовое, соевое, пальмовое, кокосовое масло, или любого другого масла-сырца, а также отходы пищевой промышленности. Разрабатываются технологии производства биодизеля из водорослей.

Биогаз – продукт сбраживания органических отходов (биомассы), представляющий смесь метана и углекислого газа. Разложение биомассы происходит под воздействием бактерий класса метаногенов.

Биоводород – водород, полученный из биомассы термохимическим, биохимическим или другим способом, например водорослями.

**Экономический эффект**

По оценкам Merrill Lynch прекращение производства биотоплива приведёт к росту цен на нефть и бензин на 15 %.

### **Распределенное производство энергии.**

(англ. Distributed power generation) — концепция распределенных энергетических ресурсов подразумевает наличие множества потребителей, которые производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, направляя их излишки в общую сеть.

В настоящее время промышленно развитые страны производят основную часть электроэнергии централизованно, на больших энергостанциях, таких как угольные электростанции, атомные электростанции, гидроэлектростанции или электростанции на природном газе. Такие электростанции имеют превосходные экономические показатели, но обычно передают электроэнергию на большие расстояния. Строительство большинства из них было обусловлено множеством экономических, экологических, географических и геологических факторов, а также требованиями безопасности и охраны окружающей среды. Например, угольные станции строятся вдали от городов для предотвращения сильного загрязнения воздуха, влияющего на жителей. Некоторые из них строятся вблизи угольных месторождений для минимизации стоимости транспортировки угля. Гидроэлектростанции должны находиться в местах с достаточным энергосодержанием (перепад уровней на расход воды). Большинство энергостанций слишком далеко расположены, чтобы использовать их побочное тепло для обогрева зданий. Низкое загрязнение окружающей среды — критическое преимущество комбинированных энергостанций, работающих на природном газе. Это позволяет им находиться достаточно близко к городу для централизованного теплоснабжения и охлаждения. Другой подход — распределенное производство электроэнергии. При этом снижаются потери электроэнергии при транспортировке из-за максимального приближения электрогенераторов к потребителям электричества, вплоть до расположения их в одном здании. Такой подход также ведет к уменьшению числа и протяженности линий электропередач, которые необходимо построить. Типичное распределенное производство электроэнергии характеризуется низкими затратами на обслуживание, низким загрязнением окружающей среды и высокой эффективностью. Объединение распределенных генераторов энергии может выступать в качестве виртуальной ТЭЦ. В качестве синонима может использоваться термин «децентрализованное производство энергии», который не отражает специфической особенности — наличие общей сети обмена электро- и тепловой энергии. В рамках концепции децентрализованного производства электроэнергии возможно наличие общей сети электроэнергии и системы местных котельных, производящих исключительно тепловую энергию для нужд населенного пункта/предприятия/квартала.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 29.04.13.

*К. Ж. Таттыбекова, Е. С. Тулев, Т. К. Молдабаев, А. А. Глазырин*  
**Космостық, сутекті және биоотынның энергетикасы**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 29.04.13 редакцияға түсті.

*K. Z. Tattybekova, E. S. Tulev, T. K. Moldabaev, A. A. Glazyrin*  
**Cosmic, hydrogen and biofuel energy**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 29.04.13.

*Бұл жұмыта космостық, сутекті және биоотынның  
энергетикасы қаралады.*

*In this work the cosmic, hydrogen and biofuel energy had been  
reviewed.*

УДК 658.264.004.18

**Е. С. Тулев, К. А. Смагулов, К. Ж. Таттыбекова,  
А. А. Глазырин**

## **О ПОТЕРЯХ ТЕПЛОТЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ**

*В этой работе рассматриваются потери теплоты в системах  
теплоснабжения и сушильных установках.*

Системы отопления можно разделить на два вида: централизованные системы отопления и автономные системы отопления.

Достоинством централизованной системы отопления является горение топлива при более высоких температурах, а, следовательно, можно получить более высокий к.п.д. котельной установки. Кроме того, более высокая температура горения топлива позволяет использовать перегретый пар, то есть, более эффективный теплоноситель, чем вода.

К недостаткам централизованной системы отопления следует отнести неизбежные потери тепла в тепловых сетях.

Таким образом, потери в тепловых сетях приводят к увеличению расхода топлива (около 100 млн. т. у. т.). Кроме очевидного экономического ущерба, перерасход котельного топлива отрицательно влияет и на экологию. Так при сжигании 1 т. у. т. в атмосферу выбрасывается 4,5 кг азотных соединений и 20 кг серных соединений и твердых золовых частиц.

Потери в теплотрассе пропорциональны температурному напору между теплоносителем и окружающей средой. В этом плане подземные теплотрассы находятся в лучших условиях, чем воздушные, так как температура воздуха обычно ниже, чем температура грунта на глубине более 1 метра.

Теплотрассы от централизованных источников тепла обычно имеют две линии: прямую, по которой теплота поставляется потребителям, и обратную, по которой возвращается обратная вода или конденсат после отдачи теплоты в зону ее использования. Для снижения температурного напора поддерживается минимально возможная температура обратной воды, которая вместе с потребителем определяет температуру теплоносителя в прямой линии. Учитывая кольцевое движение теплоносителя, следует придавать большое значение теплоизоляции не только прямой линии, но и обратной, так как сохранение температуры обратной воды снижает потребности в ее последующем подогреве. Кроме того, не предусмотренные потери тепла в обратной линии могут стать причиной ошибочного повышения температуры теплоносителя в прямой линии.

Наиболее вероятным местом потерь тепла по теплотрассе является водозапорное оборудование (вентили) и места разветвлений. Во-первых, в этих местах наиболее сложно уложить теплоизоляцию, во-вторых, подвижные соединения наиболее подвержены разрушению при замерзании теплотрассы. Замерзание теплотрассы может происходить в результате аварий в системе теплоснабжения. В России, из-за высокой изношенности тепловых сетей и отсутствия ответственности ремонтно-эксплуатационного персонала, разморозка вентиля происходит достаточно часто. Причем течь в вентилях обнаруживается не сразу, и теплота теряется в окружающую среду вместе с вытекающим теплоносителем.

Для устранения этих потерь необходимо периодически осматривать водозапорное оборудование с полной его разборкой и проведением профилактики. Кроме периодических профилактик следует проводить аварийные осмотры и аварийные ремонты после каждой остановки централизованной котельной.

Сокращению расхода топлива способствует принудительная прокачка теплоносителя через потребители тепла (батареи отопления). Принудительная прокачка обязательна в централизованных системах теплоснабжения, а

в системах автономного теплоснабжения может обеспечить снижение температуры теплоносителя до 30%. Однако сами прокачивающие насосы являются потребителями электрической энергии.

Таким образом, экономичность насосов в системе теплоснабжения определяется расходом электроэнергии. При плотности воды 1000 кг/м<sup>3</sup> удельный расход энергии определяется следующей формулой:

$$\omega = 0,00272 \frac{H_H}{\eta_H \eta_{ЭД} \eta_{ЭС}} \times \frac{Q_H}{Q_{Ф}} \quad (1)$$

где  $\omega$  – удельный расход электроэнергии, кВт.ч/м<sup>3</sup>;

$H_H$  – номинальный напор насоса, м;

$\eta_H$  – к.п.д. насоса, о.е.;

$\eta_{ЭД}$  – к.п.д. электродвигателя, о.е.;

$\eta_{ЭС}$  – к.п.д. электросети, о.е.;

$Q_H$  – номинальная производительность насоса, м<sup>3</sup>/час;

$Q_{Ф}$  – фактическая производительность насоса, м<sup>3</sup>/час.

В формуле (1) расчетный коэффициент 0,00272 имеет размерность кВт.ч/м<sup>4</sup>.

Значительной экономии электроэнергии можно достичь путем согласования напора насоса и сопротивления трубопровода. В этой связи необходимо стремиться, чтобы точка пересечения индивидуальной характеристики насоса и характеристики трубопровода находилась в зоне номинального к.п.д. (рисунок 1).

Добиться такого согласования можно либо путем изменения насоса (удалением колес или подрезкой лопастей), либо путем изменения параметров трубопровода (уменьшением или увеличением длины, увеличением или уменьшением диаметра труб), либо сочетанием этих путей.

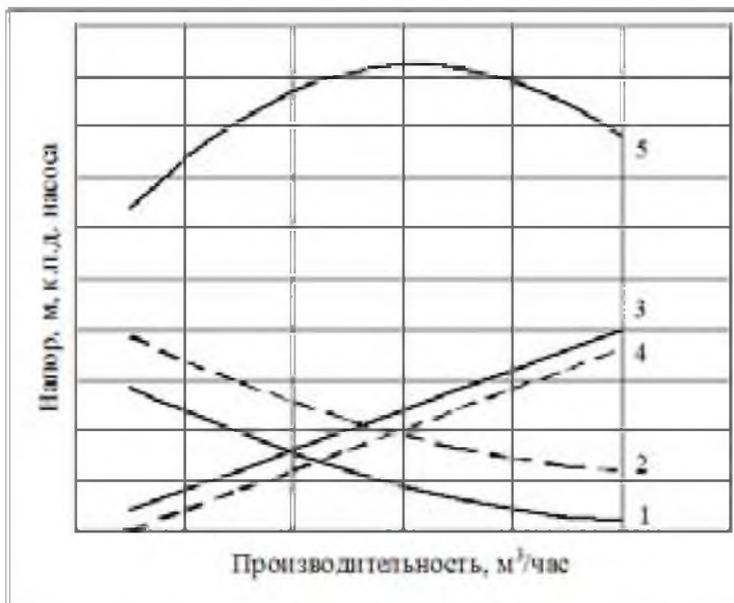


Рисунок 1 - Диаграмма для выбора насоса:

- 1, 2 – характеристика насоса до и после изменений ( $Q_H = f(H)$ ),  
 3, 4 – характеристика трубопровода до и после изменений ( $Q_{TP} = f(H)$ ),  
 5 – к.п.д. насоса

Для обеспечения комфортного микроклимата внутри помещений применяются системы вентиляции, которые подают (приточные системы вентиляции) или откачивают (вытяжные системы вентиляции) воздух. Приточные системы вентиляции могут подавать холодный или подогретый наружный воздух.

Расчет вентиляции основан на решении дифференциального уравнения, в которых учитываются следующие показатели: расход воздуха на удаление вредных из помещения, содержание единиц вредных в наружном воздухе, время удаления, вредности, выделяемые в помещении за единицу времени, содержание единиц вредных в удаляемом воздухе, объем вентилируемого помещения.

Системы вентиляции имеют электропривод, в связи с чем, энергосбережение сводится к экономии электроэнергии. Наиболее экономичное потребление электроэнергии будет иметь место в случае равенства момента сопротивления и номинального момента электродвигателя вентилятора. Здесь следует отметить, что в любых помещениях, а в сельскохозяйственных помещениях

особенно, требуемая производительность вентилятора зависит от сезона года. Это в свою очередь требует соответствующего изменения момента электродвигателя. Таким образом, значительной экономии электроэнергии на вентилирование можно достичь, применяя для привода вентилятора многоскоростные или иные регулируемые электродвигатели.

Направлением энергосбережения при горячем водоснабжении, кроме подбора насоса, может быть аккумулярование горячей воды. Применение аккумуляторов горячей воды позволяет разгружать нагревательные установки в период пика нагрузки. Особенно эффективно аккумулярование горячей воды при автономной системе горячего водоснабжения, основанной на электронагреве.

Аккумулярированная теплота определяется следующим образом:

$$Q_A = cm(t_T - t_0) \quad (2)$$

где  $c$  – теплоемкость аккумулярующего вещества, Дж/кг.град.;

$m$  – Масса аккумулярующего вещества, кг;

$t_T$  – температура нагрева аккумулярующей массы, град.;

$t_0$  – температура окружающей среды, град.

Если теплота аккумулярируется непосредственно в нагреваемой воде, то вместо  $t_0$  следует принимать требуемую температуру горячей воды.

Для увеличения времени сохранения аккумулярированной теплоты можно использовать фазовые превращения вещества или повышать давление внутри аккумулятора. В этом случае уравнение расхода теплоты имеет вид:

$$Q_A = cm(t_T - t_0) + \lambda m \quad (3)$$

Здесь  $\lambda$  – коэффициент фазового перехода, например, плавления, Дж/кг.

При достижении температуры фазового перехода теплота расходуется на изменение агрегатного состояния аккумулярующего вещества и его температура не повышается. После прекращения подачи теплоты, аккумулярующее вещество начинает обратное фазовое превращение, и до его полного завершения температура также будет оставаться постоянной. Такой аккумулятор, во-первых, увеличивает время аккумулярирования теплоты, а во-вторых, позволяет использовать тепловую энергию или электроэнергию для зарядки аккумулятора в наиболее удобное время.

Сушка, или процесс удаления влаги из различных материалов, весьма распространен во всех отраслях производства. Особое место сушка занимает в сельском хозяйстве.

В сельском хозяйстве применяется сушка получаемой продукции (зерна, корнеплодов и т.п.) и сушка для получения продукции (скошенной

травы для получения сена, фруктов для получения сухофруктов и т.п.). В процессе сушки удаляют часть влаги из продукта, что сдерживает развитие гнилостных бактерий и увеличивает время хранения продукта. Обычно процессы сушки экономически оправданы и затраты на их проведение окупаются за короткий период времени. Вместе с тем рациональная сушка позволяет еще более снизить затраты энергии, что обеспечит получение дополнительного эффекта. Для уяснения путей энергосбережения кратко рассмотрим процессы удаления влаги из продукта.

Процесс сушки материалов состоит из нарушения связи влаги с материалом и последующего ее удаления в окружающую среду. В соответствии с классификацией академика П. А. Ребиндера различают химическую, физико-химическую и физико-механическую связь влаги с материалом.

Химическая связь влаги с материалом образуется за счет внутримолекулярных сил, и в этом случае влага (вода) может быть удалена только в ходе химических реакций или горения.

Физико-химическая связь влаги с материалом образуется за счет межмолекулярных сил, и подразделяется на абсорбционную и осмотическую связь. Абсорбционно связанная влага удерживается на поверхности частиц тела по всему его объему за счет межмолекулярных сил. При подведении к границе «тело-влага» теплоты связь разрушается, и влага испаряется с поверхности частиц тела. Осмотически связанная влага проникает внутрь тела через проницаемые перегородки и удерживается силами осмотического давления. Под действием градиента влажности осмотически связанная влага может диффундировать по всему объему тела.

Физико-механическая связь влаги с телом обусловлена физическими силами поверхностного смачивания и капиллярного всасывания. Эта связь наименее сильная, и влага может быть удалена при небольших затратах энергии.

Независимо от формы связи различают также внешнюю и гигроскопическую влагу. Гигроскопическая влага в процессе сушки полностью не удаляется.

Любому значению относительной влажности воздуха (окружающей среды) соответствует определенная влажность материала, при которой масса влаги, испаряемая в воздух, равна массе конденсируемой влаги, проникающей в материал. При этом парциальное давление пара на поверхности тела ( $p_{\text{п}}$ ) равно парциальному давлению пара в воздухе ( $p_{\text{в}}$ ), то есть  $p_{\text{п}} = p_{\text{в}}$ . Равновесное состояние может быть достигнуто либо поглощением пара из воздуха (сорбция влаги), либо испарением влаги в воздух (десорбция влаги). Равновесная влажность тела при относительной влажности воздуха  $\omega_{\text{в}} = 100\%$  называется гигроскопической влажностью  $\omega_{\text{г}}$ . Таким образом сорбция влаги возможна только до тех пор, пока не будет достигнута гигроскопическая влажность.

Можно построить зависимость между относительной влажностью воздуха и влажностью тела для определенной температуры. Такая зависимость называется изотермой сорбции или десорбции.

На рисунке 2 приведена изотерма десорбции капиллярно-пористых тел.

Влага, которую можно удалить из материала в процессе десорбции, определяется следующим образом:

$$\omega_{уд} = \omega - \omega_p \quad (4)$$

где  $\omega_{уд}$  – удаляемая при сушке влага, о.ед;

$\omega$  – влажность материала, о.ед;

$\omega_p$  – равновесная влажность при определенной относительной влажности воздуха, о.ед.

При нагреве тела влага перемещается в результате двух явлений: процесса диффузии и процесса термодиффузии. Движителем процесса диффузии является градиент влагосодержания  $\frac{d\omega}{dx}$ , а процесса термодиффузии градиент температур  $\frac{dT}{dx}$ . Здесь  $\omega$  – влагосодержание, кг/м<sup>3</sup>, T – температура, К, x – координата, м.



Рисунок 2 - Изотерма десорбции

Очевидно, в процессе нагрева тела возникают оба градиента, которые вызывают встречные потоки движения влаги (рисунок 2). Сушка будет

происходить в том случае, если результирующий поток будет направлен из глубины тела к его поверхности.

Отсюда становится ясным первый принцип интенсификации процесса сушки – чем выше градиент температур, тем быстрее протекает процесс сушки. Однако при сушке сельскохозяйственной продукции увеличение градиента температур ограничено.

Так как процесс удаления влаги зависит от равновесного влагосодержания, то ускорить процесс сушки (а значит и уменьшить потребляемую тепловую энергию) можно путем понижения равновесного влагосодержания  $\omega_p$ . Этого можно достичь путем удаления влаги из окружающего воздуха. Влага из воздуха удаляется путем вентилирования, то есть удаления влажного воздуха, окружающего высушиваемый продукт.

Понизить влагосодержание окружающей среды можно также и выведением высушиваемого продукта из окружающего влажного воздуха в более сухой. Например, в сельскохозяйственном производстве осуществляют перебрасывание буртов зерна зернометателями из одного места в другое. При этом происходят следующие эффекты:

- перемещение зерна в более сухое окружающее пространство;
- перемешивание сухих и влажных слоев зерна;
- увеличение отношения испаряемой поверхности к занимаемому объему;
- проветривание зерна во время его полета.

Данный способ весьма эффективен для сушки только что убранного зерна на механизированном току, так как достаточный нагрев происходит за счет солнечного излучения и не требуется дополнительного подвода теплоты. В последующем зерно подсушивается перемещением в элеваторах, однако при этом может потребоваться продувка норий горячим воздухом.

Следует отметить, что не все сельскохозяйственные продукты можно сушить путем перебрасывания. Так, мягкие корнеплоды, фрукты, капуста и т.п. при перебрасывании будут получать механические повреждения. В этой связи предварительная сушка этих продуктов производится путем продувания воздуха сквозь бурты, насыпанные на короб из реек (рисунок 9). Воздух, проходящий через короб, при этом может подогреться.

Таким образом, направлениями энергосбережения при сушке продуктов могут быть увеличение поверхности испарения по отношению к занимаемому объему, создание максимально возможного температурного градиента и направление его изнутри продукта к поверхности, удаление влаги из окружающего воздуха путем вентилирования, периодическое перемещение высушиваемого продукта в пространстве.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 29.04.13.

*Е. С. Тулев, К. А. Смагулов, К. Ж. Таттыбекова, А. А. Глазырин*

**Жылулықтың шығындары мен жылуды үнемдеу жүйесі және кептіргіш қондырғыларда**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 29.04.13 редакцияға түсті.

*E. S. Tulev, K. A. Smagulov, K. Z. Tattybekova, A. A. Glazyrin*

**The losses of heat in the heating system and drying units**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 29.04.13.

*Бұл жұмыс жылулықтың шығындары мен жылуды үнемдеу жүйесі және кептіргіш қондырғылары қаралады.*

*In this work the losses of heat in the heating system and drying units have been assessed.*

УДК 620.9.003.13

**А. С. Шаяхметов, В. А. Глазырин, В. А. Серебряков,  
А. А. Алигожин**

## **ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКЕ ЭНЕРГИИ**

*В данной работе рассматривается энергосбережение при комбинированной выработке энергии.*

**Энергосбережение при комбинированной выработке электроэнергии.**  
Обычный (традиционный) способ получения электричества и тепла заключается в их отдельной генерации (электростанция и котельная). При этом значительная часть энергии первичного топлива не используется. Можно значительно уменьшить общее потребление топлива путем применения когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла).

Когенерация есть термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии. Две наиболее используемые формы энергии — механическая и тепловая. Механическая энергия обычно используется для вращения электрогенератора. Вот почему именно следующее определение часто используется в литературе (несмотря на свою ограниченность). Когенерация есть комбинированное производство электрической (или механической) и тепловой энергии из одного и того же первичного источника энергии.

Произведенная механическая энергия также может использоваться для поддержания работы вспомогательного оборудования, такого как компрессоры и насосы. Тепловая энергия может использоваться как для отопления, так и для охлаждения. Холод производится абсорбционным модулем, который может функционировать благодаря горячей воде, пару или горячим газам.

При эксплуатации традиционных (паровых) электростанций, в связи с технологическими особенностями процесса генерации энергии, большое количество выработанного тепла сбрасывается в атмосферу через конденсаторы пара, градирни и т.п. Большая часть этого тепла может быть утилизирована и использована для удовлетворения тепловых потребностей, это повышает эффективность с 30-50% для электростанции до 80-90% в системах когенерации.

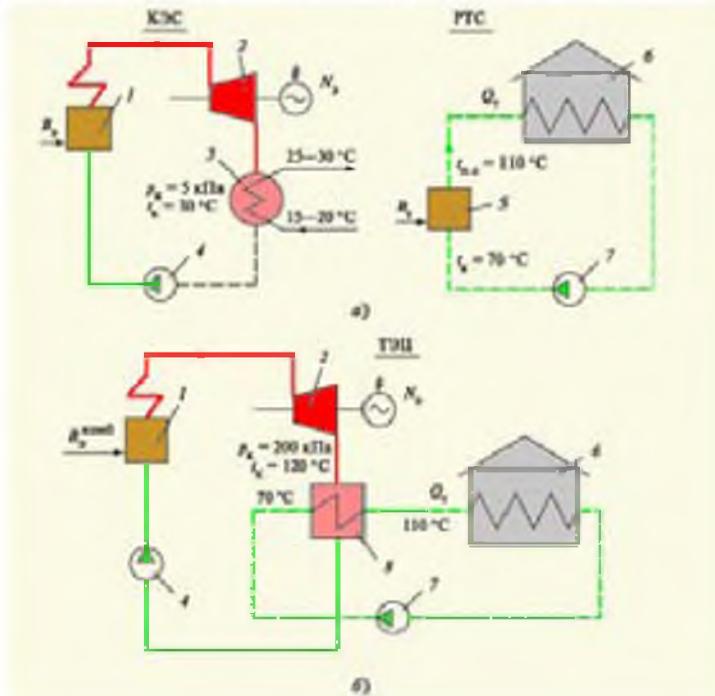


Рис. 1 - Схемы раздельной (а) и комбинированной (б) выработки тепла и электроэнергии:

- 1 – энергетический котел; 2 – паровая турбина; 3 – конденсатор;  
 4 – питательный насос; 5 – водогрейный котел; 6 – потребитель тепла;  
 7 – сетевой насос; 8 – сетевой подогреватель.

Приведенная на рис. 1. б простейшая теплофикационная ПТУ позволяет легко понять преимущество комбинированной выработки. Однако она имеет существенный недостаток: с ее помощью нельзя произвольно изменять соотношение между электрической  $N_{э}$  и тепловой мощностью  $Q_{т}$ . Изменение любой из них приводит к автоматическому изменению другой и не всегда в соответствии с требованиями потребителей. Чаще всего ПТУ такого типа используют там, где требуется изменение по определенному графику только одного параметра, обычно тепловой нагрузки  $Q_{т}$ , а второй параметр – мощность, будет такой, «какой получится».

Для того, чтобы исключить этот недостаток, теплофикационную турбину выполняют с регулируемым отбором пара нужных параметров и с конденсацией пара в конце процесса расширения (рис. 1.1).

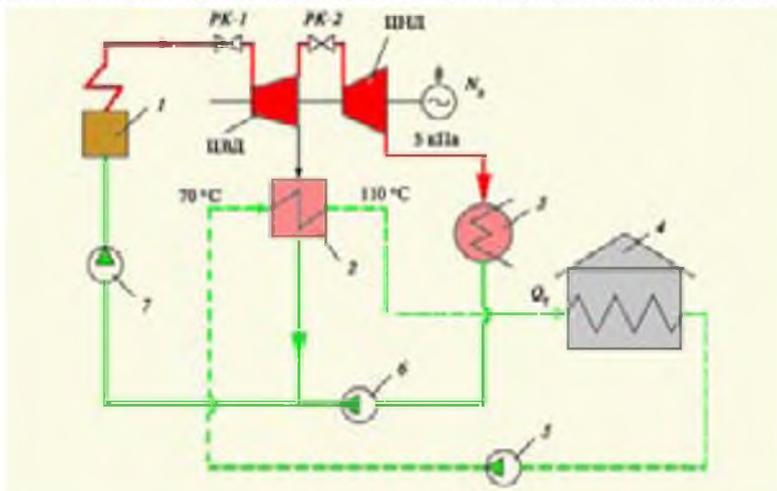


Рис. 1.1 - Схема отопительной ТЭЦ с теплофикационной турбиной:  
 1 – энергетический котел; 2 – сетевой подогреватель; 3 – конденсатор;  
 4 – потребитель тепла; 5 – сетевой насос; 6 – конденсатный насос;  
 7 – питательный насос

С помощью регулирующих клапанов РК-1 и РК-2 соответственно перед ЦВД и ЦНД можно в широких пределах изменять независимо электрическую мощность и отпуск тепла. Если клапан РК-2 закрыть полностью и направить весь поступивший в турбину пар в сетевой подогреватель, то турбина будет работать как турбина с противодавлением и выгода от теплофикации будет максимальной. Так обычно работают теплофикационные турбины зимой, когда требуется много тепла. Если, наоборот, открыть полностью РК-2 и закрыть проток сетевой воды через сетевой подогреватель, турбина будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно больше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Отметим еще одну важную, по существу, финансовую проблему, возникающую для ТЭЦ. ТЭЦ продает потребителям два вида энергии различной энергетической ценности: тепловую и электрическую, причем их потребители в общем случае – разные. Объективно существующая экономия топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла должна быть разделена и учтена в себестоимости и цене на эти два вида энергии. Однако сделать это технически невозможно: и тепло, и электроэнергия вырабатываются общими котлом, турбиной и другим оборудованием ТЭЦ; далее, с одной стороны, без отпуска тепла из отборов турбины нет экономии топлива, с другой стороны она отсутствует и без выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Проблеме как разделить объективно существующую экономию топлива между электроэнергией и теплом, посвящены десятки (если не сотни) работ и единственным их окончательным результатом стало понимание того, что этого сделать нельзя. Начиная с плана ГОЭЛРО и вплоть до 1995 г., при распределении экономии от теплофикации использовался так называемый «физический» метод», по которому вся экономия топлива относилась на электроэнергию. При этом получалось, что расход условного топлива на 1 кВт·ч на ТЭЦ составлял 230–250 г/(кВт·ч), а на ГРЭС – 320–350 г/(кВт·ч). Это не результат более экономичной работы ТЭЦ, а способа распределения выгоды от теплофикации.

Теперь перейдем к показателям, характеризующим экономичность работы ТЭЦ. Мы знаем, что для этой цели используется один показатель – коэффициент полезного действия нетто (это, по существу, коэффициент полезного использования топлива) или эквивалентный ему удельный расход условного топлива. Необходимость только в одном показателе экономичности для конденсационной ТЭС связана с тем, что ТЭС отпускает только один вид энергии – электроэнергию.

ТЭЦ отпускает два вида энергии — электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо иметь также два показателя.

Первым показателем является коэффициент полезного использования тепла топлива. Если у конденсационных ТЭС он не превышает 40 %, то для ТЭЦ он может достигать 85 % (а 15 % составляют потери с уходящими газами энергетических и водогрейных котлов, с конденсацией той части пара, которая проходит в конденсатор, собственные нужды).

Вторым показателем является выработка электроэнергии на тепловом потреблении  $s = N_e/Q_T$ . Ясно, что если, например, две ТЭЦ отпускают одинаковое количество тепла  $Q_T$  и имеют одинаковый коэффициент использования топлива, то из них лучше та, которая отпускает больше электроэнергии. Эти два показателя полностью характеризуют экономичность работы ТЭЦ.

Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются, мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС. Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам подъема СН-I. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса СН-I сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей СП-1 и СП-2. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды.

Нагретая в СП-1 и СП-2 сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема, которые подают ее в пиковый водогрейный котел ПВК и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в ПВК в него от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора – воздух. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него – тепловым потребителям.

Второе существенное отличие турбоустановки отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины – турбины, позволяющей выполнять большие регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели, регулируя их давление (т.е. нагрев сетевой воды и ее расход).

На современных ТЭЦ для нагрева сетевой воды обычно используются два сетевых подогревателя, через которые нагреваемая сетевая вода проходит последовательно. Сначала она поступает в «нижний» подогреватель СП-1, в который поступает пар «ниже по течению» в турбине, т.е. при меньшем давлении, а затем в «верхний» сетевой подогреватель СП-2, в который поступает пар с большим давлением. При работе двух сетевых подогревателей реализуется *двухступенчатый нагрев сетевой воды*, который более экономичен, чем одноступенчатый (т.е. с использованием только одного сетевого подогревателя – верхнего). Обратная сетевая вода из магистральных трубопроводов различных районов города подается в один или несколько станционных коллекторов 9 обратной сетевой воды. Из этого коллектора питаются все водонагревательные установки ТЭЦ, каждая из которых работает от своей турбины. В конечном счете, все водонагревательные установки работают на один или несколько напорных коллекторов 7 прямой сетевой воды, откуда она разводится на отопление районов города.

Сетевая вода из магистрали обратной сетевой воды ТЭЦ сетевыми насосами СН-I первого подъема подается к нижнему сетевому подогревателю СП-1, который питается паром из выходного патрубка ЦВД (это нижний теплофикационный отбор). В некоторых режимах сетевую воду можно предварительно подогреть в так называемом *встроенном пучке* конденсатора.

Конденсатор теплофикационной турбины отличается от конденсатора турбины конденсационной тем, что в нем выделено определенное количество охлаждающих трубок с отдельным подводом и отводом охлаждающей (или нагреваемой) воды. В зимний период, когда требуется большое количество тепла, регулирующий клапан перед ЦНД турбины закрывают почти полностью, для того чтобы почти весь поступающий в турбину пар направить в сетевые подогреватели. Однако для того, чтобы рабочие лопатки ЦНД не разогрелись до недопустимой температуры от трения о неподвижную плотную паровую среду, через ЦНД пропускают небольшое количество пара. Во *встроенный пучок* подают небольшое количество сетевой или *подпиточной воды теплосети*, а в трубки основного трубного пучка циркуляционная охлаждающая вода не подается. Конденсирующийся на трубках *встроенного пучка* пар передает свое тепло конденсации сетевой воде. Конденсатор в таком режиме работает как подогреватель сетевой воды.

После СП-1, если температура сетевой воды соответствует требованию температурного графика тепловой сети, то она через байпасные линии (через задвижку) сетевыми насосами СН-II второго подъема направляется в напорную магистраль прямой сетевой воды ТЭЦ. Если нагрев воды недостаточен, то сетевая вода подается в СП-2, обогреваемый паром с большим давлением и соответственно с более высокой температурой конденсации. В большинстве случаев сетевая вода, пройдя через оба подогревателя, нагреется до 100 – 110 °С. Поэтому при необходимости иметь еще более высокую температуру сетевой воды, например, в очень холодное время, ее после нагрева в двух подогревателях направляют в ПВК. В нем сжигается дополнительное топливо, и вода нагревается до 140 – 200 °С в соответствии с потребностями конкретного теплового графика.

Паропроводы отопительных отборов подают пар из турбины в подогреватели. Главное требование к ним – малое гидравлическое сопротивление. Поэтому их выполняют большим числом (обычно 1–4), большого диаметра (вплоть до 1300 мм), минимальной протяженности (сетевые подогреватели размещают прямо под турбиной) и с минимальным количеством арматуры. Конденсат греющего пара СП-2 по каскадной схеме сбрасывается в СП-1, а из него с помощью сливного насоса он закачивается в систему регенерации.

К сожалению, в тепловых сетях теряется определенное количество сетевой воды. Поэтому на ТЭЦ устанавливается специальная *подпиточная установка теплосети*. Сырая вода из сливного водовода конденсатора группой параллельных насосов подается к химводоочистке ХВО, а из нее – в специальный вакуумный (или атмосферный) деаэратор. Греющей средой в деаэраторе является сетевая вода, нагретая в СП-1 и СП-2. Поскольку давление сетевой воды составляет 0,8 МПа, а температура – 60–100 °С, то при ее подаче в деаэратор, находящийся под вакуумом, она вскипает. Образующийся пар нагревает химически очищенную воду до температуры насыщения, при которой выделяются растворенные газы. Затем очищенная и деаэрированная вода подпиточными насосами подается в коллектор обратной сетевой воды ТЭЦ, к которому параллельно подсоединяются подпиточные установки, описанные выше.

В заключении можно сказать, что Производство энергии – главный источник загрязнения. 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, в зависимости от конкретного случая.

В настоящее время, электростанции ответственны за 2/3 суммарных национальных выбросов двуокиси серы ( $\text{SO}_2$ ), 1/4 окиси азота ( $\text{NO}_x$ ), 1/3 ртути (Hg) и 1/3 выбросов двуокиси углерода ( $\text{CO}_2$ ), основного парникового газа. Эмиссии способствуют усугублению серьезных экологических проблем,

включая глобальное изменение климата, кислотные дожди, смог, загрязнение водных артерий и эвтрофикации важнейших водоемов (процесса, при котором образуется переизбыток питательных веществ, что приводит к быстрому росту водных растений и подавлению других форм жизни, а также избыточному образованию ила). Те же самые эмиссии вносят свою лепту в многочисленные проблемы со здоровьем.

Системы когенерации могут быть особенно полезны в районах, где развитие ограничено вследствие экологических ограничений.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

*А. С. Шаяхметов, В. А. Глазырин, В. А. Серебряков, А. А. Алигожин*  
**Энергия өндіруге қыстырылған күйінде энергияны үнемдеу**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

*A. S. Shayakhmetov, V. A. Glazyrin, V. A. Serebryakov, A. A. Aligozhin*

### **Energy-savings at the combined development of energy**

Pavlodar State University  
named after S. Toraiyrov. Pavlodar.  
Material received on 22.04.13.

*Осы жұмыста энергия өндіруге қыстырылған күйінде энергияны зерттейді.*

*In this work energy saving at the combined development of energy is considered.*

УДК620.91

***Е. Ж. Сарсикеев\*, Д. Ю. Ляпунов\*, Р. М. Мустафина\*\*,  
А. Д. Тастенов\*\****

## **СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ВЕТРО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА**

*Представлена структура ветро-дизельного комплекса, обеспечивающая его устойчивый режим работы. Произведены настройки контуров регулирования тока и напряжения на линейный оптимум. Выполнен анализ полученных динамических характеристик и установлена необходимость настройки обоих каналов регулирования.*

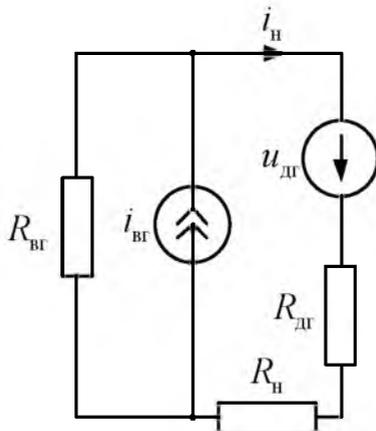
В настоящее время идея использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для обслуживания автономных потребителей испытывает стремительное и устойчивое развитие. Наибольшее количество таких потребителей расположено в удаленных районах Казахстана, Сибири, Дальнего Востока.

К распространенным ВИЭ относятся ветроэлектростанции (ВЭС). Но основным их недостатком является неравномерность выработки электроэнергии, что требует решения при электроснабжении автономных потребителей, требующих бесперебойного электроснабжения. Эту проблему отчасти можно решить при использовании дизельных электростанций (ДЭС), однако для наиболее удаленных потребителей транспортная составляющая стоимости привозного топлива достигает 70...80% [1]. С этой целью используются ветро-дизельные комплексы (ВДК), объединяющие в себе дизель-генераторы, ветрогенераторы, силовые преобразователи, а также накопители энергии.

Электрическая принципиальная схема, отражающая структуру ВДК, приведена на рисунке 1.

На рисунке 1 дизель-генератор выступает в качестве источника напряжения, а ветрогенератор – в качестве источника тока.

Имитационная модель незамкнутой структуры ВДК, разработанная в среде MatlabSimulink, приведена на рисунке 2.



$R_{вг}$ ,  $R_{дг}$  – соответственно сопротивления цепей ветрогенератора и дизель-генератора, учитывающие параметры обмоток и преобразователей;

$R_{н}$  – эквивалентное сопротивление нагрузки;  $i_{вг}$  – ток ветрогенератора;

$u_{дг}$  – напряжение дизель-генератора;  $i_{н}$  – ток нагрузки.

Рисунок 1 – Электрическая принципиальная схема ВДК

При моделировании приняты следующие допущения: 1) не учитываются инерционные свойства вращающихся масс дизель-генератора и ветрогенератора, то есть сигналы задания на ток  $i_{вг}$  и напряжение  $u_{дг}$  полагаются постоянными величинами ( $i_{вг}^{max} = 10 \text{ A}$ ,  $u_{дг}^{max} = 600 \text{ В}$ ), что объясняется невозможностью контролировать выработку электроэнергии генераторами при помощи внешних воздействий; 2) сопротивление нагрузки присоединено к шине постоянного тока; 3) силовые преобразователи дизель-генератора и ветрогенератора имеют идентичные параметры.

Параметры ВДК: 1) дизель-генератор:  $k_{дг} = 0,8$  – коэффициент передачи;  $T_{дг}^{em} = 0,1 \text{ с}$  – электромагнитная постоянная времени;  $k_{дг}^{conv} = 1$  – коэффициент передачи силового преобразователя;  $T_{дг}^{conv} = 0,00167 \text{ с}$  – малая некомпенсируемая постоянная времени; 2) ветрогенератора:  $k_{вг} = 0,71$  – коэффициент передачи;  $T_{вг}^{em} = 0,05 \text{ с}$  – электромагнитная постоянная

времени;  $k_{\text{ср}}^{\text{дв}} = 1$  – коэффициент передачи силового преобразователя;  
 $T_{\text{тр}}^{\text{дв}} = 0,00167 \text{ с}$  – малая некомпенсируемая постоянная времени.

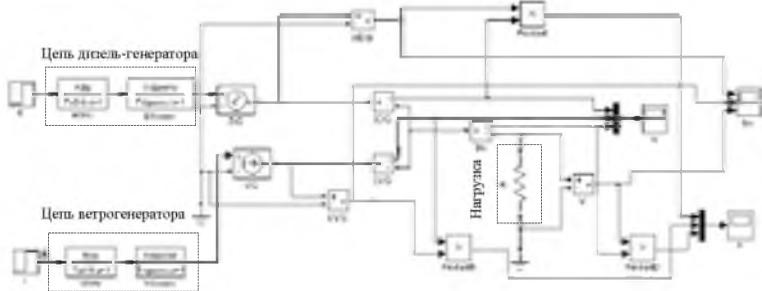


Рисунок 2 – Имитационная модель замкнутой структуры ВДК в среде Matlab

Переходные характеристики по токам и напряжению на нагрузке представлены соответственно на рисунках 3 и 4.

Из анализа зависимостей переходных токов рисунка 3 следует, что ток нагрузки в любой момент времени определяется по первому закону Кирхгофа  $i_{\text{н}} = i_{\text{дг}} + i_{\text{вг}}$ . Быстродействие системы невелико. Время переходного процесса для каждого из графиков определялось исходя из принятой 5%-ной зоны допустимых отклонений. Время переходного процесса по току нагрузки составляет  $t_{\text{н}}^{\text{пр}} = 0,3 \text{ с}$ , что в два раза больше времени переходного процесса по току ветрогенератора  $t_{\text{вг}}^{\text{пр}} = 0,15 \text{ с}$ , но меньше времени переходного процесса по току дизель-генератора  $t_{\text{дг}}^{\text{пр}} = 0,36 \text{ с}$ . Длительность переходного процесса по току нагрузки закономерно совпадает с длительностью переходного процесса по напряжению на нагрузке (рисунок 4).

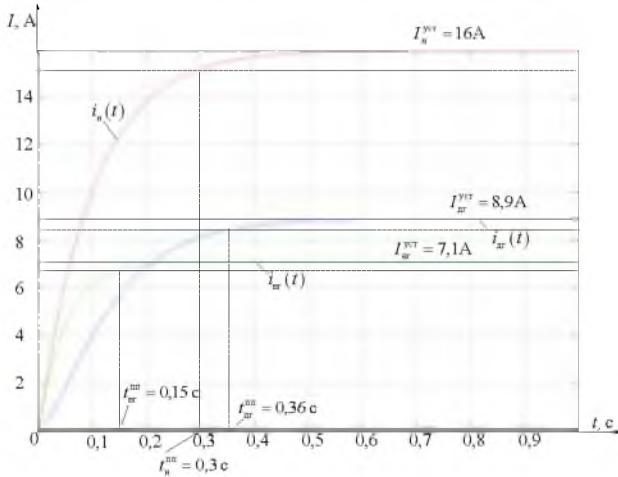


Рисунок 3 – Переходные характеристики по току ветрогенератора  $i_n(t)$ , току дизель-генератора  $i_{гр}(t)$  и току нагрузки  $i_{н}(t)$  в незамкнутой структуре ВДК

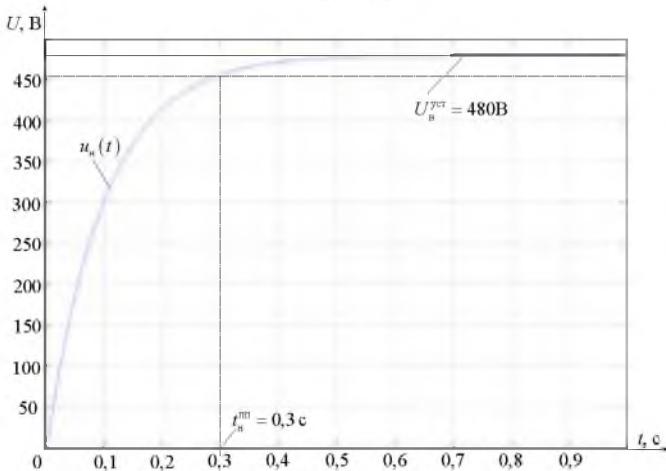


Рисунок 4 – Переходные характеристики по напряжению на нагрузке  $u_n(t)$  в незамкнутой структуре ВДК

Ошибка по напряжению дизель-генератора составила

$$\delta U^{гр} = U_{гр}^{уст} - U_n^{уст} = 600 - 480 = 120 B.$$

Ошибка по току ветрогенератора равна:

$$\varepsilon_I^{gr} = I_{IC}^{gr} - I_{II}^{gr} = 10 - 7,1 = 2,9 \text{ А.}$$

Таким образом, быстродействие ВДК определяется параметрами того из каналов регулирования, который обладает меньшим быстродействием. В данном случае наименьшее быстродействие имеет канал регулирования напряжения дизель-генератора. Оба канала регулирования имеют ошибку по управляющему воздействию, которая значительно превышает 5% от требуемого сигнала задания.

С целью увеличения быстродействия системы с обеспечением основных показателей качества рассмотрим одну из распространенных настроек контуров – настройку на линейный оптимум. Данная настройка обеспечивает нулевую ошибку по управляющему воздействию и перерегулирование [2]. Время переходного процесса по управлению при этом составит  $t^{gr} = 9,9 \cdot T_{\mu}$ , где  $T_{\mu} = T_{\mu}^{дизель} = T_{\mu}^{генер} = 0,00167 \text{ с}$  – малая некомпенсированная постоянная времени.

Произведем настройку контуров на линейный оптимум. Для этого используем желаемую передаточную функцию разомкнутой системы

$$W_{разом}^{*}(p) = \frac{1}{4 \cdot T_{\mu} \cdot p \cdot (T_{\mu} \cdot p + 1)};$$

для канала регулирования напряжения:

$$\begin{aligned} W_{разом}^U(p) &= \frac{W_{разом}^*(p)}{W_{разом}^U(p)} = \frac{1}{4 \cdot T_{\mu} \cdot p \cdot (T_{\mu} \cdot p + 1)} \cdot \frac{(T_{\mu}^* \cdot p + 1) \cdot (T_{\mu} \cdot p + 1)}{K_{\mu} \cdot K_{\mu}^{дизель} \cdot K_{\mu}^U} = \\ &= \frac{(T_{\mu}^* \cdot p + 1)}{4 \cdot T_{\mu} \cdot K_{\mu} \cdot K_{\mu}^{дизель} \cdot K_{\mu}^U \cdot p} = K_{\mu}^* \cdot \frac{T_{\mu}^* \cdot p + 1}{T_{\mu} \cdot p} \end{aligned}$$

где  $W_{разом}^U(p)$  – передаточная функция разомкнутого контура регулирования напряжения,  $T_{\mu}^*$  – электромагнитная постоянная времени дизель-генератора,  $K_{\mu}^*$  – коэффициент передачи дизель-генератора,  $K_{\mu}^{дизель}$  – коэффициент передачи преобразователя напряжения,  $K_{\mu}^U = 1$  – коэффициент обратной

связи по напряжению,  $K_{\mu}^U = \frac{T_{\mu}^*}{4 \cdot T_{\mu} \cdot K_{\mu} \cdot K_{\mu}^{дизель} \cdot K_{\mu}^U} = \frac{0,1}{4 \cdot 0,00167 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1} = 18,71$  – коэффициент передачи регулятора напряжения.

Вводим данный регулятор в контур регулирования напряжения. Соответствующая схема приведена на рис. 5.

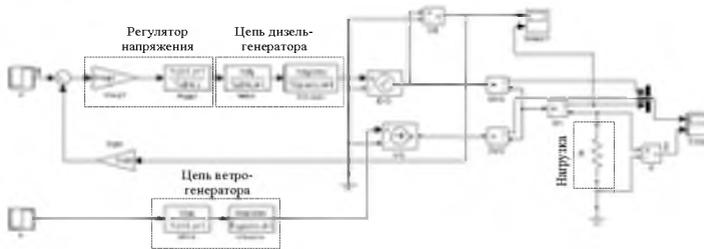


Рисунок 5 – Схема ВДК с настроенным на линейный оптимум каналом регулирования напряжения

Переходные процессы по токам и напряжению приведены соответственно на рисунках 6 и 7.

Время переходного процесса составило 0,016 с, что на один порядок меньше, чем в исходной системе без обратных связей.

Отметим одну важную особенность: настроенный канал регулирования напряжения ВДК ускоряет переходные процессы не только в канале регулирования напряжения (рисунок 7), но и в нагрузке (кривая  $i_n(t)$  на рисунке 6). Определяющую роль при этом играет именно дизель-генератор, канал же регулирования тока ВДК при этом работает на порядок медленнее, чем канал регулирования напряжения, вследствие того, что он не настроен.

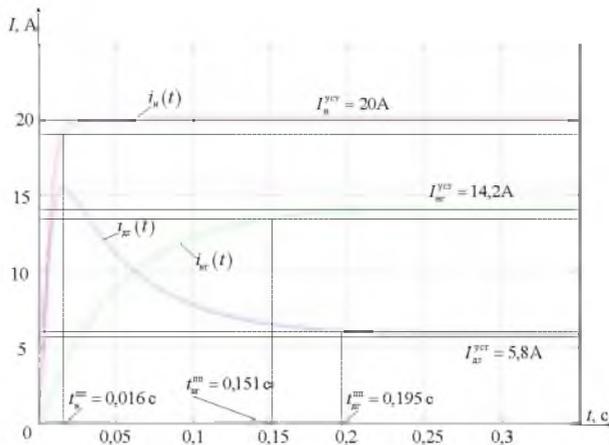


Рисунок 6 – Переходные характеристики по току ветрогенератора  $i_{вг}(t)$ , току дизель-генератора  $i_{дг}(t)$  и току нагрузки  $i_n(t)$  при настройке контура напряжения ВДК на линейный оптимум

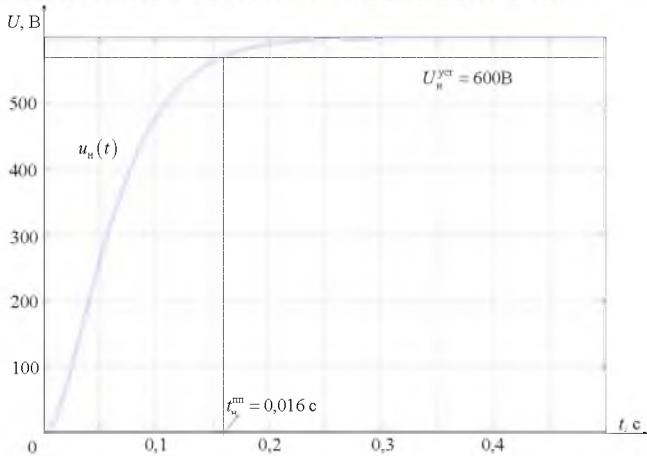


Рисунок 7 – Переходные характеристики по напряжению на нагрузке  $W_n(t)$  при настройке контура напряжения ВДК на линейный оптимум

На следующем этапе произведем настройку на линейный оптимум канала регулирования тока ВДК.

$$W_{\text{уст}}^I(p) = \frac{W_{\text{уст}}^n(p)}{W_{\text{уст}}^I(p)} = \frac{1}{4 \cdot T_n \cdot p \cdot (T_n \cdot p + 1)} \cdot \frac{(T_n^* \cdot p + 1) \cdot (T_n \cdot p + 1)}{K_n \cdot K_{\text{уст}}^{\text{от}} \cdot K_{\text{от}}^I} =$$

$$= \frac{(T_n^* \cdot p + 1)}{4 \cdot T_n \cdot K_n \cdot K_{\text{уст}}^{\text{от}} \cdot K_{\text{от}}^I \cdot p} = K_{\text{уст}}^I \cdot \frac{T_n^* \cdot p + 1}{T_n^* \cdot p}$$

где  $W_{\text{уст}}^n(p)$  – передаточная функция разомкнутого контура регулирования напряжения,  $T_n^*$  – электромагнитная постоянная времени ветрогенератора,  $K_n$  – коэффициент передачи дизель-генератора,  $K_{\text{уст}}^{\text{от}}$  – коэффициент передачи преобразователя тока,  $K_{\text{от}}^I$  – коэффициент обратной связи по току.  $K_{\text{уст}}^I = \frac{T_n^*}{4 \cdot T_n \cdot K_n \cdot K_{\text{уст}}^{\text{от}} \cdot K_{\text{от}}^I} = \frac{0,05}{4 \cdot 0,00167 \cdot 0,71 \cdot 1 \cdot 1} = 10,54$  – коэффициент передачи регулятора тока.

Схема на настроенном на линейный оптимум канале регулирования тока и ненастроенном канале регулирования напряжения приведена на рисунке 8.

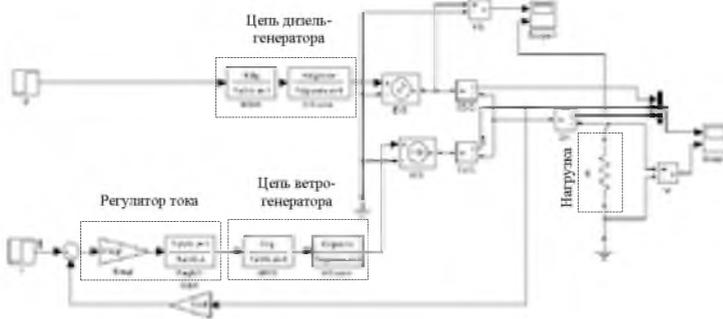


Рисунок 8 – Схема ВДК с настроенным на линейный оптимум каналом регулирования тока

Переходные характеристики по токам приведены на рисунке 9.

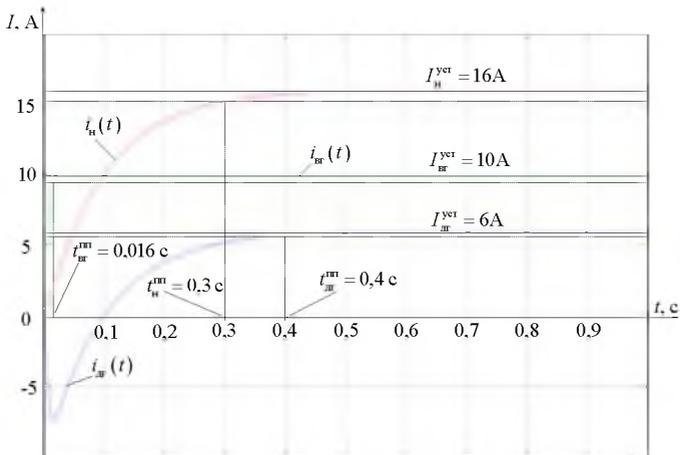


Рисунок 9 – Переходные процессы при настроенном на линейный оптимум канале регулирования тока ВДК

Анализ характеристик показывает, несмотря на то, что быстродействие канала регулирования тока увеличилось (верхняя кривая на рисунке 9), общее быстродействие системы не изменилось по отношению к исходной (см. рисунок 3). Переходный процесс по напряжению и его показатели качества полностью соответствуют аналогичному процессу в исходной системе (рисунок 4). Кроме того, имеется статическая ошибка по напряжению, то есть установившееся значение напряжения на нагрузке не соответствует

заданному значению из-за того, что контур напряжения разомкнут. В дополнение, преобразователь дизель-генератора в рассматриваемом случае вынужден потреблять ток на начальном этапе переходного процесса (см. кривую  $I_{\text{гр}}(\dot{t})$  на рисунке 9). В реальной же системе это невозможно, так как он не может работать в режиме инвертора и отдавать энергию в цепь дизель-генератора. Таким образом, настройка контура регулирования тока без настройки контура регулирования напряжения нецелесообразна, так как это не приведет к улучшению качества переходного процесса в системе и не позволит устранить ошибку по напряжению в установившемся режиме.

Рассмотрим еще один случай: замкнем канал регулирования тока не по току ветрогенератора, как на схеме рисунка 8, а по току нагрузки (рисунок 10).

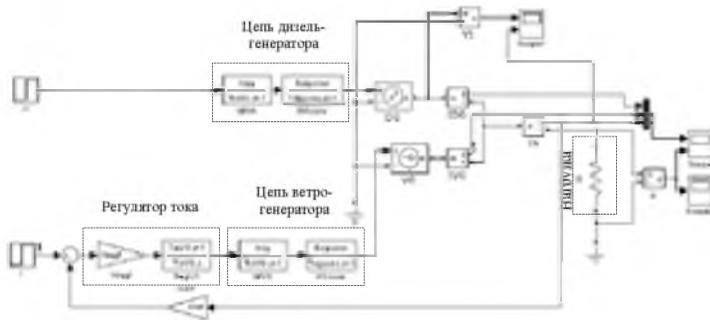


Рисунок 10 – ВДК с настроенным на линейный оптимум каналом регулирования тока с обратной связью по току нагрузки

В рассматриваемом случае переходные процессы по токам дизель-генератора и ветрогенератора носят расходящийся характер (рисунок 11), несмотря на то, что ток нагрузки имеет установившееся значение.

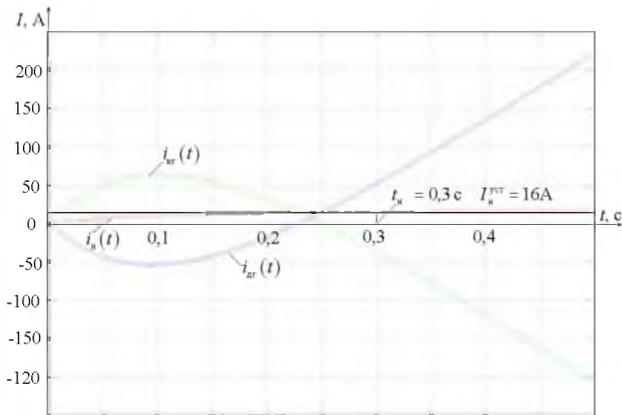


Рисунок 11 – Переходные процессы по токам при настроенном на линейный оптимум контуре регулирования тока и заведении обратной связи по току нагрузки

Как видно из рисунка 11, канал регулирования тока неустойчив вследствие того, что ток ветрогенератора неконтролируемо возрастает, однако суммарный ток нагрузки постоянен и соответствует заданию. Следовательно, необходимо вводить узел токоограничения. Канал регулирования напряжения устойчив, но имеет статическую ошибку по напряжению. Переходный процесс по напряжению абсолютно аналогичен переходному процессу в исходной системе (рисунок 4).

Теперь выясним показатели работы ВДК при настройке обоих контуров на линейный оптимум (рисунок 12).

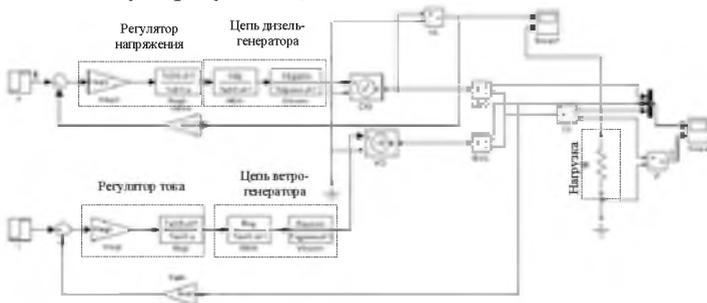


Рисунок 12 – ВДК с обоими контурами, настроенными на линейный оптимум

Графики зависимостей переходных процессов приведены на рисунке 13.

Из рисунка 13 видно, что ветрогенератор полностью обеспечивает ток 10 А. Рассматриваемый дизель-генератор создается для поддержания напряжения 600 В на шине постоянного тока. Как показывает анализ ошибки регулирования практически равны нулю.

Длительность переходных процессов в рассматриваемом случае одинакова как по току, так и по напряжению. Таким образом, из проведенного исследования следует, что требуется настраивать оба канала и ток нагрузки зависит непосредственно от ее параметров. Если тока ветрогенератора не достаточно, то этот недостаток тока восполняется от дизель-генератора, тем самым обеспечивается постоянство тока на потребителе, что является необходимым условием для бесперебойного электроснабжения автономных потребителей.

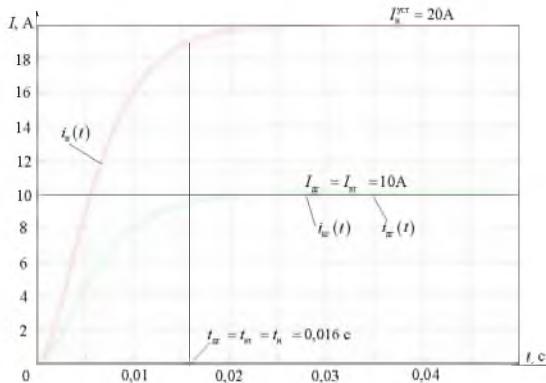


Рисунок 13 – Переходные процессы при настройке обоих каналов регулирования на линейный оптимум

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ по приоритетным направлениям науки и техники (регистрационный номер НИР 7.5245.2011; номер государственной регистрации 01201254010 от 15.03.2012).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Суржикова, О. А., Никулина, И. Е. Техничко-экономические аспекты энергообеспечения изолированных потребителей // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – №7. – С. 223–226.
- 2 Кояин, Н. В., Мальцева, О. П., Удуг, Л. С. Оптимизация контуров регулирования систем электропривода по типовым методикам // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – №7. – С. 120–125.

\*Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет. г. Томск;  
\*\*Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова. г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 20.04.13.

*Е. Сарсикеев\*, Д. Ляпунов\*, Р. Мұстафина\*\*, А. Тастенов\*\**

**Желдік-дизельдік кешеннің реттеу жүйесі**

\*Томбы саяси техникалық  
Ұлттық зерттеу университеті. Томбы қ.;  
\*\*С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті. Павлодар қ.  
Материал 20.04.13 редакцияға түсті.

*E. Sarsikeev\*, D. Lyapunov\*, R. Mustafina\*\*, A. Tastenov\*\**

**Control system of wind-diesel complex**

\*National research Tomsk  
Polytechnic University, Tomsk, Russia;  
\*\*Pavlodar State University  
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.  
Material received on 20.04.13.

*Желдік-дизельдік кешеннің орнықты жұмыс режимін қамтамасыз ететін құрылымы келтірілген. Сызықтық оптимумда ток пен кернеуді реттеу контурларын баптау жүргізілген. Алынған үдемелі сипаттамаларға талдау жасалынып, реттеудің екі арнасын да баптау қажеттілігі анықталған.*

*Wind-diesel complex's structures, providing its stable operation are presented. Control loops of current and voltage's setting on the line optimum have been made. The analyses have been done of the obtained dynamic characteristics and the need to configure the two control channels has been established.*

УДК 621.316

**М. Я. Клецель, Н. М. Кабдуалиев, Б. Е. Машрапов,  
А. В. Нефтисов**

## **ЗАЩИТА ЭЛЕМЕНТОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА МАГНИТОУПРАВЛЯЕМЫХ КОНТАКТАХ**

*Предложена обшая для всех ячеек комплектных распределительных устройств быстродействующая защита без электромагнитных трансформаторов тока, сравнивающая фазы токов на всех присоединениях, подключенных к шинам. Даны обоснования для использования токов подпитки от электродвигателей для построения защиты и магнитоуправляемых контактов (МК) для ее реализации. Представлены разработанные однополярные датчики тока на МК. Показано, что защита чувствительна не только к коротким замыканиям на шинах и в ячейках, но и в кабелях.*

### **Актуальность.**

Основную часть современных защит элементов собственных нужд электростанций от междуфазных замыканий составляют токовые защиты [зарубежные ссылки]. В некоторых случаях применяются дифференциальные и дистанционные защиты в качестве резервных [ссылки]. Они имеют следующие общие недостатки:

1. Отключают короткие замыкания в ячейках КРУ в местах разделки кабеля, где они наиболее вероятны, с выдержкой времени, а задержка даже на 0,5 с часто приводит к разрушению ячейки.

2. Получают информацию от электромагнитных трансформаторов тока (ТТ), которые металлоёмки, их стоимость соизмерима со стоимостью самих защит, а такой недостаток, как погрешности в переходных режимах до сих пор является причиной неселективной работы дифференциальной защиты шин и силовых трансформаторов при КЗ вне зоны действия [ссылки зарубежные про ТТ].

Обеспечению правильного режима работы защит в переходных режимах при насыщении ТТ посвящено за последние пять лет большое количество публикаций, например [1-4]. Из них наиболее эффективными направлениями является разработка защит, учитывающих особенности трансформации ТТ и компенсация погрешностей насыщенных ТТ. Теории компенсации

в последнее время уделяется повышенное внимание. Однако наилучшая стратегия до настоящего времени не выработана.

Для построения защит без ТТ нами выбраны магнитоуправляемые контакты (МК) – герконы, так как они обладают указанными ниже важными для релейной защиты преимуществами перед другими магниточувствительными элементами. Уже созданы автономные токовые защиты на МК для элементов собственных нужд [8, 9, 10]. Однако устройства на МК, способные одновременно защищать трансформатор и питаемые им электродвигатели и другие присоединения, а также шины напряжением 6-10 кВ, пока, насколько нам известно, не предлагались. В данной работе сделана попытка восполнить этот пробел на основе использования токов подпитки места КЗ электродвигателями, принципа сравнения фаз и обеспечения срабатывания МК только в одну из полуволн переменного тока.

#### **Свойства МК в условиях работы релейной защиты.**

МК могут одновременно выполнять функции аналого-дискретного преобразователя, измерительного преобразователя и реагирующего элемента; не требуют усилителей для передачи сигнала (замыкание контактов); сама передача осуществляется не по измерительным цепям, а по цепям управления, что, как известно, более надежно; не нуждаются в устройствах компенсации влияния температуры, причем стоимость их в сотни раз ниже стоимости ТТ. Чувствительность МК определяется магнитодвижущей силой  $F_{cp} = I_K w_K$ , необходимой для его срабатывания (переключения контактов), где  $I_K$  – ток в катушке индуктивности (в которой измеряется  $F_{cp}$ ) в момент срабатывания,  $w_K$  – число витков в катушке. Для срабатывания МК, помещенного вблизи токопроводов электроустановки, нужна такая же сила. Поэтому если МК размещен на безопасном расстоянии  $h$ , например, прямо под токопроводом фазы А в плоскости ее поперечного сечения под углом  $\alpha$  к плоскости параллельной токопроводу, то (без учета влияния других фаз) в соответствии со сказанным и с законом Био-Савлара-Лапласа [8]:

$$B_{cp} = \mu_0 I_{cp} \cos \alpha / 2\pi h = \mu_0 w_K I_K / l_K = \mu_1 F_{cp} / l_K = \mu_1 H_{cp}, \quad (1)$$

где  $I_{cp}$ ,  $B_{cp}$ ,  $H_{cp}$  – минимальные значения тока в токопроводе, индукции и напряженности магнитного поля, при которых МК срабатывает,  $\mu_0$  – магнитная проницаемость воздуха,  $l_K$  – длина катушки.

Из (1), зная  $F_{cp}$  (и  $I_K$ ), измеренную в катушке индуктивности, легко находится ток  $I_{cp}$  в токопроводе. Как правило, в устройствах релейной защиты, по меньшей мере, ток срабатывания  $I_{cp} = 1.2 I_H$ , где  $I_H$  – номинальный ток электроустановки. Время  $t_{cp}$  срабатывания МК от момента трогания до замыкания контактов с увеличением кратности К тока КЗ по отношению к  $I_{cp}$  уменьшается. Оно колеблется от 6 мс до 0,1 мс. При построении защит, сравнивающих фазы,  $t_{cp}$  является одной из

составляющих погрешностей при формировании сравниваемых сигналов по моменту замыкания или размыкания контактов двух МК. Поэтому желательно, чтобы при использовании принципа сравнения фаз  $K \geq 2$ . Тогда, как показали эксперименты,  $t_{\text{ср}} \leq 2$  мс. Долговечность работы МК определяется его ресурсом срабатывания. Если менять МК каждые три года, то, как показали наши эксперименты [11], можно использовать обычные язычковые замыкающие МК с ресурсом срабатывания  $\text{РСР}=106$ , если он не срабатывает в режимах нагрузки. В противном случае для того, чтобы он проработал два года в одну из полуолн переменного тока РСР должно быть равно  $3,2 \cdot 10^9$ . Магнитоуправляемые контакты не разрушаются при токе в катушке индуктивности  $I \leq 300 I_{\text{К}}$ , что гарантирует работоспособность МК, закрепленного под токопроводами фаз электроустановки, при любых реальных кратностях  $K$ .

#### Токи подпитки от электродвигателей.

При внешнем КЗ электродвигатели переменного тока переходят в режим генератора – подпитывают точку КЗ, если остаточное напряжение  $U_{\text{КЗ}}$  на шинах меньше  $0,5U_{\text{НОМ}}$ . Для построения защит, использующих токи подпитки нужно знать их величины и углы сдвига фаз между ними и между каждым из них и системой, а также как все эти величины изменяются во времени. Многочисленные исследования показали следующее: в начальный момент трехфазного КЗ двигатель может быть представлен источником со сверхпереходной ЭДС  $E''_q$  и сверхпереходным сопротивлением  $X''_d$  [12]. При КЗ на шинах (точка  $K_1$ , рис 1) работа двигателей рассматривается независимо друг от друга. При этом для асинхронных двигателей мгновенное значение полного тока КЗ, выдаваемого электродвигателем в точку КЗ, через время  $t_c$  момента его возникновения, определяется выражением [12]

$$i_{\text{к}} = I'' \cdot e^{-\frac{t}{T}} + \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (2)$$

где первое слагаемое – периодическая составляющая полного тока, второе –

его аperiodическая составляющая  $I'' = \frac{E''_q}{X''_d}$

Сверхпереходное индуктивное сопротивление для асинхронного ЭД в каталоге обычно не приводится, поэтому сверхпереходной ток  $I''$  определяют по кратности пускового тока. Подсчет  $i_{\text{к}}$  по (2) показывает, что ток подпитки от высоковольтных (низковольтных) двигателей 200 (100) кВт и меньшей мощности через 0,02 с после начала трехфазного КЗ незначительно больше номинального тока  $I_{\text{Н}}$  электродвигателя, а через 0,08 с меньше  $1/3 I_{\text{Н}}$ . Для высоковольтных синхронных двигателей 200-800 кВт через 0,04 с ток подпитки (при КЗ на шинах) превосходит  $I_{\text{Н}}$ , а при

большей мощности  $2-4 I_{II}$ , что подтверждается результатами экспериментов различных авторов, причем при двухфазном КЗ в первые 0,01-0,02 с после его возникновения ток подпитки составляет  $(0,8-0,9)I_{II}$ , где  $I_{II}$  – пусковой ток электродвигателя. В дальнейшем он превосходит номинальный и практически не меняется, т.к. поддерживается через неповрежденную фазу. Сдвиг фаз токов ЭД между собой может быть различным. В безаварийных режимах для АД он может достигать  $70^{\circ}-85^{\circ}$ , для синхронных  $150^{\circ}-170^{\circ}$ . В момент внешнего трехфазного КЗ фазы его токов резко меняются. Угол сдвига фаз  $\delta_1$  от системы и от двигателей через время  $t$  после начала трехфазного КЗ приближенно вычисляется по следующей формуле:

$$\delta_1 = 8950 M_c t^2 / T_j,$$

где  $M_c$  – момент сопротивления,  $T_j$  – постоянная времени. Расчет показывает, что почти для всех двигателей 6 кВ ( $T_j > 0,5$  с) угол  $\delta_1 \leq 30^{\circ}$  при  $t = 0,02$  с, а при  $t = 0,1$  с угол  $\delta_1 = 180^{\circ}$ , если  $T_j = 0,5$  с. Расхождение фаз токов отдельных синхронных двигателей через 0,12 с –  $22^{\circ}$ , а между фазами токов системы и двигателей –  $100^{\circ}$ . В момент КЗ фазы токов СД изменяются почти на  $180^{\circ}$ , а через 0,01 с не более чем на  $20^{\circ}-30^{\circ}$ , но уже через 0,05 с – на  $90^{\circ}-120^{\circ}$ .

Из приведенного анализа следует, что токи подпитки можно использовать для построения измерительных органов релейной защиты, если выполнять защиту с временем работы  $t_{CP} \leq 0,02$  с.

**Предлагаемое устройство защиты.** Сравнивает фазы токов всех присоединений подключенных к шинам. Характеристики срабатывания реле со сравнением фаз соответствуют следующим общеизвестным условиям:

$$-(\varphi_B - \varphi_{TP} + \delta_B - \delta_A) \leq \varphi < \varphi_A - \varphi_{TP} + \delta_A - \delta_B, \quad (3)$$

где  $\varphi_A, \varphi_B$  – заданные области изменения токов (напряжений) фаз А и В;  $\delta_A$  и  $\delta_B$  – углы между точкой перехода через ноль соответствующей кривой тока и началом областей  $\varphi_A$  и  $\varphi_B$ .

Время замыкания МК нельзя непосредственного использовать для сравнения заданных областей совпадения или несовпадения фаз, так как оно зависит от амплитуд сравниваемых сигналов. В данном случае это амплитуды тока КЗ от системы и тока подпитки от ЭД. Поэтому при использовании МК (устанавливаются вблизи токопроводов одноименных фаз электроустановок) необходимо запоминать сигналы от первого и второго МК, сработавших в одну полуволну переменного тока на время  $t_A = \varphi_A / \omega$  (для первой из сравниваемых величин) и  $t_B = \varphi_B / \omega$  (для второй), что и осуществляется с помощью элементов ПАМЯТЬ. В предлагаемом устройстве, построенном на основе [13], сравниваются фазы одного из токов всех присоединений, подключенных к шинам 16 (рис. 1), со всеми остальными. В безаварийных

режимах и при КЗ на шинах это ток на вводе питания и токи во всех других присоединениях. При КЗ на присоединении это ток в нем и на вводе. Учитывая изложенное в подразделе «токи подпитки», можно принять

$$\varphi_A = \varphi_E = \pi, \varphi_{гр} = \frac{\pi}{2}. \text{ Тогда } t_{гр} = \frac{\varphi_A}{\omega} = 0,01 \text{ с.}$$

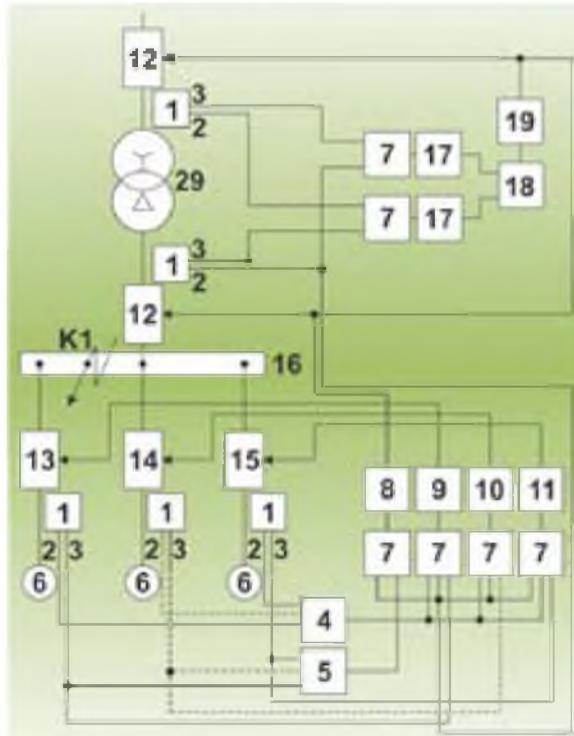


Рисунок 1 - Функциональная схема защиты

Устройство содержит (рис. 1): расположенные в зоне действия магнитного поля отходящих от шин токопроводов одноименных фаз, например ЭД6 и ввода питания с выключателем 12, датчики 1 тока с выходами 2 и 3, логические элементы ИЛИ 4, ИЛИ 18 и ИЛИ-НЕ 5, логические элементы И 7, подключенные, как показано на рис.1, к выходам 3, выходу элементов ИЛИ 4 и ИЛИ-НЕ 5, а также к элементам ВРЕМЯ 8-11, 17, осуществляющим сравнение времени  $t_c$  совпадения сигналов, поступающих на элементы И с граничным  $t_{гр} = 0,01$  с, и действующими на выключатели 12-15 соответственно, которые подключены к шинам 16. Исполнительный орган 19 служит для отключения выключателей 12 трансформатора 29.

Если кратность  $K \leq 3$ , то в качестве датчика 1 удобно использовать трехпозиционные нейтральные МК с дифференциальной схемой магнитной цепи и постоянными магнитами. При направлении тока к шинам появляется сигнал на выходе 2, при направлении от шин – на выходе 3. При  $K > 3$  постоянный магнит размагничивается, МК выходит из строя. Поэтому при  $K > 3$  нужно использовать датчик, который содержит (рис. 2) два геркона 20 и 21 с обмотками 22 и 23 и замкнутыми при обесточенном положении обмоток контактами 24 и 25, подключенными к элементам ПАМЯТЬ 26 и 27, которые запоминают сигналы о срабатывании МК 20 и 21. Полярности постоянного тока подаваемого на обмотки 22 и 23 противоположны. Для того, чтобы герконы 20 и 21 выдавали сигнал в одну из полувольт переменного тока, на их обмотки подается постоянный ток (от источника 28), достаточный для срабатывания, создающий магнитный поток с индукцией  $V_4 \geq V_{НА}$ , где  $V_{НА}$  – индукция магнитного поля (воздействующего на геркон), созданного током  $I_{НА}$  в токопроводе фазы присоединения, под которым закреплен МК. На рис. 3  $V_{сп}$  и  $V_B$  – индукции магнитных потоков, действующих вдоль продольной оси МК в моменты срабатывания и возврата МК.  $V_1$ ,  $V_1^{(1)}$ ,  $V_1''$  – синусоиды при перегрузке и коротких замыканиях с различной кратностью тока КЗ по отношению к номинальному,  $t_{01}$ ,  $t_{02}$  – время разомкнутого состояния контактов,  $t_{03}$  – время между срабатывания одного МК, если ток КЗ больше номинального в 8 раз.

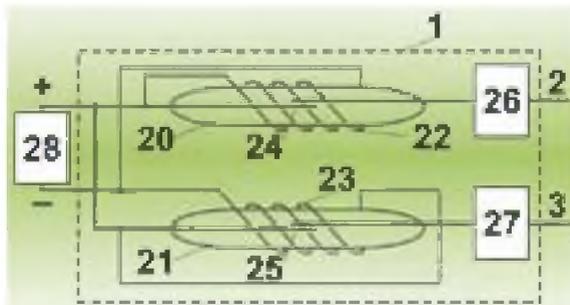


Рисунок 2 - Датчик тока на двух МК с управляющими обмотками

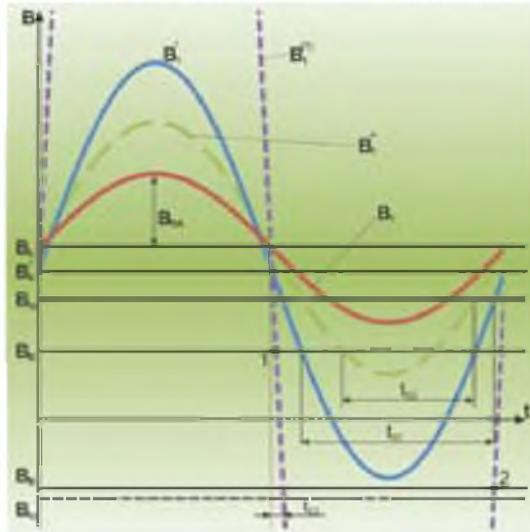


Рисунок 3 - Индукции магнитных потоки, воздействующих на МК

Недостатком датчика 1 по рис. 2 является то, что он постоянно находится в сработанном состоянии и имеет ограниченную чувствительность в связи с тем, что для обеспечения получения информации о полярности необходим ток в токопроводе, превышающий номинальный в полтора раза. В предлагаемом датчике эти недостатки исключены. Он включает два комплекта, каждый из которых [14] содержит (рис. 4) катушку 1 индуктивности, преобразующую магнитный поток, созданный током в токопроводе 2 фазы электроустановки, в ЭДС, блок 3, имеющий усилитель, фазоповоротную схему, однополупериодный выпрямитель, подключенный к обмотке 4 управления, расположенной на герконе 5. Контакты геркона 5 подключаются к выходу 6. Обмотка второго геркона датчика подключается к выходу выпрямителя блока 3, но с противоположной полярностью.

Датчик работает следующим образом.

Магнитный поток  $\Phi_{пр}$ , созданный переменным током  $I_{пр}$  в проводнике 7, вызывает ЭДС  $E = -d\Phi_{пр}/dt$  на выходе преобразователя 1, которая подается на входы усилителя 2, где происходит увеличение измеренной величины ЭДС. Это увеличение должно быть таким, чтобы магнитный поток  $\Phi_{об}$ , созданный током  $I_{об}$  в обмотке 5, полученный после усиления ЭДС, по амплитуде был равен  $\Phi_{пр}$ . В фазоповоротной схеме 3 ЭДС сдвигается по фазе на 90 градусов так, чтобы  $I_{об}$  в обмотке 5 совпадал по фазе с током  $I_{пр}$ . Полярность подключения выводов обмотки 5 к выходам фазоповоротной схемы должна быть такой, чтобы напряженность магнитного потока  $\Phi_{об}$  от тока  $I_{об}$  в

обмотке 5 была направлена встречно напряженности магнитного потока  $\Phi_{\text{пр}}$ , созданного током  $I_{\text{пр}}$ . Однополупериодный выпрямитель 4 пропускает только одну из полуволн ЭДС в обмотку 5. Следовательно, и ток  $I_{\text{об}}$  появляется в обмотке только в эту полуволну. На рисунке 6 представлены магнитные потоки  $\Phi_{\text{пр}}$  и  $\Phi_{\text{об}}$  от токов соответственно  $I_{\text{пр}}$  в проводнике 7 и  $I_{\text{об}}$  в обмотке 5 управления и  $\Phi_{\text{сум}}$  – сумма магнитных потоков воздействующих на геркон, а  $\Phi_{\text{ср}}$  – магнитный поток, при котором геркон срабатывает. Если не использовать обмотку 5, то геркон 6 срабатывает в обе полуволны переменного тока при значениях  $\Phi_{\text{пр}} = \Phi_{\text{ср}}$  соответствующих точкам 8, 9, 10 и 11, 12, 13 (рис. 6, а). При наличии тока  $I_{\text{об}}$  в обмотке 5 на геркон 6 воздействует  $\Phi_{\text{сум}} = \Phi_{\text{пр}} + \Phi_{\text{об}}$ , что обеспечивает его срабатывание только в одну из полуволн магнитного потока, созданного током  $I_{\text{пр}}$  (точки 14, 15 и 16 на рис. 6, в).



Рисунок 4 - Однополярный датчик тока

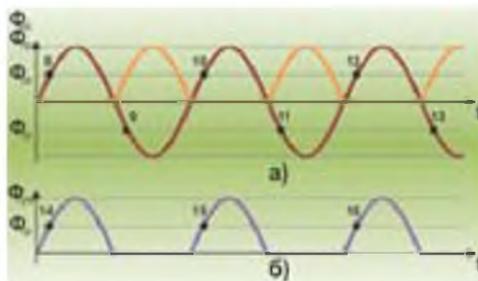


Рисунок 5 - Магнитные потоки воздействующие на МК

Предлагаемое устройство по рис. 1 работает следующим образом.

В нормальном нагрузочном режиме или пуске двигателей в момент, когда замкнутся контакты 2 герконов датчика 1 расположенного у ввода токопровода питания, замкнется и контакт 3 хотя бы одного из МК того двигателя, который включен. Поэтому на выходе ИЛИ 4 и на выходе ИЛИ-НЕ 5 сигналов нет. Нет сигнала и на выходе элемента ВРЕМЯ 8. Отсутствуют сигналы и на одном из входов элементов И 7, подключенных к элементу

ИЛИ 4. Поэтому элементы 9-11 не приходят в действие, также как и элементы 17, из-за несовпадения сигналов от соответствующих датчиков. При КЗ на шинах в ту полуволну переменного тока, когда замкнутся контакты 2 геркона питающего ввода (выключатель 12), не замыкается ни один из контактов 3 герконов двигателей, так как все подпитывают короткое замыкание, и токи питающего ввода и двигателей направлены к шинам. На выходе ИЛИ-НЕ появляется сигнал, и выключатель 12 отключается. При коротком замыкании, например, на двигателе 6 с выключателем 13, в ту полуволну переменного тока, когда замкнется контакт 2 геркона датчика 1 у питающего ввода, замкнется и контакт 3 геркона датчика 1 у двигателя, на котором произошло КЗ, и контакт 2 геркона датчика 1 у неповрежденного двигателя, подпитывающего КЗ на поврежденном двигателе. Поэтому появится сигнал на выходе исполнительного органа 9, который отключит выключатель 13. При внешнем коротком замыкании в питающем трансформаторе или линии схема будет работать так же, как в нормальном режиме. При КЗ на трансформаторе в одну из полуволн тока КЗ на выходе 2 (3) датчика 1 со стороны высшего (нижнего) напряжения появляется сигнал. Элемент 17 отсчитывает время  $t_{тр}$ , и, если  $t_c > t_{тр}$ , то с помощью исполнительного органа 19 отключает выключатель 12.

**Чувствительность и область использования защиты.** Как следует из приведенного выше анализа токов подпитки от ЭД, чтобы защита выявляла поврежденное присоединение за время  $t \leq 0,02$  с необходимо, чтобы, при мощности ЭД равной 200 кВт, ток в токопроводе при котором она начнет действовать был меньше номинального. Поэтому способ обеспечения полярности путем подачи постоянного тока в обмотку управления геркона надо использовать только при наличии хотя бы одного постоянно находящегося в работе асинхронного ЭД мощностью 1 МВт или синхронного 200 кВт. Для того чтобы МК срабатывал, находясь на безопасном расстоянии от токопровода присоединения, при токах в токопроводе меньших ПН и близких к нему нужно выбирать их с малой магнитодвижущей силой срабатывания и ресурсом срабатывания  $P \geq 10^{10}$ , для чего лучше всего подходят ртутные миниатюрные контакты.

Отметим, что защита всегда чувствительна, если токи КЗ в конце кабелей, питающих нагрузку, которые она защищает, достаточны для понижения напряжения на шинах до  $U_{ост} = 0,45U_n$  (принято с запасом 10%), позволяющего ЭД перейти в режим генератора. Длина  $l$  такого кабеля для любой нагрузки с номинальной мощностью  $S_n$  подключенной к нему может быть определена из следующих соображений. В соответствии с законом Ома и предельно допустимой величиной  $U_{ост} = 0,45U_n$  можно записать

$$0,43U_n = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot R_{\Sigma}; \quad (4)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(\sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2})}; \quad R_{\Sigma} = \frac{\rho l}{s_{\text{к}}}; \quad (5)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания при КЗ в конце кабеля;  
 $R_{\Sigma}$  – активное сопротивление кабеля (индуктивным пренебрегаем);  
 $X_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление элементов системы до шин, от которых отходит поврежденное присоединение;  
 $s_{\text{к}}$  – сечение кабеля;  
 $\rho$  – удельное сопротивление материала жилы;  
 $l$  – длина кабеля.

Выбор сечения кабеля  $s_{\text{к}}$  для заданной мощности  $S_{\text{н}}$  проводим в соответствии с существующими требованиями [12]. Площадь  $s_{\text{к}}$  сечения выбирается по экономической плотности. Выражая номинальный ток  $I_{\text{н}}$  нагрузки через  $S_{\text{н}}$ , имеем:

$$s_{\text{к}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}JU_n}, \quad (6)$$

где  $J$  – нормированное значение экономической плотности тока.

Из (4), используя (5) и (6), получаем:

$$l = \frac{S_{\text{н}} X_{\Sigma}}{3,43 \rho U_n J}, \quad (7)$$

Если после проверки на термическую стойкость или невозгорание было принято другое стандартное значение площади сечения, то из (6) находится мощность нагрузки, которая может быть присоединена к кабелю такого сечения, а затем по (7) его длина.

Таким образом, предлагаемое устройство выполняет функции защит электродвигателей и шин подстанции. При этом оно не требует электромагнитных трансформаторов тока и имеет простую логическую часть.

### Выводы

1. Изменения фаз токов электродвигателей при внешних коротких замыканиях по отношению к токам нагрузки достаточны, чтобы использовать их для построения фазосравнивающих защит. Быстродействие, чувствительность, долговечность и стоимость МК вполне приемлемы для построения защит, не использующих трансформаторы тока.

2. Для обеспечения полярности срабатывания МК при кратностях тока короткого замыкания  $K \leq 3$  следует использовать поляризованные герконы, при

К>3 – герконы с управляющей обмоткой, в которую подается или постоянный ток, или переменный однополярный.

3. Разработанная защита обладает достаточным быстродействием и чувствительностью к дуговым междуфазным коротким замыканиям на шинах и в каждом комплектном распределительном устройстве напряжением 6-10 кВ, отключает без выдержки времени и короткие замыкания в любой точке кабеля, допустимая длина которого может быть определена по предложенной методике.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Sachdev, M. S., Sidhu, T. S., Gill, H. S. A busbar protection technique and its performance during CT saturation and CT ratio-mismatch. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.15, issue 3, pp. 895-901, 2000.

2 Yi Hu, Novosel, D., Saha, M. M., Leitloff, V., Anadaptive scheme for parallel-line distance protection. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.17, issue 1, pp. 105-110, 2002.

3 Kang, Y. C., Lim, U. J., Kang, S. H., Crossley, P. A. A busbar differential protection relay suitable for use with measurement type current transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.20, issue 2, pp. 1291-1298, 2005.

4 Guzman, A, Qin BL, Labuschagne, C. Reliable busbar protection with advanced zone selection. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.20, issue 2 pp. 625-629, 2005.

5 M. E. Mohammed. High-speed differential busbar protection using wavelet-packet transform. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume 152, Issue 6, p. 927 – 933, 2005

6 Kang, Y. C., Yun, J. S., Lee, B. E., Kang, S. H., Jang, S. I., Kim, Y. G. Busbar differential protection in conjunction with a current transformer compensating algorithm. Iet Generation Transmission & Distribution, vol.2, issue I, pp. 100-109, 2008.

7 S. Abdul Gafoor, P.V Ramana Rao. “A transient current based busbar protection scheme using Wavelet Transforms”. Electrical Power and Energy Systems, vol.33, pp. 1049-1053, 2011.

8 Клепель, М. Я., Мусин, В. В. О построении на герконах защит высоковольтных установок без трансформаторов тока. Электротехника, №4, С.11-13, 1987

9 Клепель, М. Я. Принципы построения и модели дифференциальных защит на герконах. Электротехника. 1991. №10. С.47-50.

10 Клепель, М. Я., Майшев, П. Н. Особенности построения на герконах дифференциально-фазных защит трансформаторов. Электротехника. 2007. №12. С.2-7.

11 Клецель, М. Я., Алишев, Ж. Р., Мануковский, А. В., Мусин, В. В. Свойства герконов, применяемых в релейной защите. Электричество. 1993. №9. С.18-21.

12 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ. 2004. – 964 с.

13 Инновационный патент 22077 Республика Казахстан. Устройство для защиты элементов подстанций от коротких замыканий / Клецель М.Я. // Бюл. - 15.12.2009. - № 12.

14 Инновационный патент 27281 Республика Казахстан. Способ обеспечения полярности срабатывания геркона, расположенного вблизи проводника с переменным током / Клецель М.Я., Кабдуалиев Н.М., Нефтисов А.В. // Бюл. - 15.08.2013. - № 8.

Павлодарский государственный университет  
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.  
Материал поступил в редакцию 20.04.13.

*М. Я. Клецель., Н. М. Кабдуалиев., Б. Е. Маширапов., А. В. Нефтисов*

**Магнит бақарушы контакттард а фазаралық түйықталулардан электр стансасының өзіндік қажеттіліктерінің элементерін қорғау.**

С. Торайгыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.  
Материал 20.09.13 редакцияға түсті.

*M Ya. Kletzel., N. M. Kabdualiyev., B. E. Mashrapov., A. V. Neftisov*

**Protection of elements of characteristic needs of power plant against interphase short circuits on magnetooperated contacts.**

Pavlodar State University  
named after S. Toraigrov, Pavlodar.  
Material received on 20.09.13.

*Комплект реттегіш құрылымның барлық ұяшықтар үшін ортақ тезәрекетті электромагнитті ток трансформаторларсыз, ииналарға қосылған барлық қосылыстарда ток фазаларын салыстыру ұсынылады. Оны жүзеге асыру үшін магнит бақарушы контакттар (МК) мен қорғауды құру үшін электрқозғалтқыштардан токтар қоректенуін қолдану үшін негіздеме берілген. МК-да құрастырылған бірполярлы ток тетіктері ұсынылған. Қорғау ииналар мен ұяшықтарда қысқа түйықталуға ғана емес кабельдарға да сезімталдығы көрсетілген.*

*Common for all cells of complete distributing devices rapid protection without the electromagnetic current transformers, comparing phases of currents on all accessions connected to busbars is offered. Justifications for use of currents of feed from electric motors for creation of protection and the magnetooperated contacts (MC) for its realization are given. The developed unipolar sensors of current on MC are presented. It is shown that protection is sensitive not only to short-circuits on busbars and in cells, but also on cables.*

## НАШИ АВТОРЫ

*Абенов Асет Каршигаевич* – магистрант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Азаматова Дана Айболатовна* – магистр, ст. преподаватель кафедры «Теплоэнергетика», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Айтулов Рустам Куатович* – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Алигожин Аян Асылканович* – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Антоцев Александр Витальевич* – студент, кафедра «Автоматизация и управления», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Бойко Галина Федоровна* – старший преподаватель кафедры экономики, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Глазырин Александр Иванович* – д.т.н., профессор, научный руководитель, кафедра «Теплоэнергетика», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Глазырин Василий Александрович* – д.т.н., научный руководитель.

*Григорьев Олег Олегович* – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Жунусов Абылай Кайыртасович* – к.т.н., доцент, Инновационный Евразийский университет, г. Павлодар.

*Жунусова Айгуль Каиргельдиновна* – преподаватель, Павлодарский машиностроительный колледж, г. Павлодар.

*Зайцева Наталья Михайловна* – к.т.н., профессор, Инновационный Евразийский университет, г. Павлодар.

*Исабекова Бибигуль Бейсембаевна* – к.т.н., ст. преподаватель, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Исупова Наталья Александровна* – докторант PhD, кафедра «Автоматизация и управление», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Каиржанов Руслан Ерланович* – студент, кафедра механики и нефтегазового дела, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

*Каупин Антон Николаевич* – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Кабдуалиев Н.М.** – докторант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Клецель М. Я.** - д.т.н., профессор, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар, д.т.н., профессор, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск.

**Кинаят Едил Жандарбекович** – студент, Северо-Казахстанский государственный университет имени М. Козыбаева, СКО, г. Петропавловск.

**Крюкова Елена Викторовна** - докторант PhD, кафедра «Автоматизация и управление», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Кырыкбай Амир** – магистрант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Латынов Сергей Ильдусович** – магистрант, Северо-Казахстанский государственный университет имени М. Козыбаева, СКО, г. Петропавловск.

**Лянунов Данил Юрьевич** – к.т. н., доцент, кафедра «Электропривод и электрооборудование», Томский политехнический университет, г. Томск.

**Маиранов Б.Е.** - докторант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Молдабаев Тлеубек Каирболатович** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Мустафина Раиса Мухаметжаровна** – к.т.н., доцент, профессор, кафедра «Электротехника, электроника и телекоммуникации», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Нефтисов А. В.** - докторант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Новожилов Александр Николаевич** – д.т.н., профессор, кафедра «Автоматизации и управления», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Новожилов Тимофей Александрович** – аспирант, кафедра «ЭсПП», Омский государственный технический университет, г. Омск.

**Птицына Елена Витальевна** – д.т.н., профессор, кафедра «Теоретическая и общая электротехника», Омский государственный технический университет, г. Омск.

**Птицын Дмитрий Вячеславович** – магистрант, Омский государственный технический университет, г. Омск.

**Риттер Дмитрий Викторович** – к.н.т., доцент, кафедра «Радиоэлектроника и телекоммуникации», Северо-Казахстанский государственный университет имени М. Козыбаева, СКО, г. Петропавловск.

**Рындин Владимир Витальевич** – к.т.н., профессор, кафедра механики и нефтегазового дела, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Сагинаева Асемгуль Толепбергеновна** – студент, кафедра механики и нефтегазового дела, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Сарсикеев Ермак Жасланович** – ассистент, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий», Томский политехнический университет, г. Томск.

**Сероокая Виктория Николаевна** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Сембаев Нурболат Сакенович** – к.т.н., доцент, кафедра металлургии, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Серебряков Владислав Александрович** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Смаилов Куандык Сагындыкович** – магистрант, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Смагулов Канагат Амангельдыевич** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Таттыбекова Камиля Жанатовна** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Тастенов Амангельды Дыбысбекович** – к.т.н., доцент, профессор, заведующий кафедрой «Электротехника, электроника и телекоммуникации», Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Тулес Ертай Саргазаевич** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**Шаяхметов Адиль Серикович** – студент, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, г. Павлодар.

**ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ**

(«ВЕСТНИК ПГУ», «НАУКА И ТЕХНИКА КАЗАХСТАНА»,  
 «ӨЛКЕТАНУ- КРАЕВЕДЕНИЕ»)

1. В журналы принимаются статьи по всем научным направлениям в 1 экземпляре, набранные на компьютере, напечатанные на одной стороне листа с межстрочным интервалом 1.5, с полями 30 мм со всех сторон листа, название статьи: кегль - 14 пунктов и дискета со всеми материалами в текстовом редакторе «Word 7.0 (97, 2000, 2007) для WINDOWS».

2. Общий объем статьи, включая аннотацию, литературу, таблицы и рисунки, не должен превышать **8-10 страниц**.

3. Статья должна сопровождаться рецензией доктора или кандидата наук для авторов, не имеющих ученой степени. Для статей, публикуемых в Вестник химико-биологической серии, требуется экспертное заключение.

**Статьи должны быть оформлены в строгом соответствии со следующими правилами:**

1. УДК по таблицам универсальной десятичной классификации;
2. Название статьи - на казахском, русском и английском языках, заглавными буквами жирным шрифтом, абзац центrovанный;
3. Инициалы и фамилия(-и) автора(-ов), полное название учреждения;
4. Резюме на казахском, русском и английском языках: кегль - 10 пунктов, курсив, отступ слева-справа - 1 см, интервал 1.0; для Вестников химико-биологической серии требуется также экспертное заключение (см. образец);
5. Текст статьи: кегль - 14 пунктов, гарнитура - Times New Roman (для русского, английского и немецкого языков), KZ Times New Roman (для казахского языка).
6. Межстрочный интервал 1.5 (полудторный);
7. Список использованной литературы (ссылки и примечания в статье обозначаются сквозной нумерацией и заключаются в квадратные скобки). Список литературы должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1-2003 (см. образец).

*На отдельной странице*

**В бумажном и электронном вариантах приводятся:**

- **сведения об авторе: - Ф.И.О. полностью, ученая степень и ученое звание, место работы** (для публикации в разделе «Наши авторы»);
- **полные почтовые адреса, номера служебного и домашнего телефонов, E-mail** (для связи редакции с авторами, не публикуются);
- **название статьи и фамилия (-и) автора (-ов) на казахском, русском и английском языках** (для «Содержания»).

1. Иллюстрации. Перечень рисунков и подрисовочные надписи к ним представляют по тексту статьи. В электронной версии рисунки и иллюстрации представляются в формате TIF или JPG с разрешением не менее 300 dpi.

2. Математические формулы должны быть набраны как Microsoft Equation (каждая формула - один объект).

3. Автор просматривает и визирует гранки статьи и несет ответственность за содержание статьи.

4. Редакция не занимается литературной и стилистической обработкой статьи. Рукописи, диски и дискеты не возвращаются. Статьи, оформленные с нарушением требований, к публикации не принимаются и возвращаются авторам.

5. Оплата за публикацию в Вестнике составляет 5000 (Пять тысяч) тенге.

6. Статью (бумажная, электронная версии, оригинал квитанции об оплате) следует направлять по адресу:

140008, Казахстан, г. Павлодар, ул. Ломова, 64, Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова, Издательство «Кереку», каб. 137

Тел. 8 (718-2) 67-36-69, (внутр. 147; 183)

Факс: 8 (718-2) 67-37-02.

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

#### Наши реквизиты:

РГКП Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова	РПН 4 5 1 8 0 0 0 3 0 0 7 3 БИН 990 140 004 654
АО «Цеснабанк» Код сектора экономики – 6 Признак резиденства - I	ИИК 579 9 8 F T B 0 0 0 0 0 0 3 3 1 0 БИК T S E S K Z K A

## ОБРАЗЕЦ К ОФОРМЛЕНИЮ СТАТЕЙ

УДК 316:314.3

А. Б. Есимова

## СЕМЕЙНО-РОДСТВЕННЫЕ СВЯЗИ КАК СОЦИАЛЬНЫЙ КАПИТАЛ В РЕАЛИЗАЦИИ РЕПРОДУКТИВНОГО МАТЕРИАЛА

*В настоящей статье автор дает анализ отличительных особенностей репродуктивного поведения женщин сквозь призму семейно-родственных связей.*

Одной из актуальных проблем современности является проблема демографическая. Еще в XX веке исследователи активно занимались поиском детерминант рождаемости, выявлением факторов, определяющих реализацию репродуктивных планов семей, индивидов.....

*Продолжение текста публикуемого материала.*

*Пример оформления таблиц, рисунков, схем:*

Таблица 1 – Суммарный коэффициент рождаемости отдельных национальностей

	СКР, 1999 г.	СКР, 1999 г.
Всего	1,80	2,22

Диаграмма 1 – Показатели репродуктивного поведения

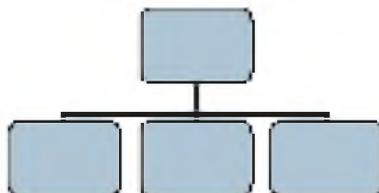
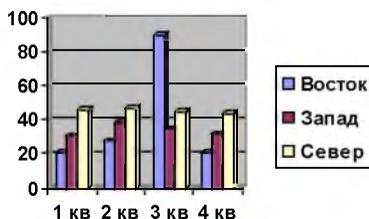


Рисунок 1 – Социальные взаимоотношения

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Этнодемографический ежегодник Казахстана. Статистический сборник. – А., 2006. – С. 424.

2 Бурдые, П. Формы капитала // Экономическая социология. – Т.3. №5. – 2002. – С. 66.

*Место работы автора (-ов):*

Международный Казахско-Турецкий университет  
имени Х.А. Яссави, г. Туркестан.  
Материал поступил в редакцию 20.09.12.

*А. Б. Есімова*

**Отбасылық-туысты қатынастар репродуктивті мінез-құлықты жүзеге асырудағы әлеуметтік капитал ретінде**

Қ. А. Ясауи атындағы Халықаралық қазақ-түрік университеті,  
Түркістан қ.  
Материал 20.09.12 редакцияға түсті.

*A.B. Yessimova*

**The family-related networks as social capital for realization of reproductive behaviors**

K. A. Yssawi International Kazakh-Turkish university, Turkestan.  
Material received on 20.09.12.

*Бұл мақалада автор Қазақстандағы әйелдердің отбасылық-туыстық қатынасы арқылы репродуктивті мінез-құлықында айырмашылықтарын талдайды.*

*In given article the author analyzes distinctions of reproductive behaviour of married women of Kazakhstan through a prism the kinship networks.*



Теруге 17.06.2013 ж. жіберілді. Басуға 28.06.2013 ж. қол қойылды.  
Форматы 70x100 1/16. Кітап-журнал қағазы.  
Көлемі шартты 7,6 б.т. Таралымы 300 дана. Бағасы келісім бойынша.  
Компьютерде беттеген А. Елемесқызы  
Корректорлар: Б.Б. Әубәкірова, А. Елемесқызы, Ә.Р. Омарова, Б.В. Нұрғожина  
Тапсырыс № 2088

Сдано в набор 17.06.2013 г. Подписано в печать 28.06.2013 г.  
Формат 70x100 1/16. Бумага книжно-журнальная.  
Объем 7,6 ч.-изд. л. Тираж 300 экз. Цена договорная.  
Компьютерная верстка А. Елемесқызы  
Корректоры: Б.Б. Аубакирова, А. Елемесқызы, А.Р. Омарова, Б.В. Нургожина  
Заказ № 2088

«КЕРЕКУ» баспасы  
С. Торайғыров атындағы  
Павлодар мемлекеттік университеті  
140008, Павлодар қ., Ломов к., 64, 137 каб.  
67-36-69  
E-mail: [publish@psu.kz](mailto:publish@psu.kz)  
[kereky@mail.ru](mailto:kereky@mail.ru)