

УДК 621.577.4:621.311.22:697.34

Басок Б.И.¹, Швец М.Ю.², Рутенко А.А.¹, Барило А.А.³, Беляева Т.Г.¹, Лунина А.А.¹, Недбайло О.М.¹¹ *Институт технической теплофизики НАН Украины*² *Теплоэлектроцентраль №6 АК „Киевэнерго”*³ *Институт возобновляемой энергетики НАН Украины*

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СБРОСНОЙ ТЕПЛОТЫ ВОДООБОРОТНЫХ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЦИКЛОВ НА ОСНОВЕ ТЕПЛОНАСОСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ (НА ПРИМЕРЕ ТЭЦ-6 г. КИЕВА)

Наведено технологічну, енергетичну та економічну оцінку доцільності використання скидної теплоти Київської ТЕЦ-6 на основі теплонасосних технологій.

Произведена технологическая, энергетическая и экономическая оценка целесообразности использования сбросной теплоты Киевской ТЭЦ-6 на основе теплонасосных технологий.

The technological, power and economic estimation of expediency of the use of upcast heat of Kyiv TEC-6 on the basis of heat-pumps technologies is expound.

k – отношение реального коэффициента трансформации к идеальному;

N – электрическая мощность генератора;

ΔQ – потери теплоты на охлаждение;

T_p, T_2 – температуры нагрева сетевой воды и источника сбросной теплоты;

ϕ – коэффициент трансформации теплового насоса;

ТН – тепловой насос;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

Э – электрической нагрузки;

ЦСД – цилиндр среднего давления.

Индексы нижние:

г – генератор;

мс – система маслоснабжения турбины;

н.о – насосное оборудование.

В настоящее время теплоснабжение крупных городов в Украине осуществляется в основном централизованными системами – ТЭЦ с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты. С технологической точки зрения такое производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ является более эффективным, чем раздельное производство электроэнергии на конденсационных тепловых электростанциях и теплоты на котельных. Однако, при этом имеют место значительные потери теплоты. Кроме этого, в основном, ТЭЦ размещены в черте города, и вредные выбросы наносят большой экологический ущерб окружающей среде. Применение тепловых насосов может улучшить условия теплоснабжения и сократить потребление первичной энергии (органического топлива).

Эффективность использования тепловых насосов связана с выбором источника низкопотенциальной теплоты. В мире постоянно возрастает интерес к использованию мощных

тепловых насосов для централизованного тепло- и хладоснабжения потребителей. Лидером в этой области являются: Швеция, США, Япония, Франция, Финляндия и др. В качестве источника теплоты для мощных тепловых насосов используют сбросную теплоту канализационных стоков, теплоту водоемов и морей, сбросную теплоту техногенного происхождения. Во многих случаях применение тепловых насосов определяется условиями конкретного потребителя, а именно наличием источника низкопотенциальной теплоты, спросом на произведенную теплоту, наличием электроснабжения и другими.

В данной работе рассматривается возможность применения тепловых насосов большой мощности с использованием сбросной теплоты водооборотных конденсационных циклов на примере ТЭЦ-6 г. Киева. Близкие технологические подходы для ТЭЦ-5 г. Киева рассмотрены в [1]. Несомненным преимуществом внедрения

тепловых насосов на данном объекте является наличие большого количества сбросной теплоты, развитых тепловых сетей, надежного электроснабжения, квалифицированного эксплуатационного и ремонтного персонала, а также дефицит тепловой энергии, который покрывается пиковыми водогрейными котлами. Кроме того, внедрение тепловых насосов на ТЭЦ-6 уменьшит тепловые выбросы в атмосферу.

В зимний период ТЭЦ-6 обеспечивает теплотой несколько районов г. Киева через четыре тепловые магистрали. Действительный расход сетевой воды в зимний период составляет 23000 т/ч. Температурный график тепловой сети АК «Киевэнерго» и график тепловых нагрузок потребителей ТЭЦ-6 представлен на рис. 1.

Установленная мощность ТЭЦ-6: электрическая 500 МВт, тепловая 2000 МВт (1740 Гкал/ч). Оборудование ТЭЦ-6: 2 теплофикационных блока 250 МВт и 6 водогрейных котлов КВГМ-180. Основные технические характеристики турбоустановки Т-250/300-240-2 при номинальном режиме: мощность – 250 МВт; температура и давление свежего пара – 540 °С и 23,5 МПа; давление и температура пара перед ЦСД – 3,73 МПа, и 540 °С; расход пара на турбину (номинал./максим.) – 265/272 кг/с; расчетное давление в конденсаторе – 5,5 кПа; тепло-

вая нагрузка – 330 Гкал/час [2].

Тепловая нагрузка тепловой сети покрывается одним или двумя энергоблоками, которые работают в теплофикационном режиме, и водогрейными котлами. Нагрузку энергоблоков регулирует диспетчерская служба энергосистемы.

На ТЭЦ-6 существует замкнутая циркуляционная система охлаждения, которая используется для конденсации пара в конденсаторе турбин и охлаждения вспомогательного оборудования. Расход циркуляционной воды в зимний период при работе одного или двух блоков определяется надежностью работы оборудования и составляет 28000...30000 м³/ч. Температуру охлаждающей воды на входе в конденсатор нормативно рекомендуется поддерживать 15 °С (не ниже 12 °С). Температура на выходе из конденсаторов составляет 15...23 °С.

На ТЭЦ с теплофикационными турбинами эффективнее использовать теплофикацию, чем тепловые насосы для теплоснабжения потребителей, но при больших тепловых нагрузках теплосети, когда нужен пиковый нагрев сетевой воды, может оказаться, что более целесообразно использовать тепловые насосы [3]. Оценим минимальное количество теплоты при теплофикационном режиме работы турбин, которое отдается циркуляционной воде и может быть

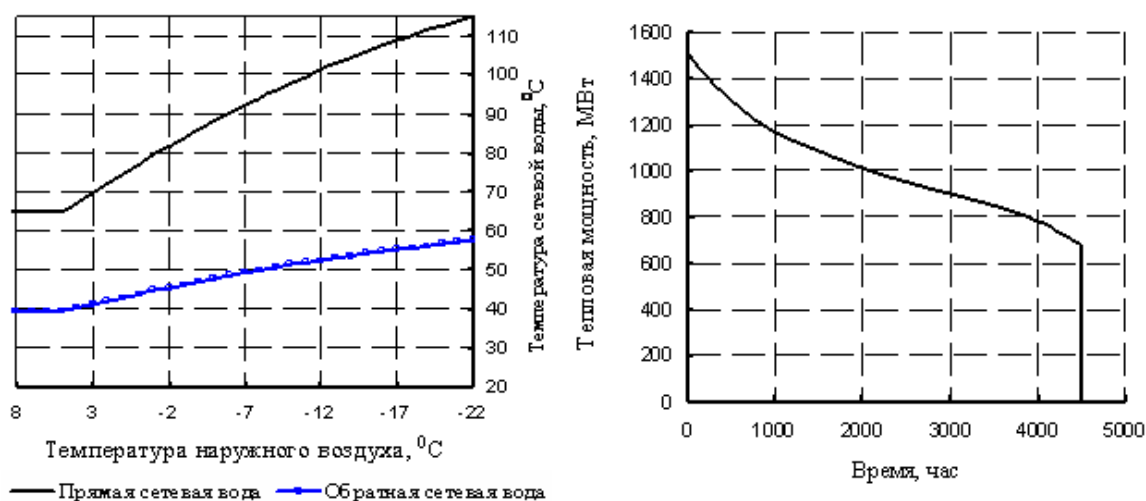


Рис. 1. Температурный график тепловой сети АК «Киевэнерго» на отопительный период и график тепловых нагрузок потребителей ТЭЦ-6.

использовано для работы тепловых насосов. Оно состоит из:

1. Теплоты конденсации пара, поступившего в конденсатор. Согласно инструкции по эксплуатации турбоустановки при теплофикационном режиме работы минимальный расход пара – 60...80 т/ч. Также в конденсатор сбрасывается при теплофикационном режиме 80...90 % теплоты пара, который поступает в холодильники основных эжекторов и эжекторов уплотнений. Данное количество теплоты составляет 4...5 МВт. Тогда общий сброс теплоты в конденсатор каждой турбины при теплофикационном режиме составляет 50...60 МВт.

2. Теплоты, которая передается циркуляционной воде в результате охлаждения обмоток генератора и системы маслоснабжения турбины, в зависимости от нагрузки, которая равняется:

$$\Delta Q_{\Gamma} = 1,5\% \cdot N = 2...4,5 \text{ МВт}, \Delta Q_{\text{МС}} = 4...7 \text{ МВт}.$$

3. Теплоты, которая передается циркуляционной воде в результате охлаждения насосного оборудования блока и тепловой сети, которая в зимний период оценивается: $\Delta Q_{\text{н.о}} = 2...4 \text{ МВт}$.

Таким образом, общее количество теплоты, переданное циркуляционной воде в процессе работы одного блока в теплофикационном режиме, составляет около 60...75 МВт, а при работе двух блоков – 115...150 МВт. Такую сбросную теплоту можно использовать для подогрева сетевой воды с помощью тепловых насосов.

В качестве прототипа возможной техно-

логии и установки была рассмотрена теплонасосная станция Katri Vala в г. Хельсинки (Финляндия), которая одновременно может вырабатывать 90 МВт тепловой энергии и 60 МВт холода и состоит из пяти тепловых насосов Unitop 50FY Friotherm AG (Швеция). Монтажные работы на теплонасосной станции Katri Vala были начаты летом 2004 г., а осенью 2006 г. станция начала коммерческий отпуск теплоты потребителям [4]. В таблице 1 приведены технические характеристики тепловых насосов Unitop 50FY Friotherm AG, установленных на теплонасосной станции Katri Vala.

На ТЭЦ-6 также возможно использование пяти тепловых насосов Unitop 50FY. Как известно, эффективность теплового насоса определяется коэффициентом трансформации [3,5]:

$$\phi = k \cdot \frac{T_1}{T_1 - T_2}. \quad (1)$$

Максимальное значение коэффициента трансформации будет при минимальной разнице между температурой сетевой воды и температурой сбросной теплоты. Поэтому наиболее целесообразно использовать тепловые насосы для подогрева обратной сетевой воды, а также для охлаждения циркуляционной воды, и установить их за конденсаторами параллельно друг другу.

На рис. 2 приведен график зависимости расчетного коэффициента трансформации теплового насоса Unitop 50FY в зависимости от температуры обратной воды [4] при температуре сбросного источника теплоты на входе/

Табл. 1. Технические данные по тепловым насосам Unitop 50FY Friotherm AG, установленным на теплонасосной станции Katri Vala

Параметр	Отопительный период	Летний период
Тепловая мощность, кВт	16770	18113
Расход сетевой воды, м ³ /ч	1221	370
Температура сетевой воды на входе/выходе, °С	50 / 62	45 / 88
Мощность электродвигателя, кВт	6500	6500
Напряжение, кВ	11	11
Охлаждающая мощность, кВт	12000	12000
Температура источника на входе/выходе, °С	10 / 4	20 / 4

выходе – 18/12 °С и расходе сетевой воды – 1400 м³/ч. В нашем случае средний коэффициент трансформации теплового насоса за отопительный период с учетом климатических характеристик г. Киева [6] и температурного графика тепловой сети АК «Киевэнерго» (рис. 1) составляет 3,6.

Определим место подключения тепловых насосов по сетевой воде перед бойлерами блоков (последовательно) или параллельно бойлерам блоков. При подключении тепловых насосов по сетевой воде перед бойлерами блоков, температура сетевой воды на входе в бойлер возрастет приблизительно на 5 °С. Повышение температуры сетевой воды на входе в бойлер на 1 °С (при номинальной нагрузке) приведет к уменьшению электрической мощности энергоблока на 1...1,5 МВт.

При параллельном подключении бойлерам блоков для экономичной работы энергоблоков выгодно использовать для нагрева сетевую воду с минимальной температурой и поддерживать минимально допустимое давление пара в теплофикационных отборах пара. При номинальной нагрузке для экономичной работы блоков расход через бойлера каждого блока должен быть около 8000 м³/ч. Тогда максимальный расход сетевой воды через пять тепловых насосов, включенных параллельно, составляет 7000 м³/ч или 1400 м³/ч для каждого. Схема

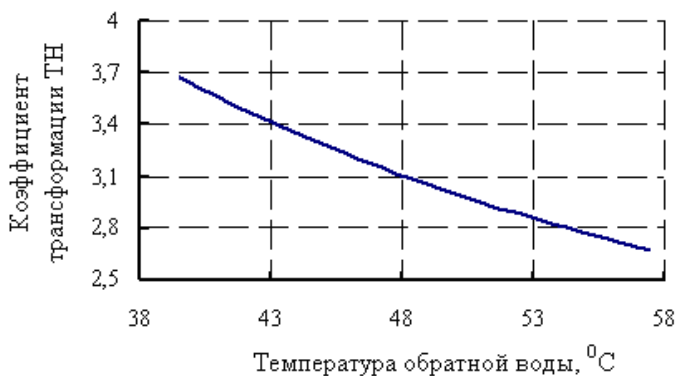


Рис. 2. Расчетный коэффициент трансформации теплового насоса Unitop 50FY Friotherm AG при температуре сбросного источника теплоты на входе /выходе – 18/12 °С.

подключения тепловых насосов в действующую схему ТЭЦ-6 представлена на рис. 3.

Для определения экономической эффективности включения тепловых насосов в технологическую схему Киевской ТЭЦ-6 необходимо определить затраты условного топлива на производство теплоты и электрической энергии на действующем оборудовании. Для этого были проанализированы методы распределения затрат для ТЭЦ [7-15] и выбран физический метод, сущность которого сводится к тому, что вся экономия от теплофикации относится на электроэнергию, а затраты на отпускаемую теплоту приравниваются затратам условного топлива по отпуску «свежего» пара от ТЭЦ [12].

Эффективность работы энергетических блоков зависит от нагрузки, и без учета потерь на собственные нужды, при тепловом графике нагрузки на минимальной мощности коэффициент полезного использования топлива составляет – 85 %, а при номинальной – 89,5 %. С учетом электрических потерь на собственные нужды блока (без тепловой сети) – на минимальной – 80,5 %, на номинальной – 87 %.

Для определения расходов топлива на теплоту и электроэнергию на ТЭЦ-6 были рассмотрены четыре режима работы оборудования:

1. Работает один блок на минимальной нагрузке по тепловому графику 150 МВт(Э) и 185 Гкал/ч (215 МВт), а остальная тепловая нагрузка покрывается водогрейными котлами.

2. Работает один блок на номинальной нагрузке по тепловому графику 250 МВт(Э) и 330 Гкал/ч (380 МВт), а остальная тепловая нагрузка покрывается водогрейными котлами.

3. Работает два блока на минимальной нагрузке по тепловому графику 300 МВт(Э) и 370 Гкал/ч (430 МВт).

4. Работает два блока на номинальной нагрузке по тепловому графику 500 МВт(Э) и 660 Гкал/ч (760 МВт).

Согласно с режимной картой энергетического котла ТГМП-344А (КП-1000-255-ГМ), удельный расход топлива уменьшается с увеличением нагрузки (рис. 4).

В таблице 2 приведены расчетные парамет-

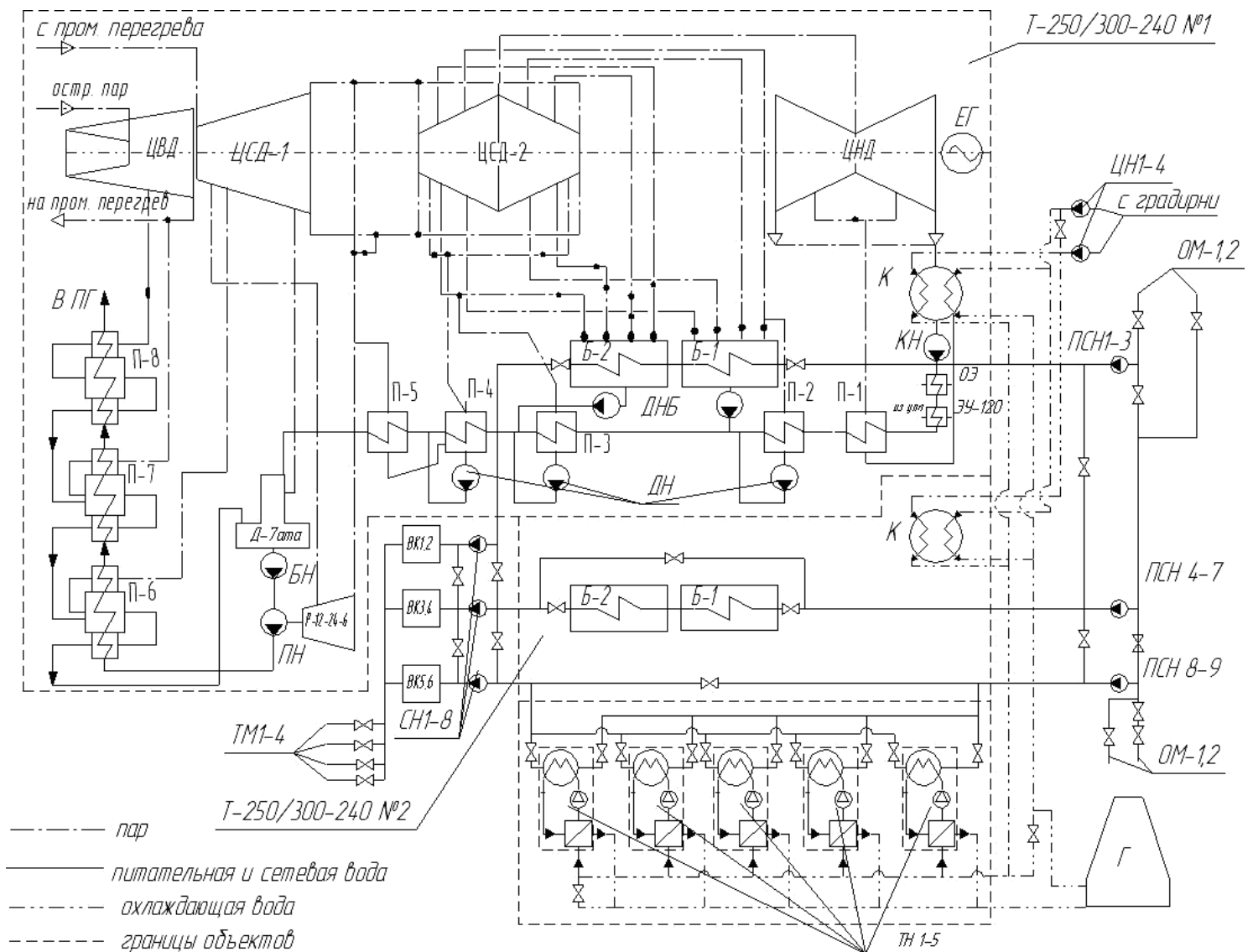


Рис. 3. Схема подключения тепловых насосов в действующую схему ТЭЦ-6:
ЦВД – цилиндр высокого давления; **ЦСД-1** – первый цилиндр среднего давления; **ЦСД-2** – второй цилиндр среднего давления; **ЦНД** – цилиндр низкого давления; **ЕГ** – электрический генератор; **К** – конденсатор; **ОЭ, ЭУ-120** – эжектора; **ПН-8** – подогреватели; **ДН** – дренажный насос подогревателей; **Д** – деаэрактор; **Б1, 2** – бойлера блока №1, 2; **ДНБ** – дренажный насос бойлеров; **КН** – конденсатные насосы; **БН** – бустерный насос; **ПН** – питательный насос; **ОМ1-4** – обратная тепловая магистраль №1-4; **ТМ1-4** – прямая тепловая магистраль №1-4; **ПСН1-9** – подкачивающие сетевые насосы №1-9; **СН1-8** – сетевые насосы второго подъема №1-8; **ВК1-6** – водогрейные котлы **КВГМ-180** №1-6; **ТН1-5** – тепловые насосы **Unitop 50FY Friotherm AG** № 1-5; **ЦН1-4** – циркуляционные насосы №1-4; **Г1, 2** – градирня №1, 2.

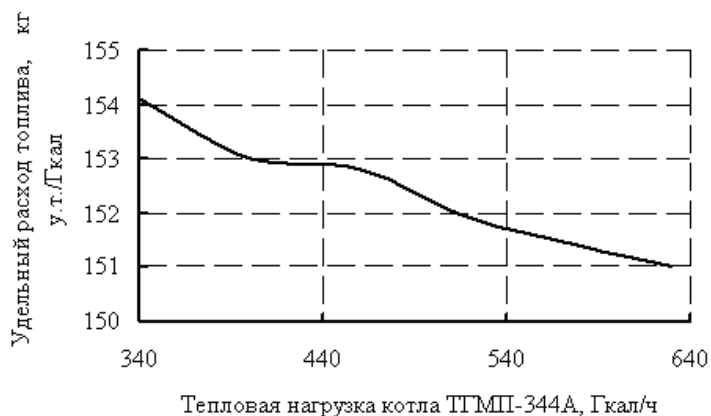


Рис. 4. Зависимость удельного расхода топлива для энергетического котла ТГМП-344А от нагрузок.

тры ТЭЦ-6 для приведенных выше четырех режимов работы оборудования. Расход топлива на производство теплоты составляет от 151 до 154 кг у.т./Гкал.

При включении пяти тепловых насосов (ТН) Unitop 50FY в технологическую схему увеличатся затраты электроэнергии на собственные нужды теплосети на 32,5 МВт, и выработка теплоты составит в среднем 100 Гкал/ч (117 МВт). В таблице 3 приведена экономия топлива при различных режимах работы.

Для дальнейших экономических рас-

четов принималась средняя экономия газа 8,9 тыс. м³/ч, время работы оборудования 5600 ч/год. Тогда годовая экономия газа составит 50 млн. м³. В таблице 4 приведены технико-экономические показатели при включении пяти тепловых насосов Unitop 50FY в технологическую схему ТЭЦ-6.

Основные эксплуатационные затраты включают затраты на энергоносители, амортизацию, текущий ремонт и прочие. При расчете эксплуатационных затрат годовой процент амортизации был принят 6 %, затраты на текущий ремонт и прочие затраты приняты в размере 2 % от затрат на амортизацию, дополнительный обслуживающий персонал не вводится.

На рис. 5 представлен график изменения срока окупаемости в зависимости от стоимости газа. Как видно из графика, с повышением цены на газ срок окупаемости от внедрения данной технологии уменьшается.

Выводы

На ТЭЦ-6 возможно внедрение тепловых насосов суммарной мощностью около 100 МВт, в качестве примера предлагается 5 тепловых насосов Unitop 50FY Friotherm AG (Швеция) средней суммарной мощностью 117 МВт, которые потребляют 32,5 МВт электрической

Табл. 2. Расчетные параметры ТЭЦ-6 для четырех режимов работы оборудования

Параметр	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
Электрическая нагрузка, вырабатываемая генератором, МВт	150	250	300 (150+150)	500 (250+250)
Использование электроэнергии на собственные нужды блоков, МВт	13	13	22	22
Использование электроэнергии на собственные нужды теплосети, МВт	22,5	22,5	22,5	22,5
Выдача электроэнергии в сеть, МВт	114,5	214,5	255,5	455,5
Удельный расход топлива теплоту, кг у.т./Гкал	154	151	154	151
Удельный расход топлива электроэнергию без учета собственных нужды, г у.т./кВт·ч	160	145	160	145
Удельный расход топлива электроэнергию с учетом собственных нужды, г у. т./кВт·ч	245,5	198,0	220,1	186,5

Табл. 3. Экономия топлива для четырех режимов работы ТЭЦ-6 при включении пяти тепловых насосов (ТН) Unitop 50FY Friotherm AG

Параметр	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
Электрическая нагрузка, потребляемая тепловыми насосами (ТН), МВт	32,5	32,5	32,5	32,5
Средняя тепловая мощность, вырабатываемая ТН, МВт	117	117	117	117
Количество топлива, используемого на производство электроэнергии для тепловых насосов, т у.т./ч	7,98	6,43	7,15	6,06
Экономия топлива на производство теплоты с помощью ТН, т у.т./ч	17,52	17,18	17,52	17,18
Разница между количеством топлива на производство теплоты и электроэнергии для ТН, т у.т./ч	9,54	10,74	10,37	11,12
Экономия природного газа, тыс. м ³ /ч	8,14	9,17	8,85	9,49

Табл. 4. Техничко-экономические показатели включения пяти тепловых насосов Unitop 50FY в технологическую схему ТЭЦ-6

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		
1.	Средняя суммарная мощность тепловых насосов	МВт	117		
2.	Стоимость оборудования и монтажных работ	млн. грн.	450		
3.	Общие эксплуатационные затраты	млн. грн.	27,54		
4.	Цена на газ	грн./тыс. м ³	1500	2000	2500
5.	Годовая экономия затрат на газ	млн. грн.	75	100	125
6.	Чистая экономия	млн. грн.	47,46	72,46	97,46
7.	Срок окупаемости	лет	9,5	6,2	4,6

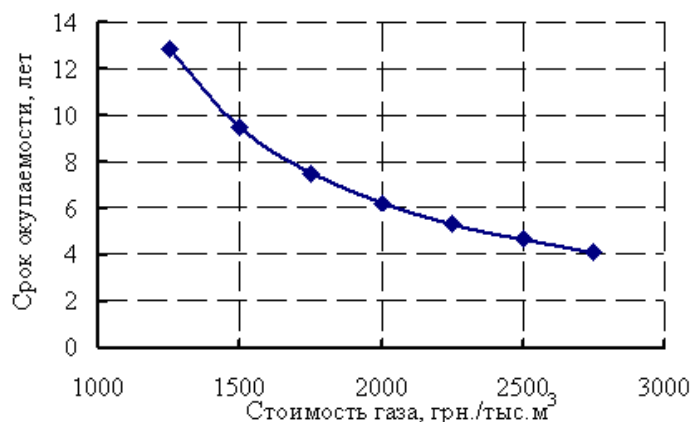


Рис. 5. Изменение срока окупаемости в зависимости от стоимости газа.

энергии. В результате этого: потребление природного газа сократится приблизительно на 9 тыс. м³/ч или 50 млн. м³ в год; уменьшатся выбросы с дымовыми газами, а также тепловые выбросы в атмосферу.

Предварительная энергетическая и экономическая оценка указывает на целесообразность введения тепловых насосов в технологическую схему ТЭЦ-6.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Никифорович Є.І., Литвинюк Ю.М.* Перспективи використання теплових насосів для утилізації низькопотенційного тепла на прикладі ТЕЦ-5 м. Києва // *Нова тема.* – 2008. – № 4. – С. 13-16.

2. *Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп./ Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: МЭИ, 2001. – 488 с.*
3. *Швец М.Ю. Доцільність застосування теплових насосів для теплопостачання споживачів у схемах теплових електричних станцій // Відновлювана енергетика. № 2, 2010. – С. 71-75.*
4. http://www.friotherm.com/downloads/katri_vala_e012_uk.pdf
5. *Теплотехніка: Підручник. – 2-е вид., перероб. і доп./ Під ред. Б.Х. Драганова — К.: „ІНКОС”, 2005. – 400 с.*
6. *Апарцев М.М. Наладка водяних систем централізованого теплоснабження // Справочное пособие, М., Энергоиздат, 1983. – 202 с.*
7. *Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети, М., Энергоиздат, 1982. – 360 с.*
8. *Пустовалов Ю.В. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1992, № 9. – С. 48-55.*
9. *Славина Н.А., Косматов Э.М., Барыкин Е.Е. О методах распределения затрат на ТЭЦ // Электрические станции. 2001, № 11. – С. 11-14.*
10. *Шаргут Я.Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1994, № 12. – С. 62-66.*
11. *Пиир А.Э., Кунтши В.Б. Определение показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ без разделения расходов топлива и оборудования по видам продукции // Теплоэнергетика. 2006. – № 5. – С. 66-69.*
12. *Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. – 280 с.*
13. *Басок Б.И., Беляева Т.Г., Рутенко А.А., Лунина А.А. Анализ экономической эффективности при реализации теплонасосных систем для теплоснабжения // Промышленная теплотехника. – 2008. – Т. 30. – № 4. – С. 56-63.*
14. *Городничий В.Е., Сорока Д.В., Басок Б.И., Беляева Т.Г., Рутенко А.А. Экономическая эффективность системы отопления на базе теплового насоса малой мощности // Промышленная теплотехника. – 2008. – Т. 30. – № 6. – С. 89-94.*
15. *Беляева Т.Г., Рутенко А.А., Ткаченко М.В., Басок О.Б. Оценка экономической целесообразности использования тепловых насосов в коммунальной теплоэнергетике Украины // Пром. теплотехника. – 2009. – Т. 31, № 5. – С. 81-87.*

Получено 15.07.2010 г.