

На правах рукописи



Молодкина Милана Алексеевна

**ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ПАРОГАЗОВЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПУТЕМ
УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ**

Специальность 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2012

Работа выполнена на кафедре «Промышленная теплоэнергетика» в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» (ФГБОУ ВПО «СПбГПУ»).

Научный руководитель:

– доктор техн. наук, профессор

Боровков Валерий Михайлович

– доктор техн. наук, доцент

Киселев Владимир Геннадьевич

Официальные оппоненты:

– *Куколев Максим Игоревич* – доктор техн. наук, с.н.с., ФГБОУ ВПО «СПбГПУ», профессор;

– *Луканин Павел Владимирович* – кандидат техн. наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный технологический университет растительных полимеров», профессор

Ведущая организация – *ОАО «Территориальная генерирующая компания № 1» (г. Санкт-Петербург).*

Защита состоится 29 мая 2012 г. в 16-00 на заседании диссертационного совета Д 212.229.04 в ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» по адресу:

195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29
в аудитории 411 ПГК.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет».

Автореферат разослан 27 апреля 2012 г.

Отзыв на автореферат, заверенный печатью учреждения, в двух экземплярах просим направить по вышеуказанному адресу на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Факс: (812) 297-4990, (812) 595-3140

E-mail: kg1210@mail.ru

Ученый секретарь
диссертационного совета



К.А. Григорьев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Неуклонно растущая потребность в топливно-энергетических ресурсах, наряду с ограниченностью запасов ископаемых топлив и тенденцией к их удорожанию на внутреннем рынке РФ определяет необходимость их рационального использования. Как результат возникает комплекс задач по поиску и разработке альтернативных источников энергии, способных постепенно заместить часть ископаемых энергоресурсов. Существенное значение приобретает внедрение рациональных способов экономии органического топлива на крупных промышленных предприятиях.

Одним из способов комбинированного решения перечисленных задач является утилизация низкопотенциальной теплоты при помощи тепловых насосов (ТН) на парогазовых тепловых электростанциях (ПГУ-ТЭС). Данное мероприятие будет способствовать совершенствованию действующей технологии производства электрической и тепловой энергии, а также уменьшению нагрузки, оказываемой топливно-энергетическим комплексом на окружающую среду, за счет снижения тепловых выбросов и потребления технической воды. Кроме того, увеличится доля альтернативных источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны.

Цель и задачи работы. Целью работы является разработка и исследование схем утилизации низкопотенциальной теплоты с использованием ТН, позволяющих повысить технико-экономические показатели ПГУ-ТЭС.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- проведен сравнительный анализ источников низкопотенциальной теплоты (ИНТ) на ПГУ-ТЭС, оценен резерв экономии органического топлива за счет использования наиболее актуальных из них и определены направления применения теплоты, отпущенной от конденсатора ТН;

- разработаны и исследованы схемы, позволяющие утилизировать теплоту наиболее актуальных ИНТ с помощью ТН.

- разработаны аналитические зависимости, позволяющие определять граничные условия применения ТН и показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭС с теплонасосными установками (ТНУ).

- разработаны математические модели ПГУ-ТЭС с ТНУ при различных схемных решениях, исследованы с их помощью изменения показателей тепловой экономичности за счет применения ТН и предложены рекомендации по выбору оптимального варианта утилизации низкопотенциальной теплоты.

Основные методы научных исследований. В работе использованы методы термодинамического анализа энергоустановок, математического моделиро-

вания и технико-экономических расчетов в энергетике в сочетании с применением современных программных комплексов.

Научная новизна.

1. Предложены новые тепловые схемы, позволяющие повысить тепловую экономичность ПГУ-ТЭС:

– схема утилизации теплоты продувочной воды градирни для подогрева сырой воды перед химводоочисткой теплоэлектростанции (ТЭС);

– схема утилизации теплоты обессоленной воды, охлаждающей турбогенераторы для горячего водоснабжения (ГВС) зданий ТЭС;

– схема совместной работы теплофикационной установки (ТФУ) и ТН, позволяющая использовать теплоту обратной сетевой воды для ГВС зданий ТЭС.

2. Предложены аналитические зависимости, позволяющие определять граничные условия применения ТНУ в системах охлаждения агрегатов, в сбросных системах и совместно с ТФУ при использовании теплоты, отпускаемой от ТН, на собственные нужды ПГУ-ТЭС.

3. Предложены аналитические зависимости, позволяющие исследовать изменение коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-ТЭС за счет применения ТН в технологической схеме, а также выбирать оптимальный вариант утилизации низкопотенциальной теплоты.

Практическая ценность работы. Предложенные и обоснованные в работе технические решения позволяют повысить тепловую экономичность ПГУ-ТЭС и снизить неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Результаты работы могут быть использованы эксплуатационными и проектными организациями для внедрения схем утилизации низкопотенциальной теплоты с применением ТН при проектировании новых и модернизации действующих ПГУ-ТЭС. Материалы диссертации могут быть использованы в учебном процессе высших учебных заведений при подготовке специалистов по соответствующим специальностям.

Реализация работы. Разработанные автором рекомендации по выбору схемы утилизации низкопотенциальной теплоты на ПГУ-ТЭС с помощью ТН использованы:

– филиалом «Северо-Западная ТЭЦ» ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» при организации и проведении НИОКР для повышения эффективности работы филиала;

– ООО "Rainbow – Инженерные системы" при выполнении научно-исследовательской работы "Анализ перспектив применения технологий триггерации и АБХМ на объектах Группы "ЛУКОЙЛ" в Южном Федеральном Округе".

Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе в ФГБОУ ВПО "СПбГПУ" при подготовке бакалавров и магистров по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника» при проведении практических занятий по дисциплине "Источники и системы теплоснабжения".

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивается применением нормативной документации, а также статистических данных Северо-Западной ТЭЦ при разработке схем и математических моделей, проверке их адекватности и проведении с их помощью исследований.

Автор защищает:

1. Схемы, позволяющие повысить тепловую экономичность ПГУ-ТЭС, за счет утилизации низкопотенциальной теплоты продувочной воды градирни, обессоленной воды, охлаждающей турбогенератор и обратной сетевой воды;

2. Аналитические зависимости, позволяющие определить граничные условия применения ТН в системах охлаждения агрегатов, в сбросных системах и совместно с ТФУ при использовании теплоты, отпускаемой от ТН на собственные нужды ПГУ-ТЭС;

3. Аналитические зависимости, позволяющие исследовать изменение коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-ТЭС за счет использования ТН в технологической схеме и выбирать оптимальный вариант утилизации низкопотенциальной теплоты;

4. Результаты расчетных исследований показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС с ТНУ при утилизации низкопотенциальной теплоты воды, охлаждающей конденсатор паровой турбины (ПТ) и турбогенераторы, продувочной воды градирни и обратной сетевой воды;

5. Рекомендации по выбору схемы утилизации низкопотенциальной теплоты с использованием ТНУ на ПГУ-ТЭС.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, в обосновании методов решения сформулированных задач, в разработке схем утилизации низкопотенциальной теплоты на ПГУ-ТЭС, а также аналитических зависимостей и математических моделей, позволяющих исследовать показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭС с ТНУ при использовании ТН в системах охлаждения, сбросных системах или работающими совместно с ТФУ; помимо этого в обработке, формулировке, обобщении полученных результатов и выработке рекомендаций по условиям и схемным решениям применения ТН на ПГУ-ТЭС.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на: Третьем Всероссийском Форуме "Наука и инновации в технических университетах" (2009 г.), на международных научно-практических конфе-

ренциях «Неделя науки СПбГПУ» (2007–2010 гг.) и научных семинарах кафедры «Промышленная теплоэнергетика» СПбГПУ.

Публикации. По результатам выполненных исследований опубликовано 7 печатных работ, две из них – в издании, рекомендованном ВАК.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 95 источников, и 3 приложений. Работа изложена на 178 страницах машинописного текста, включает 69 рисунков, 9 таблиц. Общий объем диссертации – 201 страница.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель исследования, приведены основные выносимые на защиту положения, научная и практическая ценность работы, дано описание структуры диссертации.

Первая глава носит обзорный характер и содержит анализ проведенных ранее исследований, касающихся применения ТН в составе ТЭС в целом и ПГУ-ТЭС в частности. На основании проведенного анализа сформулированы задачи исследования.

Во второй главе проведен сравнительный анализ ИНТ на ПГУ-ТЭС. Сравнение ИНТ с точки зрения тепловой мощности (рис. 1), температурного уровня, часового расхода, степени концентрации, условий выделения, содержания примесей, химического воздействия на металлы, рабочие вещества и окружающую среду, позволило рекомендовать наиболее актуальные ИНТ для использования в ТН на ПГУ-ТЭС (табл. 1).

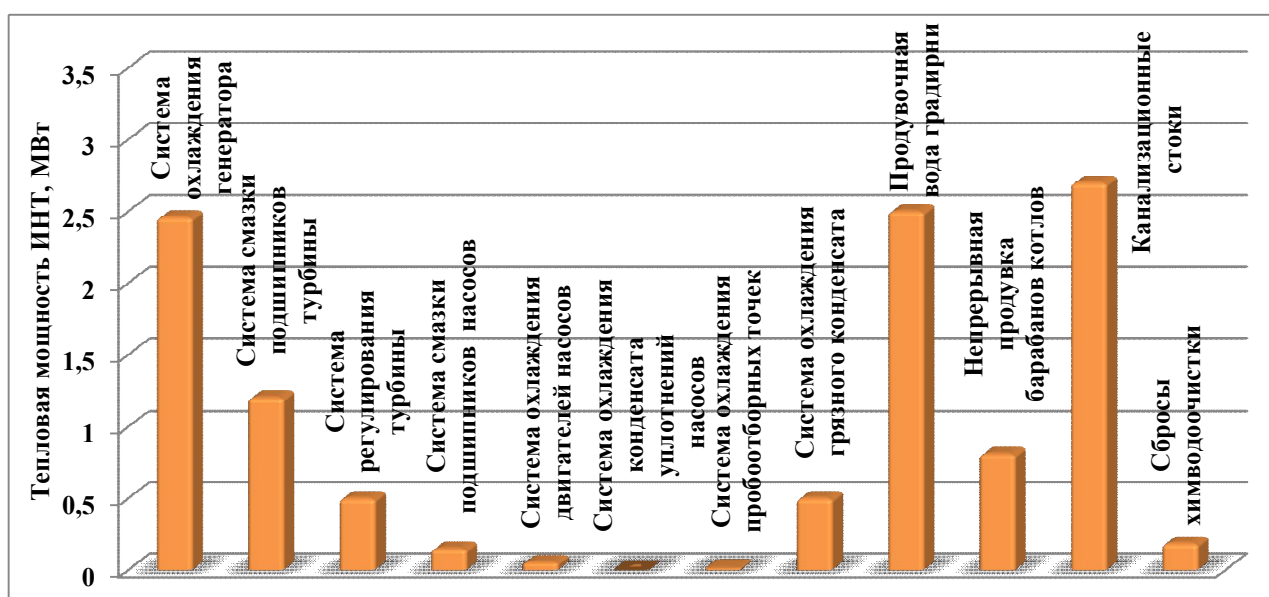


Рис. 1. Тепловая мощность ИНТ на ПГУ-ТЭС

Таблица 1. Наиболее актуальные ИНТ для использования на ПГУ-ТЭС

| Источник низкопотенциальной теплоты | Резерв экономии условного топлива, тыс. т.у.т./год |
|---|--|
| Циркуляционная вода, охлаждающая конденсатор ПТ | 43,8...394,2 |
| Обессоленная вода, охлаждающая турбогенератор | 2,6 |
| Продувочная вода градирни | 0,9...2,3 |
| Обратная сетевая вода | 21,0...123,5 |

Третья глава посвящена разработке схем, позволяющих утилизировать низкопотенциальную теплоту на ПГУ-ТЭС с помощью ТН.

На рис. 2 представлена схема утилизации теплоты в системе охлаждения турбогенератора. От предложенных ранее схемных решений для гидроэлектростанций, паросиловых электростанций и мини-ТЭЦ схему (рис. 2) отличает возможность организации совместного режима работы ТН и водоводяного теплообменника (ВВТО).

Режим предполагает перераспределение расходов обессоленной воды между испарителем теплового насоса и ВВТО, охлаждаемым технической водой. Потребность в данном режиме связана с колебанием в значительных пределах нагрузки системы горячего водоснабжения в течение суток. Также существенным препятствием для работы ТН в наиболее эффективном режиме является невысокая маневренность установки, связанная с необходимостью непрерывного поддержания режима охлаждения генератора. Для регулирования количества теплоты, отпускаемого от ТН, повышения надежности системы охлаждения турбогенератора, а также снижения влияния на ТНУ электрической нагрузки генератора и предусмотрен совместный режим работы ТН и ВВТО.

Схема применима для турбогенераторов с аналогичной системой охлаждения на любых электростанциях. Способствует снижению влияния качества технической воды на теплообменное оборудование системы охлаждения. Использование данной схемы приведет к сокращению потребления ТЭС технической воды. Однако, необходимо постоянно поддерживать режим охлаждения турбогенератора. Часовое увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды для Северо-Западной ТЭЦ, при расходе ИНТ 90 кг/с, составит 1...2,8 МВт.

На рис. 3. представлена схема утилизации теплоты продувочной воды градирни. Перенаправленная в испаритель ТН продувочная вода отдает тепло хладагенту, после чего сливается в канализацию. От предложенных ранее схем использования низкопотенциальной теплоты в оборотной системе водоснабжения схему (рис. 3) отличает характер ИНТ, направляемого в испаритель ТНУ. В

данном случае используется не охлаждающий, а сбросной поток технической воды. Расход сбросного потока составляет 0,3 % от потока циркуляционной воды и 1,5 % от потока технической воды, что значительно упрощает его использование в ТН в полном объеме.

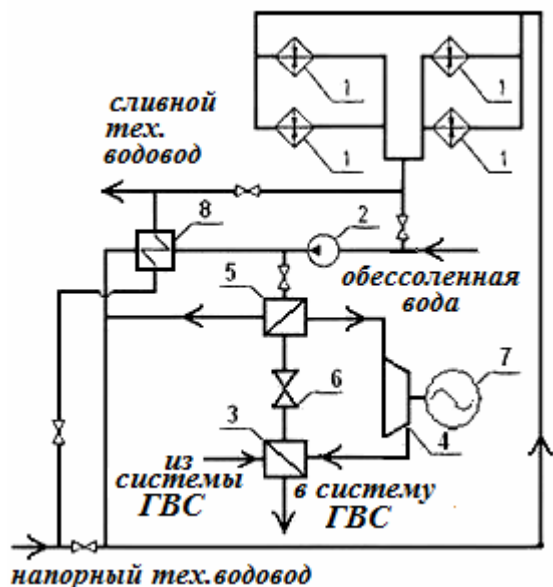


Рис. 2. Схема утилизации теплоты в системе охлаждения турбогенератора:

- 1 – воздухоохладитель; 2 – насос;
- 3 – конденсатор; 4 – компрессор;
- 5 – испаритель; 6 – дроссель;
- 7 – привод компрессора;
- 8 – теплообменник для резервирования охлаждения обессоленной воды

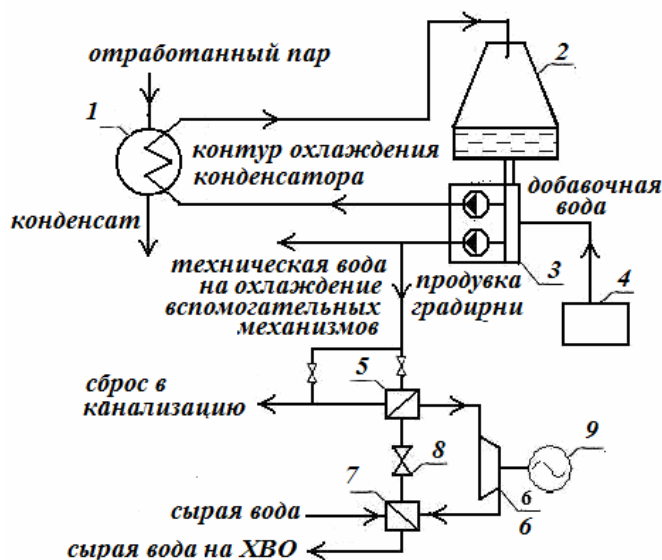


Рис. 3. Схема утилизации теплоты продувочной воды градирни:

- 1 – конденсатор ПТ; 2 – градирня;
- 3 – циркуляционная насосная станция;
- 4 – береговая насосная станция;
- 5 – испаритель; 6 – компрессор;
- 7 – конденсатор; 8 – дроссель;
- 9 – привод компрессора

Схема может быть использована на любых электростанциях с оборотной системой водоснабжения с градирней. Небольшие колебания электрической и тепловой нагрузки основного оборудования не будут сказываться на работе ТНУ, однако, влияние будет оказывать качество технической воды. Часовое увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды для Северо-Западной ТЭЦ, при расходе ИНТ $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, составит $0,1 \dots 1,6 \text{ МВт}$.

На рис. 4 представлена схема утилизации теплоты обратной сетевой воды. Ранее предложенные схемы предполагали использование возвращаемой на ТЭС сетевой воды при размещении ТН вблизи потребителей теплоты. Также предлагалось использование ТН на ТЭС в качестве одной из ступеней подогрева сетевой воды (перед основными сетевыми подогревателями). Схема рис. 4 предполагает что, поток обратной сетевой воды, поступающей на ТЭС, разделяется и частично поступает в испаритель ТН, обеспечивая горячее водоснабжение

станции. Перед сетевыми подогревателями основной и охлаждаемый в испарителе ТН потоки вновь смешиваются.

Схема может быть использована не только на ПГУ, но и на паросиловых ТЭС. В случае повышения температуры обратной сетевой воды возможно поддержание ее на оптимальном уровне. Контуры, по которым циркулируют сетевая вода и вода, нагреваемая в ТН, не связаны друг с другом. Возможен отпуск тепловой энергии различного температурного уровня. Часовое увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды для Северо-Западной ТЭЦ, при расходе ИНТ $50 \dots 275 \text{ м}^3/\text{ч}$, составит $0,1 \dots 1,4 \text{ МВт}$.

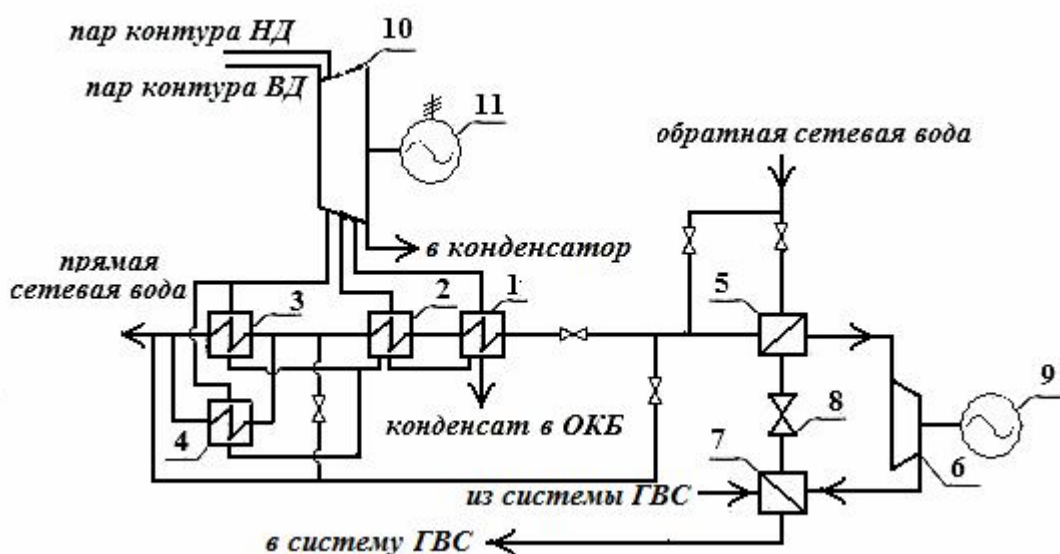


Рис. 4. Схема работы ТН совместно с ТФУ:

1–4 – сетевые подогреватели; 5–7 – испаритель, компрессор и конденсатор ТН;
8 – дроссель; 9 – привод компрессора ТН; 10 – паровая турбина; 11 – генератор

В третьей главе рассмотрены направления использования теплоты, отпускаемой от ТН: подогрев сырой воды перед химводоочисткой, покрытие отопительно-вентиляционной нагрузки и нагрузки ГВС ТЭС, а также теплоснабжение внешних потребителей.

В четвертой главе на основании энергетических балансов получены аналитические зависимости для определения показателей тепловой экономичности (коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении) ПГУ-ТЭС с ТНУ (при использовании ТН в системах охлаждения агрегатов, сбросных системах или совместно с ТФУ).

При использовании теплоты от ТН в технологических процессах, на нужды внутристанционного отопления и ГВС уменьшается расход пара на обеспечение потребности ТЭС в тепловой энергии и связанное с ним снижение располагаемой электрической мощности ПТ.

Минимальное значение коэффициента преобразования ТН (в системах охлаждения агрегатов или сбросных системах), при котором использование его в технологической схеме ПГУ-ТЭС не будет приводить к снижению показателей тепловой экономичности, определяется по зависимости:

$$\varphi_{\min} = \frac{(h_0 - h_{\text{впрыск}}) \times (h_{\text{POY}} - h_{\text{ex}}^{\text{конд}})}{(h_0 - h_{\kappa}) \times (h_{\text{POY}} - h_{\text{впрыск}}) \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_z} \quad (1)$$

где h_0 , h_{POY} , h_{κ} – энтальпии пара перед ПТ, после редуционно-охладительной установкой и в конденсаторе соответственно; $h_{\text{впрыск}}$ – энтальпия впрыскиваемой воды; $h_{\text{ex}}^{\text{конд}}$ – энтальпия конденсата пара собственных нужд; η_{oi}^T , η_m , η_z – внутренний относительный КПД ПТ, механический КПД ПТ, КПД генератора соответственно.

Увеличение показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС за счет применение ТНУ (в системах охлаждения или сбросных системах) для компенсации части собственного теплового потребления будет иметь вид:

$$\begin{cases} \Delta \eta_{\text{ПГУ}}^{u.m.} = \frac{Q_T^{\text{THY}}}{Q_{\text{мон}}} \times \left(\frac{(h_{\text{POY}} - h_{\text{впрыск}}) \times (h_0 - h_{\kappa})}{(h_0 - h_{\text{впрыск}}) \times (h_{\text{POY}} - h_{\text{ex}}^{\text{конд}})} \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_z - \frac{1}{\varphi} \right) \\ \Delta \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}^m = \frac{Q_T^{\text{THY}}}{Q_T} \times \left(\frac{(h_{\text{POY}} - h_{\text{впрыск}}) \times (h_0 - h_{\kappa})}{(h_0 - h_{\text{впрыск}}) \times (h_{\text{POY}} - h_{\text{ex}}^{\text{конд}})} \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_z - \frac{1}{\varphi} \right) \end{cases} \quad (2)$$

где Q_T^{THY} – теплота, отпущенная от ТН; $Q_{\text{мон}}$ – теплота топлива, сжигаемого в камерах сгорания газовых турбин; Q_T – суммарный отпуск теплоты от ПГУ-ТЭС; φ – коэффициент преобразования ТН.

При отпуске теплоты от ТН внешнему потребителю происходит увеличение суммарного отпуска теплоты и расхода электроэнергии на собственные нужды ПГУ-ТЭС. Изменение показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС за счет применение ТН (в системах охлаждения или сбросных системах):

$$\begin{cases} \Delta \eta_{\text{ПГУ}}^{u.m.} = \frac{Q_T^{\text{THY}}}{Q_{\text{мон}}} \times \left(1 - \frac{1}{\varphi} \right) \\ \Delta \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}^m = \frac{-Q_T^{\text{THY}}}{[Q_T^{\text{ПТ}} + Q_T^{\text{THY}}]} \times \left[\frac{1}{\varphi} + \frac{N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{Э}}^{\text{ПТУ}}}{Q_T^{\text{ПТ}}} \right] \end{cases} \quad (3)$$

где $N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}}$, $N_{\text{Э}}^{\text{ПТУ}}$ – выработка электроэнергии газовыми и паровыми турбинами соответственно; $Q_T^{\text{ПТ}}$ – отпуск теплоты от ТФУ ПТ.

По аналогии с зависимостью (1) минимальное значение коэффициента преобразования ТН, использующего сетевую воду в качестве ИНТ:

$$\varphi_{\min} = \frac{\left[\frac{1}{\eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_z} - \eta_{\kappa} \times \frac{(h_{\text{CB}}^{\text{OBP}} - h_1^{\text{ex}})}{(1-a) \times (h_{\text{CB}}^{\text{OBP}} - h_{\text{ИНТ}}^{\text{ВЫХ}})} \times \frac{(h_T - h_{\kappa})}{(h_T - h_T^{\kappa})} \right]}{\left[(h_0 - h_{\kappa}) \times k - \frac{(h_{\text{CB}}^{\text{OBP}} - h_1^{\text{ex}})}{(1-a) \times (h_{\text{CB}}^{\text{OBP}} - h_{\text{ИНТ}}^{\text{ВЫХ}})} \times \frac{(h_T - h_{\kappa})}{(h_T - h_T^{\kappa})} \right]} \quad (4)$$

где η_k – КПД компрессора ТН; h_{CB}^{OBP} – энтальпия обратной сетевой воды; h_1^{ex} – энтальпия сетевой воды на входе в ТФУ; a – относительный расход сетевой воды; $h_{ИИТ}^{BЫX}$ – энтальпия сетевой воды на выходе из испарителя ТН; h_T – энтальпия пара в теплофикационном отборе; h_T^k – энтальпия конденсата после сетевых подогревателей; k – коэффициент, учитывающий перепад энтальпий греющего пара.

Изменение показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС за счет применение ТНУ (ИИТ сетевая вода) для отпуска теплоты на нужды ТЭС:

$$\begin{cases} \Delta\eta_{ПГУ}^{u.m.} = \frac{Q_T^{THY}}{Q_{мон}} \times \left[(h_0 - h_k) \times k - \frac{1}{\phi \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e} - \left(\frac{\phi - \eta_k}{\phi} \right) \times \frac{1}{(1-a)} \times \frac{(h_{CB}^{OBP} - h_1^{ex})}{(h_{CB}^{OBP} - h_{ИИТ}^{BЫX})} \times \frac{(h_T - h_k)}{(h_T - h_T^k)} \right] \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e \\ \Delta\mathcal{E}_{ПГУ}^m = \frac{Q_T^{THY}}{Q_T} \times \left[(h_0 - h_k) \times k - \frac{1}{\phi \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e} - \left(\frac{\phi - \eta_k}{\phi} \right) \times \frac{1}{(1-a)} \times \frac{(h_{CB}^{OBP} - h_1^{ex})}{(h_{CB}^{OBP} - h_{ИИТ}^{BЫX})} \times \frac{(h_T - h_k)}{(h_T - h_T^k)} \right] \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e \end{cases} \quad (5)$$

Изменение показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС за счет использования ТН (ИИТ сетевая вода), при отпуске тепловой энергии от ТН стороннему потребителю:

$$\begin{cases} \Delta\eta_{ПГУ}^{u.m.} = \frac{Q_T^{THY}}{Q_{мон}} \times \left[\left(\frac{\phi - 1}{\phi} \right) - \left(\frac{\phi - \eta_k}{\phi} \right) \times \frac{1}{(1-a)} \times \frac{(h_{CB}^{OBP} - h_1^{ex})}{(h_{CB}^{OBP} - h_{ИИТ}^{BЫX})} \times \frac{(h_T - h_k)}{(h_T - h_T^k)} \right] \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e \\ \Delta\mathcal{E}_{ПГУ}^m = - \frac{Q_T^{THY}}{Q_T^{ПП}} \times \frac{\left[\frac{N_{\mathcal{E}}^{TTV} + N_{\mathcal{E}}^{ПТУ}}{Q_T^{ПП}} \right] + \left[\frac{1}{\phi} + \left(\frac{\phi - \eta_k}{\phi} \right) \times \frac{1}{(1-a)} \times \frac{(h_{CB}^{OBP} - h_1^{ex})}{(h_{CB}^{OBP} - h_{ИИТ}^{BЫX})} \times \frac{(h_T - h_k)}{(h_T - h_T^k)} \right] \times \eta_{oi}^T \times \eta_m \times \eta_e}{\left[1 + (1-a) \times \frac{(h_{CB}^{OBP} - h_{ИИТ}^{BЫX})}{(h_{CB}^{ПП} - h_{CB}^{OBP})} \times \left(\frac{\phi}{\phi - \eta_k} \right) \right]} \end{cases} \quad (6)$$

где $h_{CB}^{ПП}$ – энтальпия прямой сетевой воды.

В пятой главе разработаны математические модели, позволяющие исследовать влияние, оказываемое на показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭС применением ТНУ в системах охлаждения, сбросных системах и совместно с ТФУ, при различных направлениях использования тепловой энергии, отпускаемой от ТН; приведены результаты исследования. Сформулированы рекомендации по выбору варианта использования ТНУ на ПГУ-ТЭС.

В таблице 2 в развернутом виде представлены характеристики возможных вариантов использования ТН в тепловой схеме ПГУ-ТЭС.

Используя полученные в работе зависимости можно выбрать наиболее выгодную с точки зрения технико-экономических показателей схему применения ТНУ на ПГУ-ТЭС.

Аналитические зависимости (1) и (4) позволяют выделить варианты использования низкопотенциальной теплоты на собственные нужды, ведущие к повышению коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-ТЭС (табл. 2).

Таблица 2. Характеристики вариантов использования теплового насоса в тепловой схеме ПГУ-ТЭС

| ИНТ | вода, охлаждающая конденсатор паровой турбины | | | продувочная вода градирни | | | обессоленная вода системы охлаждения турбогенератора | | | сетевая вода | | |
|---|---|---------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|----------------------------|--|----------------------|---|-------------------|----------------------|--|
| | отопление | ГВС | подогрев сырой воды на ХВО | отопление | ГВС | подогрев сырой воды на ХВО | отопление | ГВС | подогрев сырой воды на ХВО | отопление | ГВС | подогрев сырой воды на ХВО |
| направление использования теплоты от ТН | | | | | | | | | | | | |
| коэффициент преобразования | 2,12 | 2,96 | 9,04 | 1,68 | 2,06 | 4,96 | 2,42 | 3,12 | температурный уровень обессоленной воды системы охлаждения турбогенератора позволяет осуществлять непосредственный нагрев в теплообменнике без теплового насоса | 3,48 | 4,87 | температурный уровень обратной сетевой воды позволяет осуществлять непосредственный нагрев в теплообменнике без теплового насоса |
| изменение коэффициента использования топлива | снижение до 0,12% | увеличение до 0,01% | увеличение до 0,22% | снижение до 0,10% | снижение до 0,05% | увеличение до 0,06% | снижение до 0,06% | увеличение до 0,05% | | снижение до 0,01% | увеличение до 0,03% | |
| изменение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении | снижение до 0,18% | увеличение до 0,01% | увеличение до 0,23% | снижение до 0,15% | снижение до 0,07% | увеличение до 0,06% | снижение до 0,09% | увеличение до 0,05% | | снижение до 0,02% | увеличение до 0,05% | |
| фактическая экономия топлива (природного газа) в год | - | 27...86 тыс.м3/год | 547...1828 тыс.м3/год | - | - | 185...461 тыс.м3/год | - | 193...386 тыс.м3/год | | - | 172...992 тыс.м3/год | |
| срок окупаемости | - | от 20 лет | 3,5...5 лет | - | - | 3...6 лет | - | 13...18 лет | - | 4...7 лет | | |

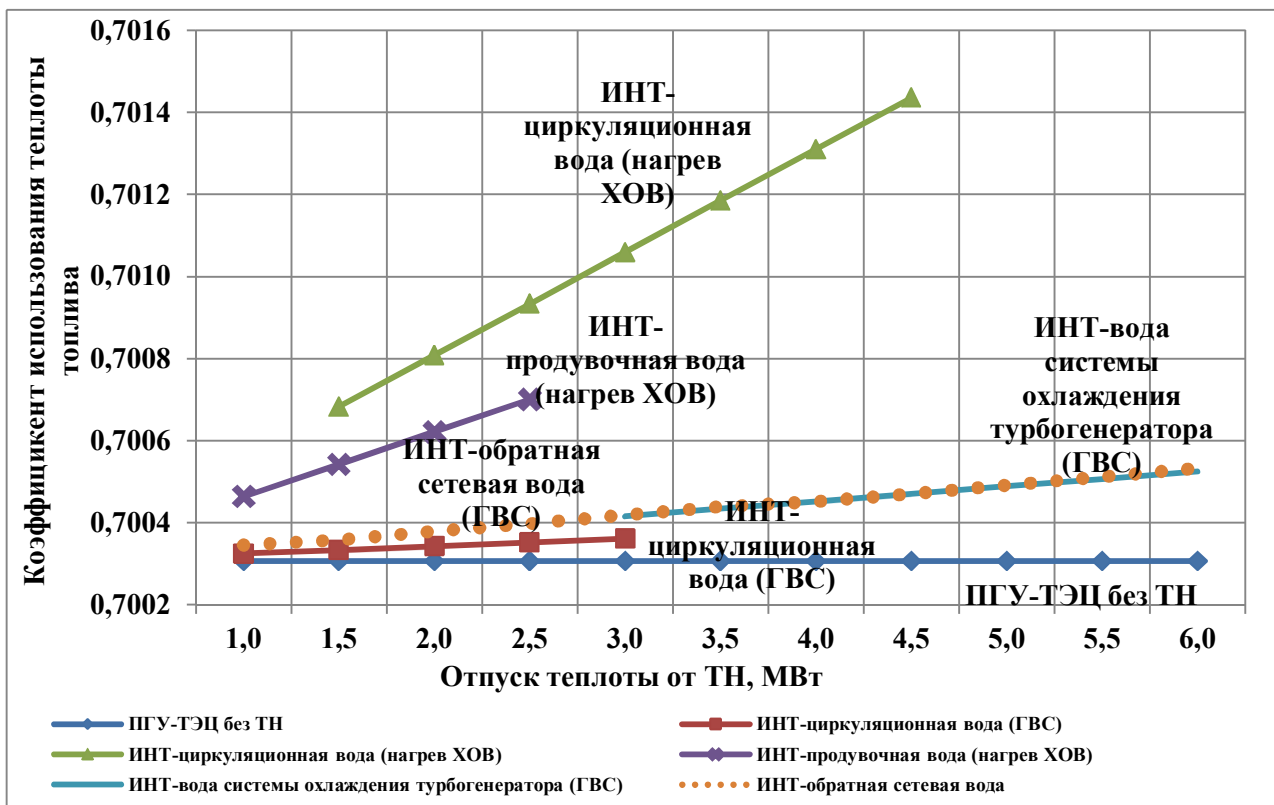


Рис. 5. Зависимость коэффициента использования теплоты топлива ПГУ-ТЭС с ТНУ от количества теплоты, отпускаемого от ТН

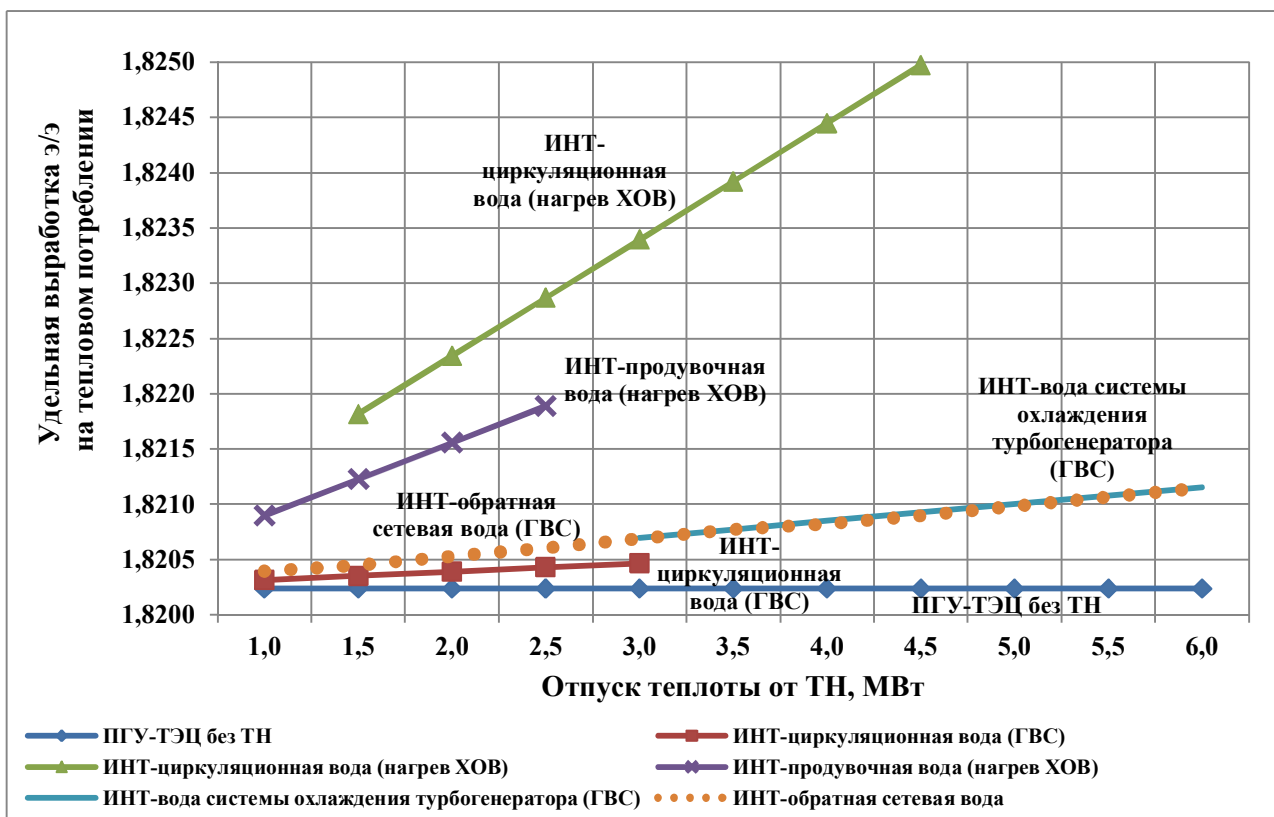


Рис. 6. Зависимость удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-ТЭС с ТНУ от количества теплоты, отпускаемого от конденсатора ТН

Аналитические зависимости (2), (3), (5) и (6) позволяют выбрать вариант схемы с наилучшими технико-экономическими показателями (табл. 2). В зависимости от необходимого количества и направления использования теплоты на собственные нужды можно выбрать наиболее эффективный вариант схемы внедрения ТН в тепловую схему ПГУ-ТЭС (рис. 5 и 6).

При выборе оптимального схемного решения не менее важным является сравнение требуемых начальных капиталовложений и сроков окупаемости возможных вариантов. В зависимости от необходимого количества теплоты на собственные нужды можно выбрать вариант схемы внедрения ТНУ в тепловую схему ПГУ-ТЭС с наименьшим сроком окупаемости (табл. 2).

В заключении приведены основные результаты и выводы по работе, главные из которых следующие:

1. На примере Северо-Западной ТЭЦ произведен сравнительный анализ, ИНТ на ПГУ-ТЭС и оценен резерв экономии топлива за счет наиболее актуальных из них. Для применения в тепловых насосах на ПГУ-ТЭС предложено использовать: воду, охлаждающую конденсатор ПТ (годовая экономия природного газа 30...1 828 тыс. м³); продувочную воду градирни (годовая экономия природного газа 185...461 тыс. м³); обессоленную воду системы охлаждения турбогенератора (годовая экономия природного газа 193...386 тыс. м³); обратную сетевую воду (годовая экономия природного газа 172...992 тыс. м³).

2. Разработаны тепловые схемы, позволяющие повысить тепловую экономичность ПГУ-ТЭС за счет утилизации низкопотенциальной теплоты продувочной воды градирни, обессоленной воды системы охлаждения турбогенераторов и обратной сетевой воды. Рассмотрены возможные направления использования теплоты, отпускаемой от конденсатора ТН, и установлено, что наиболее эффективным является использование ТНУ для отпуска теплоты на собственные нужды ТЭС (увеличение коэффициента использования теплоты топлива до 0,22 %, увеличение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении до 0,23 %). Использование тепловых насосов на ПГУ-ТЭС для отпуска тепловой энергии стороннему потребителю при увеличении коэффициента использования теплоты топлива ведет к снижению удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

3. Получены аналитические зависимости для определения граничных условий применения ТН в технологической схеме ПГУ-ТЭС. На Северо-Западной ТЭЦ минимальное значение коэффициента преобразования, при котором использование ТНУ не будет приводить к снижению показателей тепловой экономичности:

- для ТН в системах охлаждения или сбросных системах - 2,81;

- для ТН на сетевой воде - 4,1.

Разработаны аналитические зависимости для определения показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС с ТНУ и математические модели, позволяющие исследовать влияние, оказываемое на показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭС применением ТН в системах ТЭС, при различных направлениях использования тепловой энергии отпускаемой от конденсатора ТН. Получены численные значения изменения показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС при различных вариантах включения ТНУ в тепловую схему.

4. Разработаны рекомендации по выбору способа утилизации низкопотенциальной теплоты на ПГУ-ТЭС при помощи ТНУ. В соответствии с рекомендациями было установлено, что для подогрева химобессоленной воды наиболее эффективно могут быть использованы:

- вода, охлаждающая конденсатор ПТ (срок окупаемости 3,5...5 лет);
- продувочная вода градирни (срок окупаемости 3...6 лет).

Для ГВС наиболее эффективно могут быть использованы:

- вода из системы охлаждения турбогенераторов (срок окупаемости 13...18 лет);
- обратная сетевая вода (срок окупаемости 4...7 лет).

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Молодкина М.А. Тепловой насос в замкнутой системе воздушного охлаждения турбогенератора / М.А. Молодкина // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2011. № 2 (123). – С. 81–85.
2. Молодкина М.А. Возможности энергосбережения на парогазовых тепловых электростанциях большой мощности за счет утилизации выбросов низкопотенциальной теплоты продувки градирни / М.А. Молодкина // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2011 № 3 (130). – С. 84–88.
3. Молодкина М.А. Методика распределения затрат топлива между электрической и тепловой энергиями для ТЭЦ на базе ПГУ с котлом утилизатором на примере Северо-Западной ТЭЦ / М.А. Молодкина, В.М. Боровков // XXXVI Неделя науки СПбГПУ: материалы Всероссийской межвузовской научно-технической конференции студентов и аспирантов. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. – С. 159–161.
4. Молодкина М.А. Применение теплового насоса в схеме теплофикационной установки ТЭЦ на базе парогазовой установки с котлом утилизатором на примере Северо-Западной ТЭЦ / М.А. Молодкина, В.М. Боровков // XXXVII Неделя науки СПбГПУ: материалы Всероссийской межвузовской научной

конференции студентов и аспирантов. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – С. 111–112.

5. Молодкина М.А. Исследование возможностей энергосбережения на тепловых электростанциях, работающих на базе парогазовых установок с котлами-утилизаторами, за счет утилизации выбросов низкопотенциальной теплоты / М.А. Молодкина // Наука и инновации в технических университетах: материалы Третьего Всероссийского форума студентов, аспирантов и молодых ученых. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – С. 113.
6. Молодкина М.А. Исследование возможностей энергосбережения на тепловых электростанциях, работающих на базе парогазовых установок с котлами-утилизаторами, за счет внедрения теплового насоса в тепловую схему / М.А. Молодкина, В.М. Боровков // XXXVIII Неделя науки СПбГПУ: материалы международной научно-практической конференции. Ч. III. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – С. 105–106.
7. Молодкина М.А. Исследование возможностей энергосбережения на парогазовых тепловых электростанциях большой мощности за счет утилизации выбросов низкопотенциальной теплоты сточных вод и продувки градирни / М.А. Молодкина, В.М. Боровков // XXXIX Неделя науки СПбГПУ: материалы международной научно-практической конференции. Ч. III. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – С. 157–159.