

DOI 10.5862/JEST.243.3

УДК 621.577.42

*И.Д. Аникина, В.В. Сергеев, Н.Т. Амосов, М.Г. Лучко*

## **ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ В СХЕМАХ ДЕАЭРАЦИИ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЭЦ**

*I.D. Anikina, V.V. Sergeev, N.T. Amosov, M.G. Luchko*

## **HEAT PUMPS IN SCHEMES OF MAKE-UP WATER DEAERATION IN A THERMAL POWER PLANT**

Рассматривается возможность применения установок парокомпрессионных тепловых насосов для повышения эффективности производства тепловой энергии на тепловых электрических станциях. Расчеты сделаны для тепловой электрической станции филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» – Правобережной ТЭЦ-5. Они производились для тепловых насосов различной мощности с теплоотпуском 2 и 50 МВт. Анализ эффективности использования ТНУ в тепловой схеме ТЭЦ произведен путем детальной расчетной оценки влияния на режим работы станции с определением характеристик ТНУ при различных режимах работы ТЭЦ в целом по отпуску теплоты и электроэнергии. Предложена схема использования теплового насоса для подогрева подпиточной воды теплосети перед вакуумным деаэратором. Рекомендованный источник низкопотенциального тепла – циркуляционная вода после конденсатора паровой турбины ПГУ-блока. Рассмотрены различные варианты использования тепла от теплового насоса. При реализации схемы использования ТНУ тепловой мощностью 50 МВт для увеличения теплоотпуска от станции экономия топлива достигает 57,3 тыс. т у.т./год (3 % от суммарного годового расхода топлива), срок окупаемости такой установки – менее двух лет.

ТЕПЛОВОЙ НАСОС; ТЭЦ; ЭФФЕКТИВНОСТЬ; ПОДПИТОЧНАЯ ВОДА; РЕЖИМЫ РАБОТЫ.

The paper considers installing vapor compression heat pumps at thermal power stations with the purpose of increasing the electrical power generation efficiency. All calculations were made for the Pravobereznaya CHPP-5 thermal power station of the Nevsky branch of the TGC-1 JSC. The calculations were made for heat pumps with different heat capacities of 2 MW and 50 MW. The efficiency of the heat pump system within the heat grid of the power station was analyzed through a detailed calculated estimate of the effect on the operating mode of the station with simultaneous calculation of the heat pump characteristics. The analysis was performed for different operating modes of the station. We proposed a scheme for using the heat pump for heating the make-up water in the heat supply system before it enters the vacuum deaerator. The cooling water located after the condenser on the combined cycle power unit is recommended as a low-energy heat source. Different alternatives of using the heat from the heat pump have been analyzed and the results demonstrate that the schematic application of heat pumps with the heat capacity of 50 MW to increase the heat generation in the heat supply system is commercially viable. The reference fuel economy runs at 57.3 thousands of tons per year and the payback time will be less than 2 years.

HEAT PUMP; CHP; EFFICIENCY; MAKE-UP WATER; MODES OF OPERATION.

### **Введение**

Производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ сопровождается образованием значительного объема вторичных энергетических ресурсов (ВТЭР). Поэтому создание уста-

новок для утилизации ВТЭР – это перспективный способ повышения эффективности ТЭЦ. Использование теплонасосных установок (ТНУ) для утилизации ВТЭР вызывает научный интерес уже не одно десятилетие.

Переход к рыночной модели оценки экономических показателей работы энергетических объектов оказал значительное влияние на принятие решений, определяющих выбор оборудования и режимы эксплуатации теплоэлектростанций (ТЭЦ). Поэтому решение задачи повышения эффективности работы ТЭЦ требует учета технических и экономических факторов, таких, как особенности технологической схемы ТЭЦ, климатологические характеристики объекта, состояние эксплуатируемого оборудования, режимы работы ТЭЦ и особенности трейдинговой деятельности. Оценка эффективности использования ТНУ в составе ТЭЦ должна производиться с учетом всех перечисленных технических и экономических факторов.

### Цель и задачи работы

Цель нашей работы — исследовать эффективность применения парокompрессионных тепловых насосов в технологических схемах теплоэлектростанций с учетом производства и потребления тепловой энергии. Для анализа эффективности применения ТНЦ в составе работающей ТЭЦ была выбрана тепловая электрическая станция филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» — Правобережная ТЭЦ-5.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

разработать схемные решения, повышающие эффективность процесса когенерации на ТЭЦ, т. е. произвести выбор места установки теплового насоса, источника низкопотенциального теп-

ла (ИНТ) в составе тепловой схемы ТЭЦ, а также определить варианты использования полученного тепла от ТНУ для оптимизации работы ТЭЦ;

разработать имитационную модель технологической схемы ТЭЦ-5, адекватную фактическим характеристикам станции и обладающую возможностью подключения ТНУ;

выполнить анализ влияния ТНУ различных мощностей на технико-экономические показатели работы ТЭЦ в основных режимах работы станции;

произвести оценку экономической эффективности энергосберегающих мероприятий, реализуемых с помощью теплонасосных технологий.

### Схемное решение

Анализ ИНТ по ряду характеристик (тепловая мощность, температурный уровень, часовой расход, степень концентрации примесей, условия выделения и содержание примесей в воде, химическое воздействие источника на металлы, рабочие вещества и окружающую среду [1, 2]) показал, что перспективным источником теплоты низкого потенциала на ТЭЦ-5 является охлаждающая вода конденсатора паровой турбины ПГУ-блока. На рис. 1 показано изменение теплоэнергетического потенциала этого ИНТ по месяцам за год (в октябре блок не работал). Потенциал данного источника низкопотенциальной теплоты позволяет использовать ТНУ широкого диапазона мощности — до 50 МВт тепловой мощности.

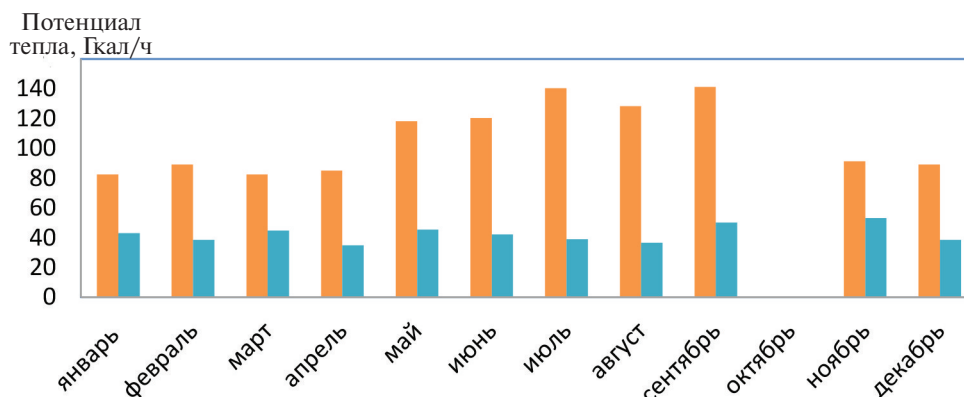


Рис. 1. Потенциал сбросного тепла циркуляционной воды ПГУ-блока ТЭЦ-5  
(■ —  $Q_{\text{ср}}$ ; ■ —  $Q_{\text{мин}}$ )

Выбор охлаждающей воды в оборотной системе технического водоснабжения в качестве ИНТ позволит:

- снизить количество сбрасываемой теплоты;
- сократить расход циркуляционной воды, поступающей на градирни, а следовательно, сократить расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов;

- снизить температуру циркуляционной воды на входе в паровую турбину (ПТ) и, как следствие, углубить вакуум в конденсаторе ПТ;

- улучшить экологические показатели ТЭЦ.

После определения источника низкопотенциального тепла необходимо осуществить выбор потребителя тепла от ТНУ в составе ТЭЦ.

Тепло, полученное с помощью мощных ТНУ, на ТЭЦ, работающих в открытой системе теплоснабжения, можно использовать для двух целей: для подогрева подпиточной воды теплосети (подпитка); для подогрева обратной сетевой воды (ОСВ) теплосети.

Для общего теплового баланса ТЭЦ эти варианты равноценны, однако эффективность работы ТНУ зависит от величины перепада температур между источником и потребителем тепла от ТНУ [3] (чем перепад меньше, тем эффективность выше [4]). Поэтому предпочтительным вариантом использования тепловой нагрузки от ТНУ большой мощности является подогрев подпиточной воды теплосети перед системой ваку-

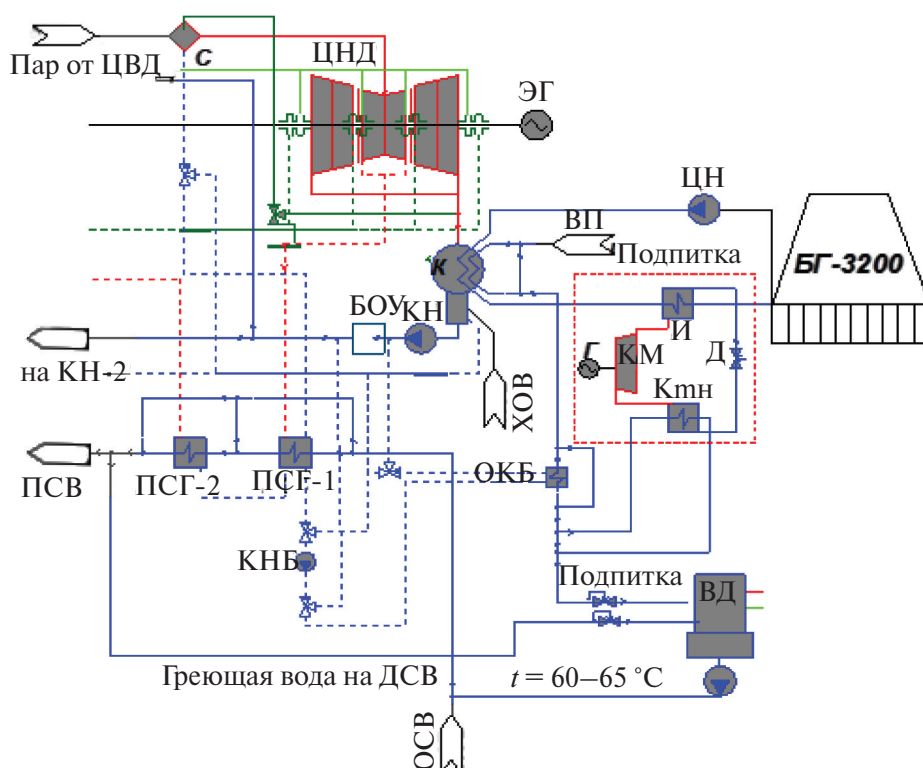


Рис. 2. Схема использования парокомпрессионного теплового насоса для подогрева подпиточной воды (подпитка) теплосети ТЭЦ-5:

ВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; ЭГ – генератор электроэнергии; К – конденсатор паровой турбины; ВП – встроенный пучок конденсатора; ЦН – циркуляционный насос; БГ – башенная градирня; КН – конденсатный насос; БОУ – блочная обессоливающая установка; ХОВ – химически очищенная вода; Г – генератор ТНУ; И – испаритель ТНУ; ТНУ – теплонасосная установка; КМ – компрессор ТНУ; К<sub>мн</sub> – конденсатор ТНУ; Д – дроссельный вентиль ТНУ; ПСВ – прямая сетевая вода; ПСГ – сетевой подогреватель горизонтального типа; ОКБ – охладитель конденсата бойлера; КНБ – конденсатный насос бойлера; ВД – вакуумный деаэратор

умных деаэраторов (ВД). Расходы и температурный уровень подпиточной воды на ТЭЦ-5 (усредненное значение расхода – порядка 2000 т/ч, усредненное значение температуры перед ВД – 35 °С) позволяют установить тепловые насосы широкого диапазона мощностей (от 1 до 50 МВт).

Исходя из вышеизложенного для ТЭЦ-5 предлагается ТНУ в составе ПГУ-блока за охладителем конденсата бойлеров (ОКБ) (рис. 2), а в качестве источника низкопотенциального тепла – охлаждающая вода после конденсаторов паровой турбины.

### Метод исследования

Анализируя влияние установки теплового насоса на режимы работы ТЭЦ, необходимо сравнить основные технико-экономические показатели (ТЭП) работы ТЭЦ в вариантах без установки ТНУ и с включением ТНУ в состав технологической схемы ТЭЦ.

Методом для исследования динамики показателей работы теплоэлектроцентралей при-

нят метод имитационного моделирования режимов работы ТЭЦ. Моделирование принципиальной тепловой схемы производилось с использованием программного продукта «United Cycle», являющегося новой версией САПР «Тепловая схема» [5].

Степень детализации созданной тепловой схемы в САПР «United Cycle» определялась следующим условием: математическая модель ТЭЦ должна обеспечить возможность имитации такого же разнообразия эксплуатационных режимных состояний, какими обладает реальная ТЭЦ [6, 7]. На рис. 3 показана расчетная схема ПГУ-блока, набранная в САПР «United Cycle» и являющаяся частью расчетной тепловой схемы ТЭЦ. Полная математическая модель станции состоит из паротурбинного блока с турбиной Т-180, бинарного парогазового блока 450-Т, паровой котельной и пиковой водогрейной котельной, имеющей восемь водогрейных котлов.

Проверка адекватности созданной математической модели по отношению к реальной ТЭЦ

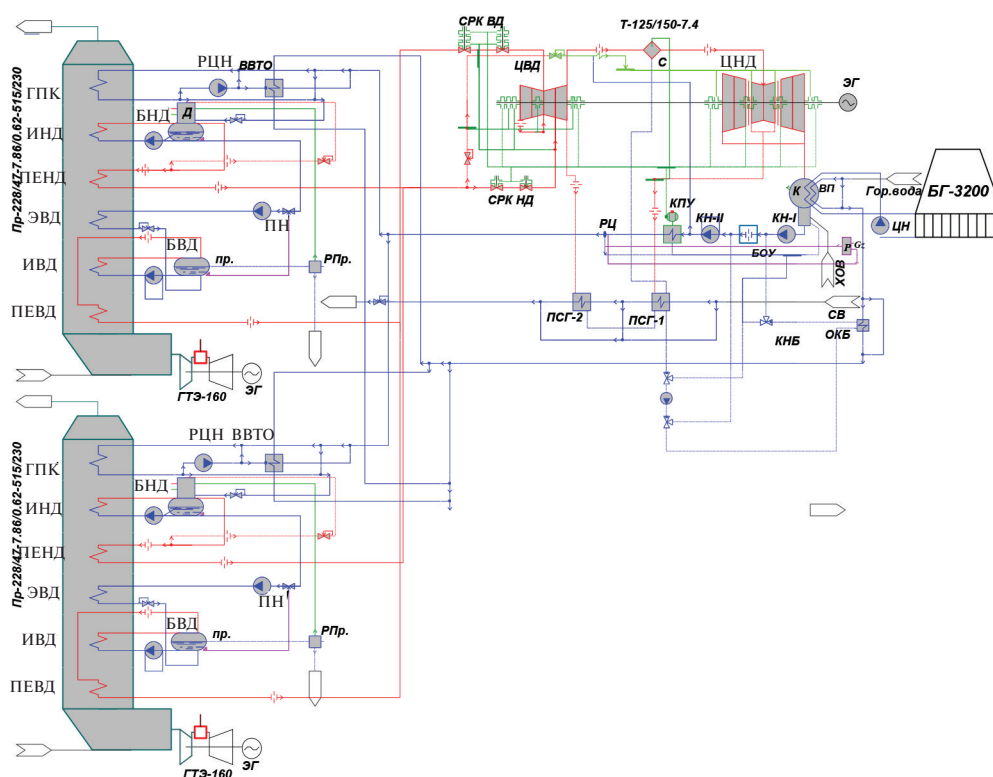


Рис. 3. Расчетная тепловая схема в САПР «United Cycle». ПГУ-блока Правобережной ТЭЦ-5 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

Таблица 1

**Сравнение контрольных (фактических) данных о работе ПГУ-блока  
с результатами расчета в САПР «United Cycle»**

Наименование параметра	Контрольное значение	Расчет UC
<i>Газотурбинная установка (ГТУ)</i>		
Температура наружного воздуха, °C	–1,8	–1,8
Давление наружного воздуха, кПа	0,1013	0,1013
Влажность наружного воздуха, %	90	90
Температура газов на выходе ГТУ, °C	535,7	535,7
Расход газов на выходе ГТУ, кг/с	529,4	529,4
Мощность ГТУ, МВт	165,3	165,3
Кпд ГТУ, %	34,07	34,05
<i>Котел-утилизатор (КУ)</i>		
Расход пара высокого давления (ВД) КУ, т/ч	233,8	236,3
Температура пара ВД на выходе КУ, °C	510,3	510,4
Расход пара низкого давления (НД) КУ, т/ч	49,6	51,8
Температура пара НД на выходе КУ, °C	232,9	232,5
<i>Паровая турбина</i>		
Расход пара ВД, т/ч	467,9	473
Температура пара ВД, °C	508,1	507
Давление пара ВД, кг/см <sup>2</sup>	75,68	75,68
Расход пара НД, т/ч	100,2	103
Температура пара НД, °C	231,3	232
Давление пара НД, кг/см <sup>2</sup>	6,61	6,61
Температура подпиточной воды, °C	5	5
Расчетное давление в конденсаторе, кг/см <sup>2</sup>	0,019	0,0232
Расход сетевой воды (СВ), т/ч	5000	5000
Температура СВ на входе в сетевые подогреватели, °C	51,0	51,0
Температура СВ на входе в сетевые подогреватели, °C	107,7	108
Мощность на клеммах генератора, МВт	113,27	115,1

производилось методом поэтапного анализа параметров режимов, рассчитанных с помощью САПР «United Cycle» (расчет UC), и контрольных параметров работы ПГУ-блока, полученных от персонала станции. Пример такого сравнения для зимнего режима работы при температуре наружного воздуха –1,8 °C показан в табл. 1; относительная величина отклонения рассчитанных параметров от контрольных составляет не более 2 %.

Важным моментом, влияющим на эффективность совместной эксплуатации ТЭЦ и теплового насоса, является выбор варианта применения полученного тепла от ТНУ. В работе рассматри-

вались три возможности использования теплоты от ТНУ для изменения режима ТЭС:

1) использование теплоты после ТНУ для дополнительного производства электрической энергии ( $\uparrow N_{\text{выр}}$ ) за счет снижения нагрузок теплофикационных отборов паровых турбин; при этом отпуск тепла от ТЭЦ и суммарный расход топлива не изменяются;

2) тепловой насос используется для увеличения отпуска теплоты  $Q_{\text{от}}$  от ТЭЦ. При этом суммарная электрическая нагрузка ТЭЦ и суммарный расход сожженного топлива остаются неизменными;

3) использование отпуска теплоты после ТНУ для снижения расхода топлива ( $\downarrow B_p$ ), сожженного в камерах сгорания ГТУ (для ПГУ-блока). При этом суммарная выработка электроэнергии и отпуск тепла от ТЭЦ остаются неизменными.

### Результаты расчетов

Расчет удельных расходов условного топлива (УРУТ) на выработку электроэнергии и отпуск теплоты производился в соответствии с РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепло-

вой экономичности оборудования» [8]. Расчет производился для двух характерных режимов работы ТЭЦ-5: зимнего (в работе два энергоблока – паротурбинный и ПГУ) и летнего (с одним работающим ПГУ-блоком).

Изменение удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии и на отпуск тепла для Правобережной ТЭЦ-5 по трем вариантам использования тепла от ТНУ большой мощности ( $Q_{\text{ТНУ}} = 50 \text{ МВт}$ ) для зимнего и летнего режима работы станции представлено соответственно на рис. 4, а и б. Наибольшая экономия условного топлива достигается при использовании ТНУ для увеличения отпуска теплоты ( $\uparrow Q$ ) от станции.

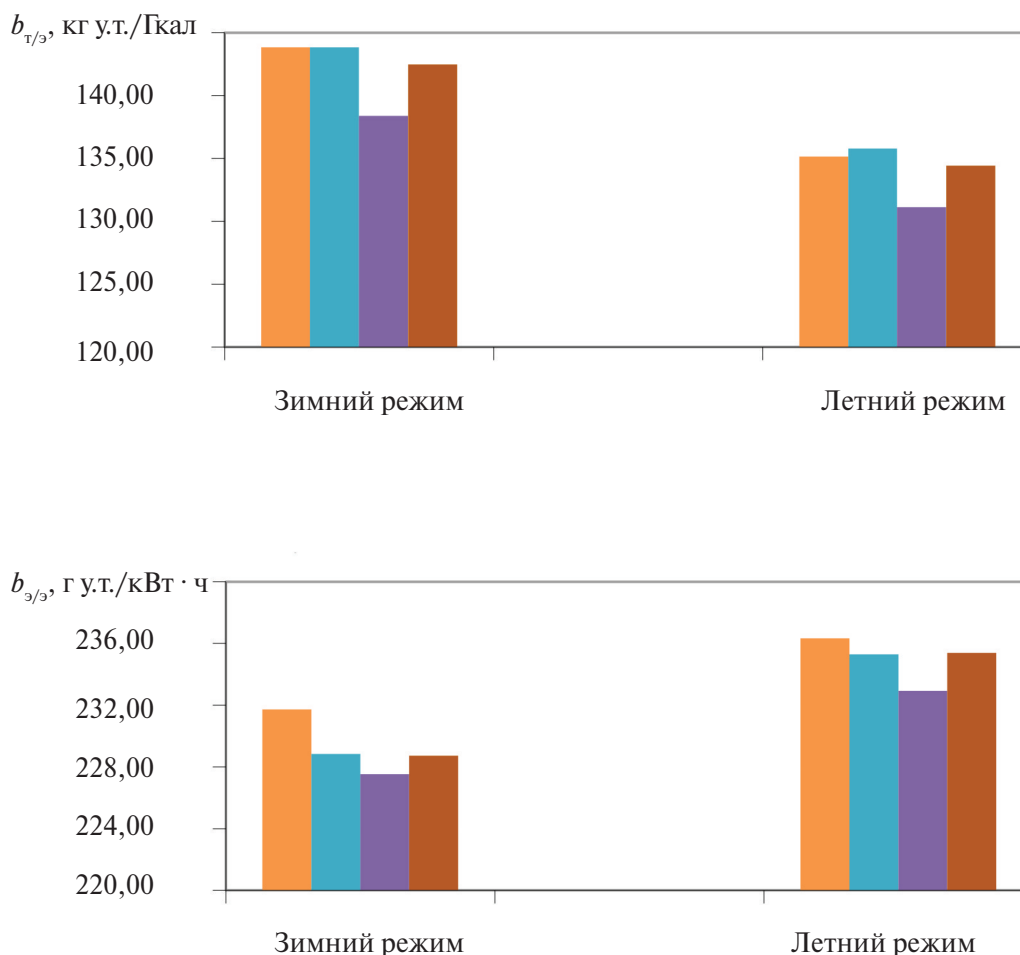


Рис. 4. Удельные расходы условного топлива для зимнего и летнего режимов при использовании теплонасосной установки с тепловой мощностью  $Q = 50 \text{ МВт}$  на ТЭЦ-5 в различных вариантах использования тепла от ТНУ:

а) удельный расход на отпуск тепла ( $b_{\text{т/э}}$ ); б) удельный расход на выработку электроэнергии ( $b_{\text{э/э}}$ )  
 (■ – факт; ■ –  $\uparrow N_{\text{выр}}$ ; ■ –  $\uparrow Q_{\text{от}}$ ; ■ –  $\downarrow B_p$ )



Анализ результатов расчета для ТНУ малой мощности показал, что применение ТНУ с теплоотпуском 2 МВт позволит снизить удельные расходы условного топлива на ТЭЦ по отпуску тепла до 0,3 кг у.т./Гкал а на выработку электроэнергии – до 0,4 г у.т./кВт·ч.

Годовая экономия топлива на ТЭЦ-5 для различных вариантов использования тепла от ТНУ составит:

при использовании ТНУ с  $Q = 50$  МВт для дополнительной выработки электроэнергии ( $\uparrow N_{\text{выр}}$ ) – 26,3 тыс.т у.т./год (1,4 % от общего расхода топлива);

при использовании ТНУ ( $Q = 50$  МВт) для дополнительного производства теплоты ( $\uparrow Q_{\text{от}}$ ) – 57,3 тыс.т у.т./год (3,0 % от общего расхода топлива);

при использовании ТНУ ( $Q = 50$  МВт) для экономии расхода топлива ( $\downarrow B_p$ ) – 12,1 тыс.т у.т./год (0,65 % от общего расхода топлива);

при использовании ТНУ с  $Q = 2$  МВт для производства теплоты хозяйственных и собственных нужд станции – 2,7 тыс.т у.т./год (0,19 % от общего расхода топлива).

Расчет для сопоставления вариантов производился при условии совместной работы основного оборудования и ТНУ для следующих исходных данных (табл. 2):

максимальная продолжительность эксплуатации – 7594 час/год;

максимальное число часов эксплуатации в зимнем режиме – 4666 часов;

Таблица 2

Исходные данные для расчета экономической эффективности использования тепловых насосов на ТЭЦ-5

Вариант использования ТНУ	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Производство электроэнергии, млн кВт ч	Расход электроэнергии на собств нужды, млн кВт · ч	УРУт на выработку электроэнергии, г/кВт · ч	УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал
Без ТНУ	1597,4	4076,2	198,6	233,5	142,1
$Q_{\text{ТНУ}} = 50$ МВт: $\uparrow N_{\text{выр}}$ $\uparrow Q_{\text{от}}$ $\downarrow B_p$	1597,4 1877,4 1599,2	4180,9 4075,9 4076,8	270,2 260,7 264,5	231,2 229,6 231,2	142,8 136,8 141,4
ТНУ с $Q_{\text{ТНУ}} = 2$ МВт для хоз. и собств нужд ТЭЦ	1610,5	4076,2	199,6	233,2	141,8

Таблица 3

Оценка экономической эффективности использования ТНУ

Вариант использования ТНУ	Инвестиции, млн руб.	Срок окупаемости (РВ), лет	Дисконтированный срок окупаемости (DPB), лет	Чистый дисконтированный доход (NPV), млн руб.	Внутренняя норма доходности (IRR), %	Индекс рентабельности инвестиций (PI)	Средняя норма рентабельности (ARR)
$Q_{\text{ТНУ}} = 50$ МВт: $\uparrow N_{\text{выр}}$ $\uparrow Q_{\text{от}}$ $\downarrow B_p$	425,1 425,1 425,1	8,30 1,85 более 15 лет	9,98 2,45 более 15 лет	95,3 1210,3 —	0,19 0,85 —	1,22 3,85 —	0,12 0,54 —
ТНУ $Q_{\text{ТНУ}} = 2$ МВт для хоз. и собств нужд ТЭЦ	36,8	2,60	3,33	69,46	0,56	2,89	0,39

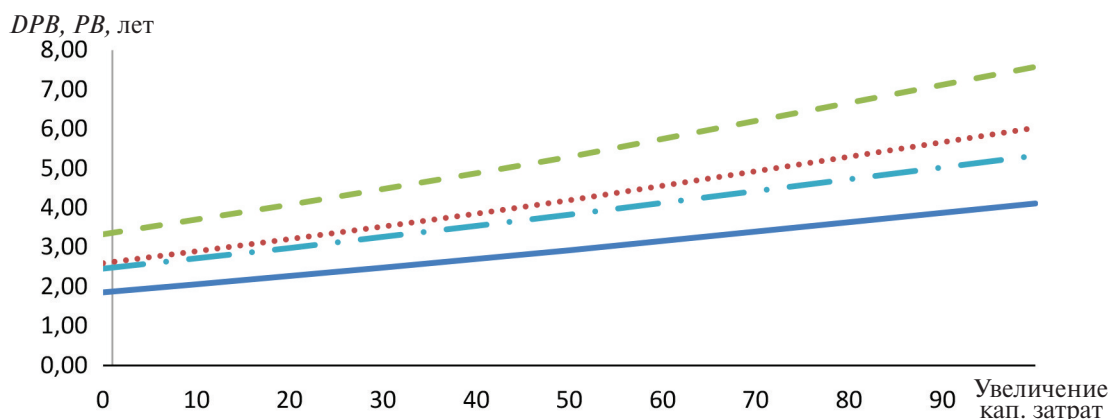


Рис. 5. Чувствительность проекта к увеличению капитальных затрат проектов:  
 - · - · -  $DPB Q_{\text{ТНУ}} = 50 \text{ МВт}$ ; — — —  $PB Q_{\text{ТНУ}} = 50 \text{ МВт}$ ; · · · · · —  $DPB Q_{\text{ТНУ}} = 2 \text{ МВт}$ ;  
 - - - - -  $PB Q_{\text{ТНУ}} = 2 \text{ МВт}$

максимальное число часов эксплуатации в летний период — 2928 часов.

По результатам расчетов производства и реализации электрической и тепловой энергий, а также топливных издержек получены основные показатели эффективности использования ТНУ на ТЭЦ для всех рассматриваемых вариантов (табл. 3). Принято, что финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств ОАО «ТГК-1», так как при использовании кредитных средств большая доля издержек идет на обслуживание кредита [9]. Наилучшие показатели экономической эффективности имеют два варианта применения ТНУ в составе ТЭЦ-5: использование для дополнительного производства теплоты на ТЭЦ-5 ТНУ с тепловой мощностью 50 и 2 МВт.

Основными рисками для реализации предложенных технических решений являются:

- изменение темпов роста цен на ОРЭМ;
- изменение темпов роста тарифа на тепловую энергию;
- изменение темпов роста цен на топливо;
- увеличение капитальных затрат [10].

Оценка потенциальных рисков производилась для двух указанных наиболее эффективных вариантов использования ТНУ. Анализ чувствительности показателей эффективности проектов к последнему виду риска показал, что даже при увеличении капитальных затрат в два раза сроки окупаемости составляют менее 8 лет (рис. 5). Оценка остальных рисков составляющих по-

казала их слабое влияние на основные экономические показатели эффективности проекта. Вариант использования ТНУ большой мощности с теплоотпуском 50 МВт наиболее устойчив к рискам, связанным с реализацией технического решения по установке теплового насоса на ТЭЦ.

### Выводы

Сравнительный анализ схем внедрения ТНУ для Правобережной ТЭЦ-5 показал, что использование ТНУ в составе ПГУ-блока для подогрева подпиточной воды теплосети перед системой вакуумных деаэраторов целесообразно с технической и экономической точки зрения.

Произведено исследование влияния на основные технико-экономические показатели ТЭЦ вариантов использования тепла от ТНУ, а также мощности ТНУ. Наибольшую экономичность показала схема использования ТНУ большой мощности (теплоотпуск 50 МВт) для увеличения отпуска тепла от ТЭЦ.

Экономия условного топлива при использовании такой установки на ТЭЦ составит 57,3 тыс. т у.т./год, что составляет 3,0 % от суммарного годового расхода топлива на ТЭЦ.

Срок окупаемости ТНУ составляет 1,85 лет; чистый дисконтированный доход — 1210,3 млн руб.

Анализ чувствительности показал, что даже при увеличении капитальных затрат в два раза срок окупаемости проекта составит менее 5 лет.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Молодкина М.А.** Повышение технико-экономических показателей парогазовых тепловых электростанций путем утилизации низкопотенциальной теплоты с использованием тепловых насосов: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук / СПб. СПбГПУ. 2012. 16 с.
2. **Амосов Н.Т.** Теплофикация и теплоснабжение: Учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 236 с.
3. **Аникина И.Д.** Повышение эффективности процесса когенерации на тепловых электрических станциях с использованием теплонасосных установок // Сб.: Эффективная энергетика – 2015: материалы научно-практической конференции. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2015. С. 7–13.
4. **Горшков В.Г.** Тепловые насосы: Аналитический обзор // Справочник промышленного оборудования ВВТ. 2004. № 2. С. 47–80.
5. **Боровков В.М., Демидов О.И., Кутахов А.Г., Романов С.Н.** Тепловые схемы ПГУ: автоматизация конструирования и расчета // Электрические станции. 1994. № 7. С. 36–40.
6. **Демидов О.И., Жук Н.И., Иванов В.А., Корень В.М., Кутахов А.Г., Романов С.Н.** САПР “Тепловая схема”: комплексная автоматизация разработки, расчета и оптимизации тепловых схем энергоблоков ТЭС и АЭС // Труды СПбГТУ. Энергетические машины и установки. 1999. № 481. С. 115–123.
7. **Romanov S., Kutakhov A., Zhuk N., Demidov O., Romanov K.** Software ‘United Cycle’ for simulation of flow sheets of power plants // ECOS-2003. Kopenhagen. 2003. P. 1691–1696.
8. **РД 34.08.552-95.** Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. М.: Изд-во СПО ОРГРЭС, 1995. 122 с.
9. **Буров В.Д., Дудолин А.А., Ильина И.П., Олейникова Е., Седлов А., Тимошенко Н.** Оценка эффективности применения тепловых насосов на парогазовых ТЭС // Вестник МЭИ. 2013. №3. С. 44–50.
10. **Аникина И.Д., Сергеев В.В., Амосов Н.Т., Лучко М.Г.** Использование тепловых насосов в технологических схемах генерации тепловой энергии ТЭЦ // Альтернативная энергетика и экология. 2016. № 3–4 (191–192). С. 39–49.

## REFERENCES

1. **Molodkina M.A.** Povysheniye tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley parogazovykh teplovykh elektrostantsiy putem utilizatsii nizkopotentsialnoy teploty s ispolzovaniyem teplovykh nasosov: Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk [The increasing of technical-and-economic indexes of CHP on the basis of heat pumps application]. St.Petersburg: SPbGPU Publ.,2012. – 16 s (rus)
2. **Amosov N.T.** Teplofikatsiya i teplosnabzheniye: Uchebnoye posobiye. [District heating cogeneration and heat supply system: Study guide]. SPb.: Izd-vo Politekhnikeskogo un-ta, 2010. 236 s.
3. **Anikina I.D.** Povysheniye effektivnosti protsessa kogeneratsii na teplovykh elektricheskikh stantsiyakh s ispolzovaniyem teplonasosnykh ustanovok [Heat pumps application for icreasing the efficiency of the cogeneration at thermal power plants]. Effektivnaya energetika – 2015: materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii [Efficient Energetics - 2015: materials of scientificpractical conference]. St. Petersburg: SPbGPU Publ.,2015. S. 7–13. (rus)
4. **Gorshkov V.G.** Teplovyye nasosy. Analiticheskiy obzor [Heat pumps. Analytical review]. *Spravochnik promyshlennogo oborudovaniya VVT*. 2004. № 2. S. 47–80 (rus)
5. **Borovkov V.M., Demidov O.I., Kutakhov A.G., Romanov S.N.** Teplovyye skhemy PGU: avtomatizatsiya konstruirovaniya i rascheta [The flow sheet: the automation of design and calculation]. *Elektricheskiye stantsii*. 1994. № 7. S. 36–40. (rus)
6. **Demidov O.I., Zhuk N.I., Ivanov V.A., Koren V.M., Kutakhov A.G., Romanov S.N.** SAPR “Teplovaya skhema”: kompleksnaya avtomatizatsiya razrabotki, rascheta i optimizatsii teplovykh skhem energoblokov TES i AES [All-round automation of design, calculation and optimization of flow sheet of power unit on TPP and NPP]. *Trudy SPbGTU. Energeticheskiye mashiny i ustanovki*. 1999. № 481. S. 115–123. (rus)
7. **Romanov S., Kutakhov A., Zhuk N., Demidov O., Romanov K.** Software ‘United Cycle’ for simulation of flow sheets of power plants. *ECOS-2003*. Kopenhagen. 2003. P. 1691–1696.
8. **RD 34.08.552-95.** Metodicheskiye ukazaniya po sostavleniyu otcheta elektrostantsii i aktsionernogo obshchestva energetiki i elektrifikatsii o teplovoy ekonomichnosti oborudovaniya» [[Guidance Document 34.08.552–95. Procedural guidelines for writing reports of electric power generating stations and energy utility and electrification corporations on thermal efficiency of equipment]. Moscow: Izd-vo ORGRES, 1995. 122 s. (rus)
9. **Burov V.D., Dudolin A.A., Ilina I.P., Oleynikova Ye., Sedlov A., Timoshenko N.** Otsenka effektivnosti primeneniya teplovykh nasosov na parogazovykh TES. [Efficiency Evaluation of Heat Pump Implementation in Combined Cycle Power Plants ]. *Vestnik MEI*. 2013. №3. S. 44–50 (rus)

10. **Anikina I.D., Sergeyev V.V., Amosov N.T., Luchko M.G.** Ispolzovaniye teplovykh nasosov v tekhnologicheskikh skhemakh generatsii teplovoi energii TES. [Heat pumps application in flow-sheet of heat generation at thermal power plants]. *Alternativnaya energetika i ekologiya*. 2016. № 3–4 (191–192). S. 39–49 (rus)

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

**АНИКИНА Ирина Дмитриевна** — ассистент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: ia.88@mail.ru

**ANIKINA Irina D.** — Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: ia.88@mail.ru

**СЕРГЕЕВ Виталий Владимирович** — доктор технических наук профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета Петра Великого.

E-mail: sergeev\_vitaly@mail.ru

**SERGEEV Vitalii V.** — Peter the Great St. Petersburg Polytechnical University addressworken.

E-mail: sergeev\_vitaly@mail.ru

**АМОСОВ Николай Тимофеевич** — кандидат технических наук профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: nwp\_amossov@mail.ru

**AMOSOV Nikolai T.** — Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: nwp\_amossov@mail.ru

**ЛУЧКО Мария Геннадьевна** — руководитель проектов повышения эффективности ОАО «ТГК-1».

197198, РФ, Санкт-Петербург, БЦ «Арена Холл», пр. Добролюбова, 16, корп.2, литера А.

E-mail: Luchko.MG@tgc1.ru

**LUCHKO Mariia G.** — JSC “TGC-1”.

16 Dobroljubova Pr. Corp. 2, Litera A, Arena Hall Business Centre, St. Petersburg, Russia, 197198.

E-mail: Luchko.MG@tgc1.ru