

Энергосберегающие технологии

УДК 620:621.31

Оперативный контроль и анализ эффективности использования природного газа на промышленном предприятии

Никитин Е.Е.

Институт газа НАНУ, Киев

Рассмотрена информационная модель для оперативного контроля и анализа эффективности потребления природного газа на примере газопотребляющей системы теплоснабжения, включающей котельную, газо- и паропотребляющее оборудование, систему отопления и горячего водоснабжения. Введены понятия виртуальных приборов учета топливно-энергетических ресурсов и условного срока окупаемости капитальных затрат на установку приборов учета.

Ключевые слова: информационная модель, потребление природного газа, виртуальный прибор учета топливно-энергетических ресурсов.

Розглянуто інформаційну модель для оперативного контролю та аналізу ефективності споживання природного газу на прикладі газоспоживаючої системи теплопостачання, що має котельню, газо- та пароспоживаюче обладнання, систему опалення та горячого водопостачання. Введено поняття віртуальних приладів обліку паливно-енергетичних ресурсів та умовного терміну окупності капітальних витрат на встановлення приладів обліку.

Ключові слова: інформаційна модель, споживання природного газу, віртуальний прилад обліку паливно-енергетичних ресурсів.

В настоящее время индустриально развитые страны ЕС, США и другие уделяют большое внимание созданию систем энергетического менеджмента (ЭМ). В конце 2009 г. принят европейский стандарт EN 16001 «Energy management systems – Requirements with guidance for use» (Системы энергоменеджмента – Требования с руководством по использованию).

В Украине начата разработка нормативно-методической базы по ЭМ [1–3]. В работах общеметодического характера рассмотрены цель, задачи, структура, процедуры, роль и место ЭМ в общей системе управления предприятием [4–8]. Опубликованы работы, посвященные специфическим задачам ЭМ различных энергетиче-

ских систем. Наиболее фундаментальной из них является работа [9], в которой рассматриваются вопросы ЭМ для котельных установок, систем отопления, вентиляции, кондиционирования, электроснабжения и других технических систем. Большое число работ посвящено управлению электропотреблением [5, 6].

Настоящая работа посвящена реализации базовой функции ЭМ – оперативному контролю и анализу эффективности энергопотребления (ОКАЭ), которая корреспондируется с понятием «Контроль и нормализация энергопотребления» (Monitoring&Targeting – M&T), используемом в зарубежной литературе по ЭМ.

Доминирующим топливно-энергетическим ресурсом (ТЭР) для многих отраслей промышленности (пищевая, строительная, химическая, металлургическая и др.) является природный газ. Долговременная тенденция повышения цены на природный газ придает особую актуальность вопросам разработки и внедрения мероприятий по повышению эффективности использования этого дорогостоящего топливно-энергетического ресурса. Известны технические решения по этой проблеме [10]. Базовым мероприятием, которое должно предшествовать внедрению всех остальных энергоэффективных технических решений, является разработка и внедрение системы оперативного контроля и анализа эффективности использования природного газа на предприятии.

Алгоритм функционирования подсистемы ОКАЭ имеет циклический непрерывный характер (рис.1) и должен включать в себя в общем случае следующие процедуры: 1) определение фактических параметров работы рассматриваемого объекта, включая объемы потребления материальных и энергетических ресурсов по показаниям приборов учета, объемы и номенклатуру выпуска продукции, продолжительность работы и уровень нагрузки энергетического и энерготехнологического оборудования, температуру наружного воздуха и другие параметры; 2) определение нормализованных показателей энергопотребления, в рассматриваемом случае — природного газа. Для этого используется модель потребления природного газа, которая рассматривается ниже; 3) сопоставление фактических и нормализованных показателей энергопотребления; 4) анализ причин превышения фактических показателей энергопотребления по сравнению с нормализованным уровнем. Если фактические и нормализованные показатели совпадают

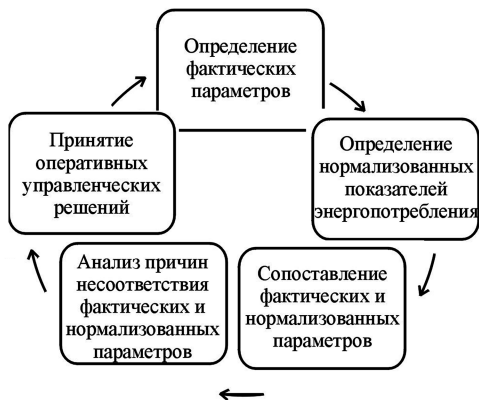


Рис.1. Циклический алгоритм функционирования подсистемы ОКАЭ.



Рис.2. Структура информационной модели.

ют, то данный анализ не выполняется. Если фактические показатели энергопотребления ниже нормализованных, то полученные данные должны быть использованы для изучения и внедрения прогрессивного опыта работы или уточнения удельных норм энергопотребления; 5) принятие оперативных управленческих решений, характер которых зависит от причин превышения фактических показателей энергопотребления по сравнению с нормализованным уровнем. Примерами оперативных управленческих решений являются оптимизация режимов эксплуатации или ремонтно-техническое обслуживание оборудования, стимулирование работы оперативного персонала или другие воздействия на факторы, которые влияют на уровень энергопотребления.

Рассмотренный алгоритм может быть реализован на разных интервалах времени (смена, сутки, месяц) в зависимости от характера технологического процесса и производственной необходимости. Для большинства предприятий с непрерывным технологическим циклом целесообразен ежесуточный оперативный контроль и анализ эффективности использования природного газа.

Для решения задачи ОКАЭ необходимо располагать информационной моделью объекта, для рассматриваемого случая — информационной моделью газопотребляющей системы теплоснабжения предприятия, а также комплектом приборов учета потребления материальных и энергетических ресурсов.

Информационная модель объекта описывает существенные для данного рассмотрения параметры и переменные величины, связи между ними, входы и выходы объекта и позволяет подчасть на модель информации об изменениях входных величин моделировать возможные состояния объекта. Информационная модель —

это совокупность информации, характеризующая существенные свойства и состояния объекта, процесса, явления, а также взаимосвязь с внешним миром [11].

Информационную модель газопотребляющей системы теплоснабжения предприятия для решения задачи ОКАЭ можно представить в виде совокупности информационных блоков (рис.2). Рассмотрим каждый из этих блоков.

Схемы газопотребляющих систем теплоснабжения разнообразны и зависят от характера технологического процесса того или иного предприятия. Для примера рассмотрим упрощенную схему газопотребляющей системы теплоснабжения, которая является типичной для хлебозавода (рис.3).

Природный газ используется в хлебопекарных печах 9–12 и в паровых котлах 1–4. Произведенный пар используется в хлебопекарных печах 9–11, варочном котле 8, в системе отопления зданий 13 с помощью теплообменника 6, а также для горячего водоснабжения на технологические 15 и санитарно-гигиенические нужды 14 с помощью теплообменника 7. Конденсат после теплообменников 6 и 7 собирается в конденсатном баке открытого типа 5. На схеме представлено газо- и теплотребляющее технологическое и энергетическое оборудование, материальные и энергетические потоки природного газа, пара, питательной, отопительной, горячей, холодной, подпиточной воды, сырья и готовой продукции, а также приборы учета этих материальных и энергетических потоков.

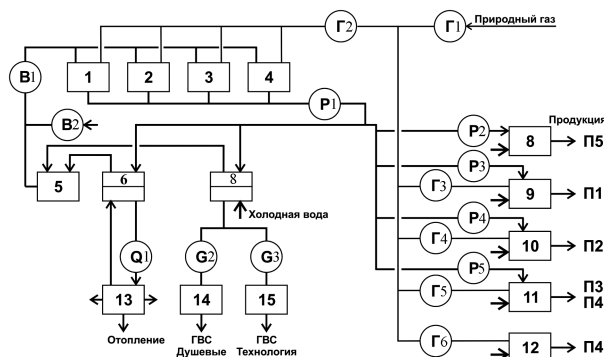


Рис.3. Схема газопотребляющей системы теплоснабжения.

Модель потребления энергии в общем случае устанавливает взаимосвязь между количеством потребленного ТЭР и всеми факторами, которые оказывают влияние на эту величину, включая объем и номенклатуру выпуска продукции.

Модель потребления природного газа для рассматриваемой системы теплоснабжения можно представить в таком виде:

$$B = B_{ГТ} + B_{ПТ} + B_{ОТ} + B_{ГВС} + B_{ГВТ} + \Delta B_{КПД} + \Delta B_{ТР} + \Delta B_{УТ}; \quad (1)$$

$$B_{ГТ} = G1(9) g_{1(9)} + G2(10) g_{2(10)} + G3(11)g_{3(11)} + G4(11) g_{4(11)} + G4(12) g_{4(12)}; \quad (2)$$

$$B_{ПТ} = D_{ПТ} (i_{П} - i_{Х.В}) / Q_{Н}^P; \quad (3)$$

$$B_{ОТ} = Q_{ОТ} / Q_{Н}^P; \quad (4)$$

$$B_{ГВС} = D_{ГВС} (i_{Г.В} - i_{Х.В}) / (c_{Г.В} Q_{Н}^P); \quad (5)$$

$$B_{ГВТ} = D_{ГВТ} (i_{Г.В} - i_{Х.В}) / (c_{Г.В} Q_{Н}^P); \quad (6)$$

$$\Delta B_{ТР} = N_{ТР} / Q_{Н}^P; \quad (7)$$

$$\Delta B_{КПД} = (100 / \eta_{К}^{6P} - 1) (B_{ПТ} + B_{ОТ} + B_{ГВС} + B_{ГВТ} + \Delta B_{КОН} + \Delta B_{ТР.В} + \Delta B_{ТР.П}). \quad (8)$$

Здесь

$$D_{ПТ} = G5(8) s_{5(8)} + G1(9) s_{1(9)} + G2(10) s_{2(10)} + G3(11) s_{3(11)} + G4(11) s_{4(11)}; \quad (9)$$

$$Q_{ОТ} = 24 T_{P,П} Q_{ОТ,П} (t_{ВН} - t_{Н.В}) / (t_{ВН} - t_{P,О}); \quad (10)$$

$$D_{ГВС} = P_{МАК} / \rho_{Г.В}; \quad (11)$$

$$D_{ГВТ} = [П1(9) w_{1(9)} + П2(10) w_{2(10)} + П3(11) w_{3(11)} + П4(11) w_{4(11)} + П4(12) w_{4(12)} + П5(8) w_{5(8)}] / \rho_{Г.В}; \quad (12)$$

$$N_{ТР} = N_{ТР.ОТ} + N_{ТР.ГВС} + N_{ТР.П}. \quad (13)$$

Принято допущение о том, что подпитка равна расходу пара на технологические агрегаты, а потери конденсата из-за продувки котлов и утечек конденсата в системе отсутствуют. В случае необходимости составляющие, связанные с утечками и продувкой, могут быть учтены.

Модель потребления энергии, представленная уравнениями (1)–(8), позволяет оценить объем потребления природного газа в зависимости от объема выпуска продукции, удельных норм потребления природного газа и пара на единицу каждого вида продукции, теплотворной способности природного газа, расчетной отопительной нагрузки предприятия, температуры наружного воздуха и воздуха внутри помещений, КПД котельной, потерь тепловой энергии в трубопроводах пара и горячей воды, параметров потребления горячей воды на санитарно-гигиенические и технологические нужды, длительности рассматриваемого периода и других параметров. Для вычисления нормативных

Таблица 1. Пример формы журнала учета выпуска продукции

Год, месяц	Месячное производство продукции, т					
	П1(9)	П2(10)	П3(11)	П4(11)	П4(12)	П5(8)
2008 г.						
Январь	55,2	35,3	151,6	195,7	2,0	11,8
Февраль	78,3	65,6	186,8	255,5	2,5	15,4
Март	73,1	73,5	218,1	229,8	2,3	14,5
Апрель	91,7	73,0	217,6	232,5	2,2	17,0
Май	65,6	40,2	176,8	137,1	1,4	14,6
Июнь	44,6	50,4	142,5	207,9	2,1	14,7
Июль	65,5	49,8	172,5	214,6	2,2	22,6
Август	69,2	56,2	166,1	186,6	1,9	17,6
Сентябрь	72,2	66,3	142,3	205,8	2,1	22,6
Октябрь	81,3	55,0	153,7	212,5	2,1	23,2
Ноябрь	62,1	77,5	152,1	258,0	2,6	18,9
Декабрь	72,5	64,6	173,0	240,5	2,4	22,4
2009 г.						
Январь	79,2	65,6	165,3	252,9	2,5	20,8
Февраль	90,9	51,8	144,8	258,3	2,6	21,6
Март	107,8	103,0	161,7	292,5	2,9	28,8
Апрель	102,8	98,9	173,0	205,6	2,0	25,2
Май	66,9	41,5	139,8	199,7	1,9	19,9
Июнь	82,1	80,6	131,7	262,8	2,6	23,7
Июль	77,6	74,2	128,5	246,9	2,5	24,4
Август	56,3	77,3	138,3	206,2	2,1	21,1
Сентябрь	69,1	74,5	63,5	150,7	1,5	26,5
Октябрь	75,1	98,1	119,6	204,2	2,0	25,0
Ноябрь	72,6	95,2	144,8	242,3	2,4	18,6
Декабрь	79,1	118,1	106,3	189,6	1,9	17,3

показателей потребления природного газа с использованием рассматриваемой модели, представленной зависимостями (1)–(8), необходимо располагать информацией, содержащейся в журнале учета выпуска продукции, таблице удельных норм потребления энергии и справочными данными по системе теплоснабжения.

Журнал учета выпуска продукции содержит информацию об объемах выпуска различных видов продукции в определенных интервалах времени. Пример формы журнала выпуска продукции в месячных интервалах времени для предприятия, схема теплоснабжения которого приведена на рис.3, приведен в табл.1.

Таблица удельных норм потребления энергии в соответствии со схемой системы теплоснабжения (см. рис.3) и моделью потребления природного газа, представленной зависимостями (1)–(8), должна содержать удельные нормы потребления природного газа $g_1(9)$, $g_2(10)$, $g_3(11)$, $g_4(11)$, $g_4(12)$, пара $s_1(9)$, $s_2(10)$, $s_3(11)$, $s_4(11)$, $s_5(8)$ и горячей воды $w_1(9)$, $w_2(10)$, $w_3(11)$, $w_4(11)$, $w_4(12)$, $w_5(8)$. По мере накопления информации в процессе работы подсистемы ОКАЭ эти величины могут уточняться.

Справочные данные по системе теплоснабжения включают в себя расчетные значения КПД котлов, тепловых нагрузок зданий, теплопотерь в тепловых сетях, температур воздуха в помещениях, количество работающих, норму потребления горячей воды на санитарно-гигиенические нужды, теплопроводную способность природного газа и другие справочные данные, необходимые для проведения расчетов по формулам (1)–(13). Кроме того, справочные данные должны включать в себя некоторые расчетные (паспортные) величины часового потребления ТЭР энергетическими и энерготехнологическими агрегатами, например, часовые расходы пара на агрегаты 8–11. Эти данные необходимы для определения величин потребления ТЭР с помощью виртуальных счетчиков (рассматриваются ниже) при отсутствии физических приборов учета.

Журнал учета потребления энергоресурсов содержит показания таких приборов учета: счетчики газа Г1–Г6, пара Р1–Р5, воды В1, В2 и G2, G3, тепловой энергии Q1 (см. рис.3). Журнал должен также содержать показания приборов технологического контроля (температуры, давления, показания других приборов), что позволяет анализировать причины перерасхода природного газа. Кроме того, журнал учета должен содержать данные о средних температурах наружного воздуха за рассматриваемые периоды. Фрагмент журнала учета потребления энергоресурсов, касающийся потребления природного газа, приведен в табл.2.

Журнал учета времени работы и загрузки оборудования должен содержать данные о продолжительности работы различных видов оборудования и их нагрузке (% от номинальной) за рассматриваемый период. Наличие такой информации позволяет при отсутствии физических приборов учета энергоносителей создавать виртуальные счетчики, которые рассматриваются ниже.

База диагностических правил позволяет формализовать процедуру анализа причин перерасхода природного газа по сравнению с нормализованными показателями. Могут быть использованы подходы, которые применяются

Таблица 2. Журнал учета потребления энергоресурсов

Год, месяц	Природный газ, тыс. м ³						
	Г1	Г2	Г3	Г4	Г5(ПЗ)	Г5(П4)	Г6
2008 г.							
Январь	116,543	72,964	8,605	6,664	9,117	17,880	0,357
Февраль	107,361	58,573	10,397	10,115	10,117	16,892	0,373
Март	91,008	43,994	9,314	9,861	11,096	15,045	0,742
Апрель	70,719	27,615	9,860	6,494	10,578	14,456	0,792
Май	58,791	31,694	7,346	3,565	8,316	6,446	0,730
Июнь	50,015	26,668	5,324	4,680	6,205	5,773	0,903
Июль	56,890	29,852	7,613	4,938	7,077	6,115	0,817
Август	55,321	28,056	7,808	5,036	7,576	5,437	0,930
Сентябрь	58,414	31,088	8,174	6,021	6,246	5,490	0,933
Октябрь	66,454	38,282	8,811	5,321	6,899	5,614	1,049
Ноябрь	83,813	54,721	6,958	6,940	6,722	6,865	1,145
Декабрь	88,356	59,218	7,948	6,177	7,431	6,119	0,985
2009 г.							
Январь	116,970	86,880	8,526	6,542	7,074	6,820	0,650
Февраль	89,188	61,058	9,438	4,659	6,257	6,535	0,809
Март	99,404	65,212	10,521	8,490	6,468	7,667	0,568
Апрель	76,778	44,108	10,357	8,414	7,450	5,391	0,595
Май	57,458	35,096	6,591	3,130	5,696	5,794	0,673
Июнь	63,739	33,354	8,778	7,335	5,745	7,482	0,583
Июль	62,232	33,355	8,281	6,616	5,619	7,148	0,735
Август	58,570	31,593	6,309	7,340	6,217	5,912	0,721
Сентябрь	50,950	28,378	7,126	6,932	2,956	4,650	0,446
Ноябрь	59,902	32,045	7,154	8,488	5,347	5,851	0,539
Ноябрь	79,318	49,607	7,209	8,301	6,336	6,815	0,588
Декабрь	90,808	63,692	7,521	8,522	4,928	5,178	0,489

для диагностики правильности функционирования оборудования мощных энергоблоков [12]. Подход к диагностике причин перерасхода ТЭР в рамках системы ЭМ изложен в [7]. Он заключается в использовании логических правил типа «если – то» и сопоставлении нормализованных и фактических (измеренных) значений потребления ТЭР и других технологических параметров. В случае необходимости могут быть использованы не только показания штатных приборов технологического контроля, но и показания портативных приборов, полученные при проведении специально организованных измерений.

В общем случае диагностика причин перерасхода ТЭР должна осуществляться поэтапно на нескольких уровнях. Для рассматриваемой газопотребляющей системы (см. рис.3) целесообразно выделить три уровня: система, подсистема и агрегат. Диагностический алгоритм на уровне рассматриваемой системы (рис.4) включает сопоставление показаний счетчиков природного газа с соответствующими нормализованными значениями.

Рассмотрим диагностический алгоритм на уровне подсистемы на примере котельной (рис.5). Он состоит из последовательных сопоставлений показаний приборов учета пара на печи (P1), горячей воды на технологию (G3), горячей воды на санитарно-гигиенические нужды (G2), тепловой энергии на отопление (Q1), диагностики тепловых потерь в трубопроводах и экономичности котельной. Если ни одна из этих проверок не позволила выявить причину перерасхода природного газа в котельной, то делается вывод о наличии какой-либо другой причины и необходимости дополнения базы диагностических правил. Следует иметь в виду возможность неисправности приборов учета и контроля.

Нормализованные значения контролируемых значений определяются с использованием зависимостей (9)–(13).

Глубина диагностики должна быть достаточной для принятия управляющего решения по

нормализации объемов потребления природного газа. Так, процедура диагностики экономичности котельной (рис.5, 5.7.1) должна включать в себя диагностику причин перерасхода природного га-

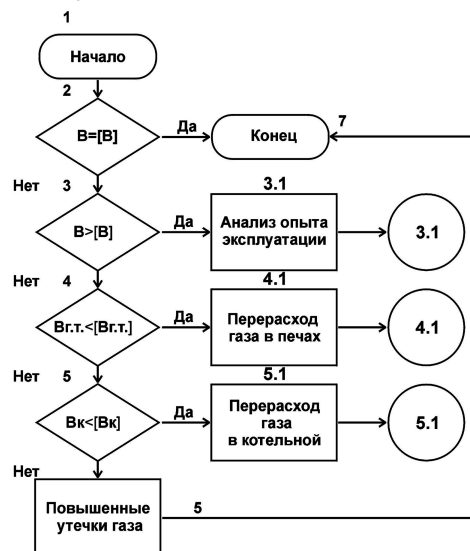


Рис.4. Диагностический алгоритм. Уровень системы.

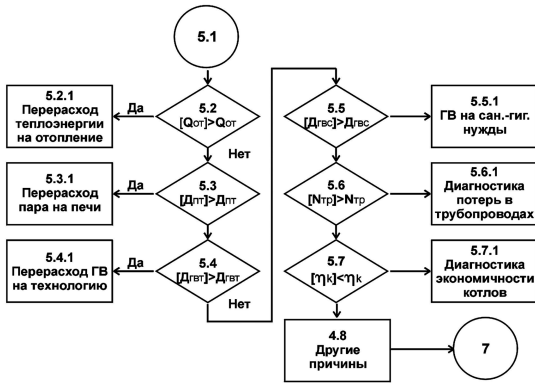


Рис.5. Диагностический алгоритм. Котельная.

за в каждом котельном агрегате (рис.6). При этом необходимо проведение специальных испытаний с использованием газоанализатора и термометра для измерения температуры обмуровки.

База диагностических правил может пополняться и совершенствоваться по мере накопления новой информации об эффективности использования природного газа в рассматриваемой системе.

Методы анализа энергоэффективности включают в себя построение нормализованных энергетических балансов, сопоставление фактических и нормализованных показателей потребления ТЭР [8], метод построения корреляционных зависимостей между величиной потребления ТЭР и определяющим параметром [13] и сопоставление удельных показателей энергопотребления однотипных агрегатов и систем. Применение этих методов проиллюстрировано на примере месячных данных, приведенных в табл.1, 2, и других данных, относящихся к рассматриваемой газопотребляющей системе теплоснабжения.

Нормализованный баланс потребления природного газа (рис.7) указывает на подсистемы или процессы с наибольшим газопотреблением. Именно они должны являться первоочередными объектами оперативного контроля. Из приведенной диаграммы видно, что в рассматриваемой системе теплоснабжения первоочередное внимание должно быть уделено газовым печам,

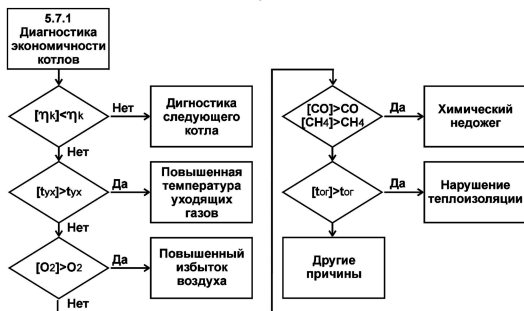


Рис.6. Диагностический алгоритм. Котельный агрегат.

так как в них потребляется 33 % газа. Значительное внимание должно быть уделено также контролю процесса пароснабжения печей (26 %) и подсистеме отопления (24 %). Видно также, что подсистема горячего водоснабжения не оказывает существенного влияния на объем потребления природного газа на заводе.

Сопоставление фактических и нормализованных показателей потребления ТЭР на определенных промежутках эксплуатации (например, за месяц) является основным методом оперативного контроля. Такое сопоставление может выполняться в целом для системы (рис.8) и по отдельным составляющим потребления газа (рис.9). Для анализа причин превышения фактического потребления газа над нормативным уровнем должна использоваться рассмотренная выше база диагностических правил.

Построение корреляционных зависимостей



Рис.7. Баланс потребления природного газа (январь 2008 г.).

между величиной потребления ТЭР и определяющим параметром позволяет выявить факты перерасхода ТЭР на основе сравнения энергопотребления в различных временных интервалах и корректировать удельные нормы потребления ТЭР, используя данные об энергопотреблении в лучших временных интервалах.

Определяющим параметром для технологической печи является объем выпуска продукции. Накопление ежемесячных показаний счетчика газа (рис.3, ГЗ) за 24 мес и данные о выпуске продукции агрегатом 9 позволяют построить корреляционную зависимость (рис.10). Теоретически все точки в системе координат «продукция – потребление газа» должны лежать на одной прямой. Однако, на практике наблюдается значительный разброс точек, что свидетельствует о наличии других факторов, помимо объема выпуска продукции, которые влияют на величину потребления природного газа. Из приведенных данных видно, что при одном и том же месячном объеме выпуска продукции (например, около 79 т), величина потребления природного газа может существенно различаться (7,5 и 10,4 тыс. м³). Необходимо выяснение причин такого различия и применение лучшей



Рис.8. Сопоставление фактического и нормативного потребления природного газа (по системе в целом).

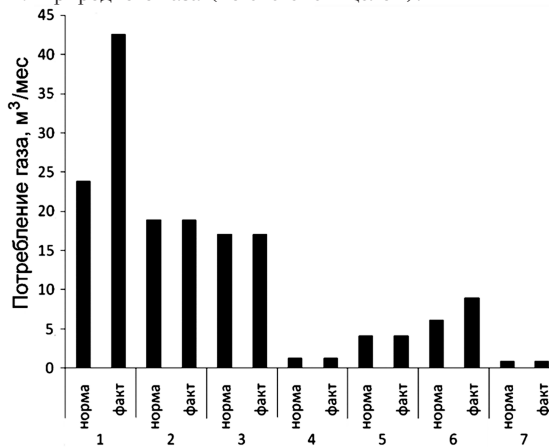


Рис.9. Сопоставление фактического и нормативного потребления природного газа, тыс.м³: 1 – технологические агрегаты (печи); 2 – пар; 3 – отопление; 4 – ГВС; 5 – потери в трубопроводах; 6 – потери в котлах; 7 – утечки газа.

практики. Одной из типичных причин повышенного потребления газа является непроизводительная (без выпуска продукции) эксплуатация оборудования.

В соответствии с полученной корреляционной зависимостью, при нулевом объеме выпуска продукции за месяц объем потребления природного газа должен составить 2,370 тыс. м³, или 22,6 % величины месячного потребления природного газа при максимальном выпуске продукции и 44,7 % величины месячного потребления природного газа при минимальном выпуске продукции. Эти данные могут свидетельствовать о значительном потреблении природного газа на холостом ходу, то есть без выпуска продукции, что следует рассматривать в качестве резерва энергосбережения.

Полученная корреляционная зависимость (см. рис.10) может быть использована для определения нормализованной величины потребления природного газа. Точки, лежащие ниже среднеквадратической зависимости, соответствуют низкому уровню энергопотребления, а точки, лежащие выше нее, – высокому уровню энергопотребления. Улучшенная (прогрессивная) зависимость нормализованного энергопотребления может быть получена в виде прямой, парал-

лельной фактически полученной прямой, но построенной только по точкам, соответствующим низкому уровню энергопотребления.

Определяющим параметром для системы отопления является температура наружного воздуха. Далее приведен пример корреляционной зависимости, построенной на основании показаний теплосчетчика (рис.3, Q1) и среднемесячных температур наружного воздуха за 24 мес (рис.11). Приведенные данные свидетельствуют о хорошем погодном регулировании теплоснабжения зданий.

Сопоставление удельных показателей энергопотребления однотипных агрегатов и систем. Этот метод анализа энергоэффективности может быть использован, если на предприятии имеются однотипные агрегаты, выпускающие одинаковую продукцию. Так, этот метод может быть применен для агрегатов 11 и 12, которые выпускают продукцию 4 (см. рис.3).

Журнал энергетических рапортов. Энергетический рапорт должен содержать всю информацию, представленную в соответствии с рассмотренными выше формами, для определенного периода эксплуатации для системы в целом и для отдельных подсистем и агрегатов. Объем и степень детализации информации должны быть достаточными для принятия оперативных управленческих решений по обеспечению эффективного использования ТЭР. Журнал энергетических рапортов представляет собой совокупность рапортов за различные периоды эксплуатации.

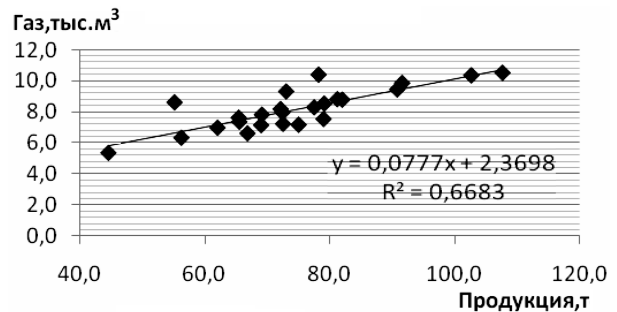


Рис.10. Зависимость месячного потребления газа от объема выпуска продукции.

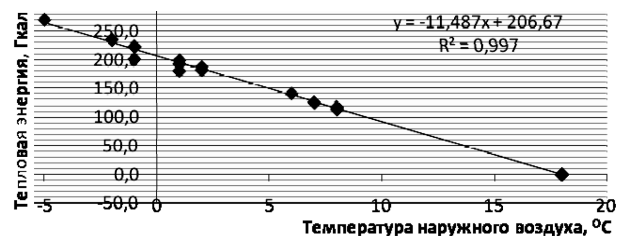


Рис.11. Месячное потребление тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 3. Характеристики виртуальных счетчиков

Счетчики (см. рис.3)	Количество пара, т	Расчетная зависимость
P1	произведенное котельной	$T_1 D_1 L_1 + T_2 D_2 L_2 + T_3 D_3 L_3 + T_4 D_4 L_4$
P2	потребленное агрегатом 8	$T_8 D_8 L_8$
P3	потребленное агрегатом 9	$T_9 D_9 L_9$
P4	потребленное агрегатом 10	$T_{10} D_{10} L_{10}$
P5	потребленное агрегатом 11	$T_{11} D_{11} L_{11}$

Выше была рассмотрена информационная модель газопотребляющей системы теплоснабжения. Для решения задачи ОКАЭ, помимо информационной модели, необходимо располагать комплексом приборов учета потребления материальных и энергетических ресурсов.

На схеме (см. рис.3) представлены приборы учета природного газа, пара и воды, необходимые для решения задачи ОКАЭ. На практике, как показывает опыт обследования большого числа промышленных систем теплоснабжения, полный комплект необходимых приборов учета, как правило, отсутствует. Поэтому важным элементом рассматриваемого подхода к анализу эффективности использования природного газа является введение понятия виртуального счетчика того или иного топливно-энергетического ресурса. В настоящей работе под виртуальным счетчиком понимается способ вычисления количества того или иного топливно-энергетического ресурса потребленного (или отпущенного) конкретным энергетическим или энерготехнологическим агрегатом за определенный период эксплуатации на основании тех данных, которые практически могут быть получены в процессе работы оборудования. Как правило, для реализации такого способа вычисления количества ТЭР необходимо располагать данными о номинальном (паспортном) часовом количестве потребляемого ТЭР рассматриваемым агрегатом, времени эксплуатации агрегата и уровне нагрузки агрегата за рассматриваемый период эксплуатации.

Предположим, что в рассматриваемой схеме теплоснабжения завода (см. рис.3) физиче-

Таблица 4. К оценке технико-экономической эффективности установки приборов учета

Показатель	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Годовое потребление газа, тыс. м ³	905	564	97	84	145	7
Годовая стоимость газа, тыс. грн	2353	1466	252	218	377	18
Капитальные затраты, тыс. грн	100	70	12	10	13	1
Условный срок окупаемости, лет	4,3	4,8	4,8	4,7	3,4	5,6

ски отсутствуют приборы учета пара P1–P5, потому необходимо создать соответствующие виртуальные счетчики. Расчетные зависимости, использованные для этих виртуальных счетчиков, представлены в табл.3.

Поскольку установка приборов учета на всех энергетических и материальных потоках предприятия связана со значительными материальными затратами, целесообразно поставить вопрос о приоритетности установки того или иного прибора учета.

Введем понятие условного срока окупаемости капитальных затрат на установку прибора учета материального или энергетического потока:

$$\tau = 100 \cdot K / (F \Delta F \text{ ц}), \quad (14)$$

который прямо пропорционален капитальным затратам и обратно пропорционален объему, цене и условной экономии (ΔF) учитываемого ТЭР. Чем меньше условный срок окупаемости капитальных затрат, тем выше экономическая целесообразность установки прибора учета на рассматриваемом материальном или энергетическом потоке. Параметры, входящие в выражение (14), на практике могут быть определены достаточно просто, за исключением величины ΔF , которая характеризует ту экономию, которая может быть достигнута за счет организационно-технических мероприятий при наличии прибора учета. Эта величина должна определяться на основании специальных исследований и расчетов. В случае отсутствия таковых, эта величина может быть принята равной 1–7 % на основании экспертной оценки.

Далее приводится пример оценки условных сроков окупаемости приборов учета газа в рассматриваемой системе (см. рис.3) при стоимости газа $c = 2600$ грн/тыс. м³ и $\Delta F = 1$ % (табл.4).

Целесообразность установки того или иного прибора должна определяться не только величиной условного срока окупаемости капитальных затрат каждого отдельного прибора, но и соотношением комплексности установки приборов учета. Комплексность установки позволяет решать дополнительные задачи контроля и анализа энергоэффективности, которые не могут быть решены при установке каждого отдельного прибора. Так, установка прибора G2 (см. рис.3) позволяет решать задачу учета потребления природного газа котельной, установка прибора P1 – задачу учета отпуска пара этой котельной, а комплекс в составе приборов учета G2 и P1, помимо этих задач, – задачу контроля эффективности использования природного газа в котельной.

Рассмотренная выше информационная модель газопотребляющей системы теплоснабжения так же, как информационные модели других энергопотребляющих систем, должны быть реализованы в виде компьютерной системы. Для этого может быть использовано различное программное обеспечение.

В настоящей работе информационная модель реализована в виде электронных таблиц EXCEL. Преимуществом этого программного обеспечения являются его большие функциональные возможности для решения поставленной задачи, а также широкое распространение и наличие большого числа квалифицированных пользователей. Последнее обстоятельство обеспечивает благоприятные условия для непрерывного совершенствования внедряемой системы в соответствии с изложенной выше идеологией с помощью инженерного персонала самих промышленных предприятий.

Выводы

Создание системы оперативного контроля и анализа эффективности использования ТЭР на промышленном предприятии является базовым мероприятием по энергоэффективности, которое позволяет сэкономить 1–7 % энергетических ресурсов за счет реализации беззатратных и малозатратных организационно-технических мероприятий таких, как оптимизация режимов эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания оборудования, а также стимулирования работы персонала предприятия по критерию энергоэффективности. Внедрение этой системы должно предшествовать реализации капиталоемких мероприятий по энергоэффективности, так как обеспечивает информационную базу для проведения научно обоснованных технико-экономических расчетов и мониторинга фактически достигнутой экономии ТЭР. Систему оперативного контроля и анализа эффективности использования ТЭР следует рассматривать в качестве подсистемы энергетического менеджмента предприятия, которая в соответствии со сложившейся в последнее время мировой практикой является неотъемлемой составляющей системы управления предприятием.

Доминирующим видом ТЭР для многих предприятий является природный газ. На примере типичной газопотребляющей системы теплоснабжения, которая включает в себя котельную, газо- и паропотребляющее оборудование, систему отопления и горячего водоснабжения, рассмотрена информационная модель для решения задачи оперативного контроля и анализа эффективности потребления природного газа.

Информационная модель включает в себя следующие информационные блоки: таблица

удельных норм потребления энергии, журнал учета выпуска продукции, схема системы теплоснабжения, справочные данные по системе теплоснабжения, журнал учета времени работы и нагрузки оборудования, модель потребления природного газа, журнал учета потребления энергоресурсов, база диагностических правил, методы анализа энергоэффективности, журнал энергетических рапортов.

Модель потребления энергии позволяет определить расчетный (нормализованный) объем потребления природного газа в зависимости от объема выпуска продукции, удельных норм потребления природного газа и пара на единицу каждого вида продукции и других параметров, которые оказывают влияние на величину потребления природного газа.

База диагностических правил позволяет формализовать процедуру анализа причин перерасхода природного газа по сравнению с нормализованными показателями.

Методы анализа энергоэффективности включают в себя построение нормализованных энергетических балансов, сопоставление фактических и нормализованных показателей потребления ТЭР, построение корреляционных зависимостей между величиной потребления ТЭР и определяющим параметром и сопоставление удельных показателей энергопотребления однотипных агрегатов и систем.

Введено понятие виртуального прибора учета потребления ТЭР, которое может быть использовано для оценки величины потребления ТЭР при отсутствии физического прибора учета. Для этого информационная модель должна содержать данные о продолжительности работы оборудования за рассматриваемый период, номинальной нагрузке агрегата и уровня его загрузки.

Рассмотрено понятие условного срока окупаемости капитальных затрат на установку прибора учета, которое позволяет определить приоритетность установки приборов учета. Показана целесообразность комплексного подхода к установке приборов учета, который позволяет решать не только задачи учета потребления ТЭР, но и вычисления показателей энергоэффективности.

Предложенный подход к решению задачи оперативного контроля и анализа эффективности использования природного газа предназначен для реализации на газопотребляющих промышленных предприятиях в виде компьютерной системы, которая может быть реализована с помощью электронных таблиц EXCEL.

Умовні позначення

$V, V_{от}, V_{гвт}, V_{гвс}, V_{пт}$	—	нормализованное потребление природного газа промышленным предприятием в целом, на газопотребляющие технологические агрегаты, на выработку пара, потребляемого технологическим оборудованием, системой отопления зданий, системой санитарно-гигиенического и технологического горячего водоснабжения за рассматриваемый период, м ³
$\Delta B_{кот}, \Delta B_{тр}$	—	потребление природного газа, связанное с тепловыми потерями в котлах и трубопроводах за рассматриваемый период, м ³
$\Delta B_{ут}$	—	утечки природного газа во внутриводской системе газоснабжения, м ³
X	—	номер продукции, выпускаемой заводом (X = 1–5)
N	—	номер энергетического или энерготехнологического агрегата (N = 1–12)
ПХ(N)	—	производство продукции X агрегатом N за рассматриваемый период, т
$g_{X(N)}$	—	удельное потребление природного газа в технологическом агрегате N на единицу продукции X, м ³ /т
$s_{X(N)}$	—	удельный расход пара в технологическом агрегате N на единицу продукции X, кг/т
$w_{X(N)}$	—	удельный расход горячей воды в технологическом агрегате N на единицу продукции X, кг/т
$Q_{от}$	—	потребление тепловой энергии за рассматриваемый период, ккал
$D_{пт}$	—	потребление пара на печи за рассматриваемый период, кг
$D_{гвт}$	—	потребление горячей воды на технологические нужды за рассматриваемый период, м ³
$D_{гвс}$	—	потребление горячей воды на санитарно-гигиенические нужды, м ³
$Q_{от.р}$	—	суммарная расчетная отопительная нагрузка зданий, ккал/ч
$t_{р.о}$	—	расчетная температура для системы отопления, °C
$t_{н.в}$	—	средняя температура наружного воздуха за рассматриваемый период, °C
$Q_{п^p}$	—	теплотворная способность природного газа за рассматриваемый период, ккал/м ³
P	—	количество рабочих суток за рассматриваемый период
$T_{р.п}$	—	продолжительность рассматриваемого периода, сут
M	—	количество смен за сутки
A	—	норма потребления горячей воды на человека, кг/чел.
K	—	количество людей за смену
$\rho_{г.в.}, C_{г.в.}$	—	плотность и теплоемкость горячей воды, кг/м ³ , ккал/(кг·°C)
$i_{г.в.}, i_{х.в.}, i_{п.в.}$	—	энтальпия горячей, холодной, питательной воды и пара, ккал/кг
$\eta_{к^бр}$	—	усредненный нормативный КПД котельной «брутто» за рассматриваемый период, %
$N_{тр}, N_{тр.от}, N_{тр.гвс}, N_{тр.п}$	—	потери тепловой энергии в трубопроводах, в том числе трубопроводах отопления, горячей воды и пара, за рассматриваемый период, ккал
T_N	—	продолжительность работы оборудования N за рассматриваемый промежуток времени, ч
D_N	—	номинальная (паспортная) паропроизводительность (паропотребление) агрегата N, кг/ч
L_N	—	доля нагрузки агрегата N от номинальной (паспортной) паропроизводительности (паропотребления) за рассматриваемый промежуток времени
τ	—	условный срок окупаемости капитальных затрат на установку прибора учета, лет
F	—	годовой объем материального или энергетического ресурса, т, тыс. м ³ , тыс. кВт·ч, Гкал
ΔF	—	годовая экономия материального или энергетического ресурса за счет оптимизации режимов эксплуатации или организационно-технических мероприятий, %
ц	—	цена материального или энергетического ресурса грн/т (тыс. м ³ , тыс. кВт·ч, Гкал)
K	—	капитальные затраты на установку прибора учета, грн
[B]	—	фактическое (измеренное) значение величины B

Список литературы

1. ДСТУ 4472:2005. Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту. Загальні вимоги. — Введ.
2. ДСТУ 4715:2007. Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту промислових підприємств. Склад та зміст робіт на стадіях розроблення та за-провадження. — Введ.
3. ДСТУ 5077:2008. Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту промислових підприємств. Перевірка та контроль ефективності функціонування. — Введ.
4. Праховник А.В., Іншеков Є.М. Енергетичний менеджмент. Суттєві фактори, цілі, ієрархія, об'єкт діяльності // Вісн. КДПУ. — 2004. — Вип. 3. — С. 75–79.
5. Праховник А.В., Розен В.П., Разумовский О.В. та ін. Енергетичний менеджмент : Навч. посіб. — Київ, 1999. — 184 с.
6. Праховник А.В., Соловей А.И., Прокопенко В.В. и др. Енергетический менеджмент. — Київ : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. — 472 с.
7. Никитин Е.Е. Разработка и усовершенствование систем энергетического менеджмента на промышленных предприятиях // Пробл. загал. енергетики. — 2002. — № 6. — С. 67–76.
8. Стратегія енергозбереження в Україні : Аналіт.-довід. матеріали / За ред. В.А.Жовтянського,

- М.М.Кулика, Б.С.Стогнія. — Київ : Академ-періодика, 2006. — Т. 2. — 600 с.
9. Wane C. Turner. Energy management handbook. — The Fairmout Press, Inc., 2001. — 758 p.
10. Карп И.Н., Никитин Е.Е., Пьяных К.Е., Зайвый А.Н. Направления замещения природного газа альтернативными видами топлива и энергии в промышленности и коммунальной энергетике // Энерготехнологии и ресурсосбережение. — 2009. — № 4. — С. 16–26.
11. Терехов С.А. Нейросетевые информационные модели сложных инженерных систем // Нейроинформатика / А.Н.Горбань, В.Л.Дунин-Барковский, А.Н.Кирдин и др. — Новосибирск : Наука, 1998. — 296 с.
12. Башлыков А.А. Проектирование систем принятия решений в энергетике. — М. : Энергоатомиздат, 1986. — 120 с.
13. Waste avoidance methods. Best practice programme // Fuel efficiency booklet. — 1995. — № 13. — 23 p.

Поступила редакцию 21.07.10

Operational Monitoring and Analysis of Natural Gas Use Efficiency in Manufacturing Enterprise

Nikitin E.E.

The Gas Institute of NASU, Kiev

The information model for operational control and analysis of natural gas consumption efficiency by the example of heat supply gas consumption system is considered. The system consists of boiler house, gas and steam consumption equipment, heating and hot water supply system. Virtual devices conception for fuel-energy resources account and conditional capital expenses payback period for devices installation are introduced.

Key words: information model, natural gas consumption, virtual account device for fuel and energy resources.

Received July 21, 2010

Сводный каталог периодических изданий, выпускаемых Академиями наук — членами МААН

Новый каталог создан после принятия Советом Международной ассоциации академий наук решения о поддержке инициативы Совета по книгоизданию при МААН о создании совместного подписного каталога научных периодических изданий Академий наук и организаций — членов МААН.

Целью создания каталога является улучшение коммуникаций и обмена научной информацией между учеными и создание льготных условий для подписчиков, издателей и редакций научных изданий.

В «Сводном каталоге» изложены условия подписки на периодические и книжные издания на 2011 год.

В каталог на 2011 г. вошли периодические издания Национальных академий наук Армении, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Российской Федерации, Республики Узбекистан, Украины.

По вопросам организации подписки, оформления заказов и обработки подписной документации следует обращаться

В Украине

Подписное агентство «Укринформнаука»

ул. Владимирская, 54, комн. 144

Киев-30, 01601

тел./факс +38 (044) 239 64 57

моб. +38 (050) 154 77 83

e-mail: innovation@nas.gov.ua

В России

Компания «Информнаука»

вед. специалист

Перова Ольга Александровна

тел.: 8 (495) 787 38 73

факс: 8 (499) 152 54 81

e-mail: perova@viniti.ru