

При соответствующей доработке официальных регламентных положений о корректировке оплаты услуг теплосети при отклонении температур теплоносителя от расчетных его значений целесообразно использовать предложенное в настоящей статье уравнение (7), объективно отражающее все факторы, определяющие режим работы централизованного отопления.

1.СНиП 2.04.07-86^б. Тепловые сети. – М.: Минстрой России, 1994.

2.СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция, кондиционирование. – К., 1996.

3.Маляренко В.А., Редько А.Ф., Чайка Ю.И. Поволочко В.Б. Техническая теплофизика ограждающих конструкций и сооружений / Под общ. ред. В.А.Маляренко. – Харьков: Рубикон, 2001. – 280 с.

4.Сакун И. А. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин. – Л.: Машиностроение, 1987. – 460 с.

5.СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика. Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1983.

Получено 22.11.2004

УДК 697.34

С.Ю.АНДРЕЕВ, канд. техн. наук

КП «Харьковские тепловые сети»

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫМИ КОТЕЛЬНЫМИ

Рассматривается программное обеспечение для решения задачи оптимального управления отопительной котельной. Исследуется влияние цены электроэнергии на результаты решения этой задачи.

Работа посвящена актуальной тематике экономии топливно-энергетических ресурсов за счет применения компьютерных технологий при решении задач оптимального управления. В качестве примера рассматривается зависимая система теплоснабжения, схема которой представлена на рис.1. Система состоит из отопительной котельной (ОК), тепловой сети (ТС) и теплораспределительных станций (ТРС).

Цель работы – при заданной нагрузке на котельную Q , МВт, найти распределение этой нагрузки между отдельными котлами (т.е. величины Q_i , МВт, $i = \overline{1, n}$, где n – количество котлов на котельной), обеспечивающее минимум суммарных потерь N в системе теплоснабжения (СТ) в стоимостном исчислении. В нашем случае $n=5$.

Прежде чем приступить к разработке математической модели процессов, протекающих в указанной СТ, рассмотрим некоторые технологические особенности, присущие выбранной схеме (рис.1). Так,

по мере включения каждого следующего котла расход на выходе из котельной $G_{тр}$ возрастает на величину, равную расходу через этот котел (G_i , кг/с). Причем величина G_i уменьшается соответствующим образом из-за рециркуляции, величина расхода на которую ($G_{рц}$, кг/с) растет по мере роста температуры наружного воздуха.

Расход теплоносителя, недостающий до величины, необходимой для надежного функционирования СТ, добирается путем подмешивания теплоносителя из обратной линии трубопровода в подающую либо на выходе из котельной (вариант А, рис.1, в), либо на входе в ТРС (вариант В, рис.1, с). Естественно, чем больше количество включенных котлов, тем меньше теплоносителя необходимо подмешивать.

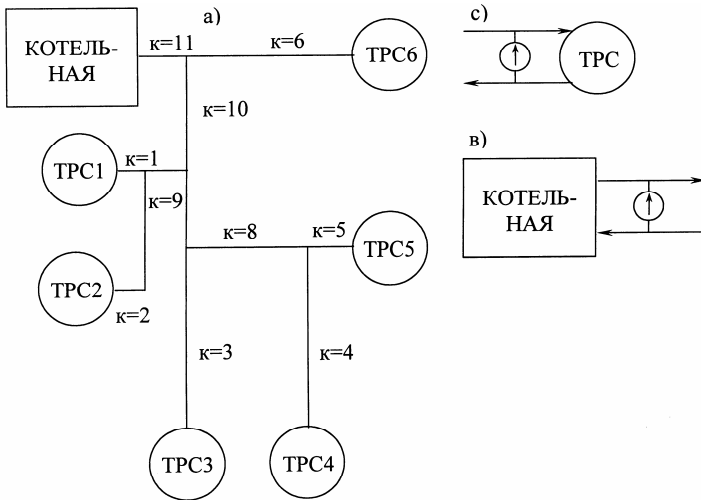


Рис.1 – Схема зависимой СТ

Задача такого типа решена в работе [1], однако ее автор при решении оптимизационной задачи оперировал не только величинами нагрузок на отдельные котлы, но и величиной расхода теплоносителя в системе. В результате для каждой нагрузки на котельную Q рассчитывался свой оптимальный расход $G_{тр}$. Реализация такого решения в практике управления системой сильно осложнена и практически неосуществима. В нашей постановке величина $G_{тр}$ (при подмешивании на котельной) задана и зафиксирована для всех величин нагрузок Q .

В работах [1-3] потери в теплотрассе определялись на участке магистрального теплотрассы с заданными диаметром и длиной, который

имитирует всю тепловую сеть. Естественно, результаты решения оптимизационной задачи при такой постановке вызывают сомнение. В нашей работе расчет потерь осуществляется для всех элементов сети.

В процессе разработки целевой функции H учитывали тепловые и гидравлические потери в котлах и трубопроводах СТ.

Математическая постановка рассматриваемой задачи принимает следующий вид.

Найти

$$\min H(Q_i), \quad i = \overline{1, 5}, \quad (1)$$
$$Q_i \in W$$

где W – область определения целевой функции H , оцениваемая следующими соотношениями:

$$Q_{i\min} < Q_i < Q_{i\max}; \quad (2)$$

$$Q = \sum_{i=1}^5 Q_i. \quad (3)$$

Для решения этой оптимизационной задачи был разработан специальный алгоритм и программный комплекс для ПК. Оптимальные значения $Q_{i\text{опт}}, i = \overline{1, 5}$, рассчитывали с применением методов нелинейного математического программирования [4-6].

Рассматриваемый программный комплекс загружает из основных файлов следующие исходные данные для решения оптимизационной задачи:

- коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности системы; минимальная температура на входе в котельную и др. В файле также указывается вариант схемы подмешивания (А,В). Если реализуется вариант А (подмешивание на котельной), в графу «Расход на выходе из котельной $G_{\text{тр}}$ » заносится величина этого расхода (в нашем случае $G_{\text{тр}}=1800$ кг/с). Если реализуется вариант В (подмешивание на ТРС), то в указанную графу заносится ноль. В этом случае расход $G_{\text{тр}}$ определяется количеством включенных котлов (файл «init», рис.2);
- банк данных, в котором приведены основные технические характеристики i котлов, $i = \overline{1, 5}$, (файл «perform», рис.3);
- характеристики k трубопроводов, $k = \overline{1, 11}$ (файл «lines», рис.4);
- данные о ценах за потребляемые энергоресурсы (файл «resurs»,

рис.5);

- температурный график, где t_2 – температура на входе в котельную (файл «tgrafik», рис.6);
- выборка котлов из банка данных, задающая состав котельной (файл «eqfir», рис.7). В этом же файле приводятся результаты решения для оптимального варианта: состав включенных котлов, оптимальные нагрузки на каждый из них $Q_{i,опт}$, $i=\overline{1,5}$, суммарные потери H , грн./ч, транспортные потери в стоимостном исчислении $H_{тр}$, грн./ч, стоимость одного МДж выработанной энергии, грн./МДж.

В качестве примера решается задача оптимального управления отопительной котельной, состоящей из пяти котлов, для системы теплоснабжения, схема которой представлена на рис.1. Результаты решения приведены в табл.1-4.

Табл.1 соответствует схеме с подмешиванием теплоносителя на котельной, $G_{тр}=1800$ кг/с; $C_э=0,2$ грн./($кВт \cdot ч$); $C_г = 0,23$ грн./ $м^3$.

Табл.2 соответствует схеме с подмешиванием теплоносителя на котельной, $G_{тр}=1800$ кг/с; $C_э=0,4$ грн./($кВт \cdot ч$); $C_г=0,23$ грн./ $м^3$.

Табл.3 соответствует схеме с подмешиванием теплоносителя на ТРС, $C_э=0,2$ грн./($кВт \cdot ч$), $C_г=0,23$ грн./ $м^3$.

Табл.4 соответствует схеме с подмешиванием теплоносителя на ТРС, $C_э=0,4$ грн./($кВт \cdot ч$), $C_г=0,23$ грн./ $м^3$.

Теплопроводность,	Вт/м · град.С
изоляции	0.08
защитной корки	0.45
грунта	1.8
стенок канала	1.8
Коэффициенты теплоотдачи,	Вт/м ² · град.С
на наружной поверхности изоляции	10
на поверхности канала	10
на поверхности земли	18
Теплоемкость воды, кДж/кг · град.С	4.2
Расход на выходе из котельной $G_{тр}$, кг/с	1800
Мин. температура на входе в котельную, С	70
Трасса однострубая (1) или двухтрубая (2)	1

Рис.2 – Файл «init»

Коммунальное хозяйство городов

Котел N1

- | | |
|--------------------------------------------|----------|
| 1. Название | ПТВМ-100 |
| 2. Топливо, Нп.п.(см. файл 'resurs') | 1 |
| 3. Расход воды, кг/с | 343,0 |
| 4. Гидросопротивление, МПа | 0,215 |
| 5. КПД насосов, % | 65,0 |
| 7. Количество заданных значений нагрузки | 6 |
| 8. Зависимость потерь от нагрузки на котел | |

Вид потерь	Значения нагрузки на котел, мВт					
	29.075	34.890	46.520	69.780	93.040	116.30
С уходящими газами, %	03.620	03.770	04.280	05.420	06.600	07.690
С химической неполнотой сгорания, %	00.000	00.000	00.000	00.000	00.000	00.000
С механической неполнотой сгорания, %	00.000	00.000	00.000	00.000	00.000	00.000
В окружающую среду, %	00.050	00.050	00.050	00.050	00.050	00.050
Мощность дутьевых вентиляторов, кВт	23.800	28.200	38.800	59.400	81.600	109.20

Рис.3 – Файл «perform»

Отрезок №1 (κ=1)

- | | |
|------------------------------------------------|-------|
| Диаметр прямого трубопровода, м | 0.426 |
| Диаметра обратного трубопровода, м | 0.426 |
| Толщина изоляции прямого трубопровода, м | 0.06 |
| Толщина изоляции обратного трубопровода, м | 0.02 |
| Толщина наружного покрытия изоляции, м | 0.015 |
| Длина трубопровода, м | 3000 |
| Доля пропускаемого суммарного расхода $G_{тр}$ | 1 |

Рис.4 – Файл «lines»

N	Вид ресурса	Цена	Теплотв. способ.
0	Электроэнергия	0.20 грн./кВт*ч	-*-
1	Природный газ	0.23 грн./м ³	33.3 мДж/м ³

Рис.5 – Файл «resurs»

t2, град.С	Q, МВт
35	198
70	525

Рис.6 – Файл «tgrafik»

Состав и текущее состояние котельной (1 - котел включен, 0 - выключен)

N	Марка котла	Сост.	Нагрузка на котел Qi, МВт
1	ПТВМ-100	1	116.29850
2	ПТВМ-100	1	116.29850
3	ПТВМ-100	1	114.55230
4	ПТВМ-100_УГ+	1	76.39751
5	ПТВМ-100_УГ++	1	76.45304

Суммарные потери за период регулирования Нгр: 2210.08 грн.

Транспортные потери за период регулирования Н: 1075.68 грн.

Цена производимой энергии с учетом потерь Н*: 0.00813473 грн./МДж

Продолжительность периода регулирования: 1.0000 ч

Нагрузка на котельную: 500.0000 МВт

Рис.7 – Файл «equip»

Таблица 1 – Зависимости оптимальных нагрузок на котлы Q_{ioпт} (i=1, 5) и суммарных потерь Н от Q (подмешивание на котельной, Сэ=0,2 грн./кВт·ч; Сг=0,23 грн./м³)

Q, МВт	Q1 _{ioпт} , МВт	Q2 _{ioпт} , МВт	Q3 _{ioпт} , МВт	Q4 _{ioпт} , МВт	Q5 _{ioпт} , МВт	Н, грн./ч
200	50,03	49,94	49,94	50,08	-	1438,17
220	54,83	54,91	54,91	55,33	-	1477,4
240	60,42	60,42	60,24	60,91	-	1519,15
260	51,6	51,69	51,77	52,47	52,47	1559,79
280	55,88	55,89	55,96	56,14	56,13	1599,68
300	60,85	60,68	60,5	59,02	58,93	1641,75
340	70,63	70,9	70,55	64	63,92	1733,51
380	81,02	81,46	81,29	68,1	68,12	1836,6
420	91,94	92,46	92,11	71,77	71,71	1951,47
460	103,03	103,72	103,38	74,91	74,96	2077,38
500	116,29	116,29	114,55	76,4	76,45	2210,08

Таблица 2 – Зависимости оптимальных нагрузок на котлы Q_{ioпт} (i=1, 5) и суммарных потерь Н от Q (подмешивание на котельной, Сэ=0,4 грн./кВт·ч; Сг=0,23 грн./м³)

Q, МВт	Q1 _{ioпт} , МВт	Q2 _{ioпт} , МВт	Q3 _{ioпт} , МВт	Q4 _{ioпт} , МВт	Q5 _{ioпт} , МВт	Н, грн./ч
200	66,62	66,7	66,67	-	-	1543,4
220	73,34	73,34	73,32	-	-	1595,2
240	60,42	60,42	60,33	-	-	1650,73
260	66,01	66,09	66,01	61,89	-	1698,81
280	71,86	71,94	71,68	64,51	-	1749,99
300	77,62	77,79	77,62	66,96	-	1804,49
340	70,63	70,81	70,55	64	64	1904,96
380	81,02	81,29	81,11	68,28	68,30	2015,24
420	91,68	92,03	92,03	72,12	72,15	2137,91
460	102,59	103,2	102,85	75,7	75,65	2272,55
500	116,29	116,29	112,54	77,44	77,41	2414,85

Таблица 3 – Зависимости оптимальных нагрузок на котлы $Q_{i\text{опт}}$ ($i=1, 5$) и суммарных потерь H от Q (подмешивание на ТРС, $C_э=0,2$ грн./ $(\text{кВт}\cdot\text{ч})$; $C_г=0,23$ грн./ м^3)

Q, МВт	Q1опт, МВт	Q2опт, МВт	Q3опт, МВт	Q4опт, МВт	Q5опт, МВт	H, грн./ч
200	66,62	66,70	66,67	-	-	391,1
220	73,34	73,34	73,32	-	-	442,77
240	79,98	79,98	80,04	-	-	497,47
260	86,61	86,7	86,69	-	-	556,2
280	93,33	93,33	93,33	-	-	619
300	99,97	99,97	100,06	-	-	685,7
340	113,24	113,41	113,34	-	-	827,68
380	101,72	102,07	101,63	74,58	-	978,41
420	114,73	116,04	113	76,25	-	1158,57
460	103,03	103,72	103,38	74,91	74,96	1534,98
500	116,29	116,29	114,65	76,4	76,45	1876,27

Таблица 4 – Зависимости оптимальных нагрузок на котлы $Q_{i\text{опт}}$ ($i=1, 5$) и суммарных потерь H от Q (подмешивание на ТРС, $C_э=0,4$ грн./ $(\text{кВт}\cdot\text{ч})$; $C_г=0,23$ грн./ м^3)

Q, МВт	Q1опт, МВт	Q2опт, МВт	Q3опт, МВт	Q4опт, МВт	Q5опт, МВт	H, грн./ч
200	66,62	66,7	66,67	-	-	494,26
220	73,34	73,34	73,31	-	-	548,45
240	79,98	79,98	80,04	-	-	606,79
260	86,61	86,70	86,69	-	-	669,37
280	93,33	93,33	93,33	-	-	736,31
300	99,97	99,97	100,05	-	-	807,51
340	113,33	113,42	113,25	-	-	959,17
380	101,37	101,8	101,46	75,37	-	1136,91
420	114,37	115,95	112,37	77,3	-	1326,70
460	116,29	116,29	116,29	111,1	-	1560,45
500	116,29	116,29	112,63	77,35	77,41	2081,04

Здесь $C_э$, грн./ $(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ и $C_г$, грн./ м^3 – стоимость электроэнергии и природного газа соответственно.

Анализ приведенных результатов исследований позволяет сделать следующие выводы.

1. В случае подмешивания теплоносителя на котельной (табл.1, 2) результаты решения задачи выбора оптимальных нагрузок на отопительные котельные Q_i , $i=1,5$ сильно различаются для вариантов с $C_э=0,2$ грн./ $(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ и $C_э=0,4$ грн./ $(\text{кВт}\cdot\text{ч})$. Так, для первого варианта пятый котел включается при $Q=260$ МВт, а для второго – при $Q=340$ МВт. Такие результаты объясняются ростом расхода теплоносителя $G_{тр}$ в сети по мере роста нагрузок Q в моменты включения

каждого очередного котла на величину расхода через этот котел, что сопровождается ростом гидравлических потерь в системе теплоснабжения. В связи с этим при повышенной стоимости электроэнергии ($C_{э}=0,4$ грн./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$)) включение каждого очередного котла по мере роста Q задерживается по сравнению с вариантом $C_{э}=0,2$ грн./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) (табл.1, 2).

2. В случае подмешивания теплоносителя на ТРС (вариант В) наблюдается аналогичная картина (табл.3, 4). Однако разница между вариантами с разными ценами на электроэнергию меньше, чем для случая с подмешиванием на котельной (вариант А). Это объясняется тем, что для варианта А по мере включения каждого последующего котла гидравлические потери в трубопроводной системе остаются неизменными.

3. Приведенные табл.1-4 могут служить режимными картами при управлении отопительными котельными в отсутствие компьютерного обеспечения.

1.Федоров А.П. Исследование влияния места подмешивания теплоносителя на экономическую эффективность отопительной системы в целом // Науковий вісник будівництва. Вип.6. – Харків: ХДТУБА, ХОТВ АБУ, 1999. – С.154-159.

2.Федоров А.П. Выбор оптимальных величин режимных характеристик магистрального теплопровода // Коммунальное хозяйство городов: Науч.-техн. сб. Вип.18. – К.: Техніка, 1999. – С.133-137.

3.Федоров А.П., Андреев С.Ю. Оптимальное управление отопительной системой независимого типа // Науковий вісник будівництва. Вип.10. – Харків: ХДТУБА, ХОТВ АБУ, 2000. – С.120-123.

4.Стоянов Ф.А. Оптимальное автоматизированное проектирование проточных частей осевых турбин. – К.: Наукова думка, 1989. – 176 с.

5.Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. – М.: Мир, 1975. – 536 с.

6.Геминтерн В.Н., Каган Б.Н. Методы оптимального проектирования. – М.: Энергия, 1980. – 158 с.

Получено 12.11.2004

УДК 621.444 + 621.577

В.Ф.ГУБАРЬ, С.А.ГОРОЖАНКИН, доктора техн. наук

Донбасская национальная академия строительства и архитектуры, г.Макеевка

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВОК С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ, РАБОТАЮЩИМИ ПО ЦИКЛУ СТИРЛИНГА

Рассматриваются параметры тепловых насосов, работающих по циклу Стирлинга. Исследована их эффективность в зависимости от температур низкопотенциальных источников теплоты, параметров систем отопления с такими термотрансформаторами.

Системы теплоснабжения являются одними из крупных потреби-