

На правах рукописи



КОГАН ПАВЕЛ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**Повышение эффективности теплофикационных паровых турбин
для ПГУ**

Специальность 05 04 12 – Турбомашины и комбинированные турбоустановки

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук



Екатеринбург – 2007

Работа выполнена на ЗАО «Уральский турбинный завод» и кафедре «Турбины и двигатели»
ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет-УПИ»

Научный руководитель	профессор, доктор технических наук Баринберг Григорий Давидович
Официальные оппоненты	профессор, доктор технических наук, лауреат Государственной премии РФ Хоменок Леонид Арсентьевич, кандидат технических наук Мурманский Борис Ефимович
Ведущая организация	ОАО «Всероссийский научно- исследовательский теплотехнический институт»

Защита состоится 30 мая 2007 г в 15 30 на заседании специализированного совета Д 212 285 07 при ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет-УПИ» по адресу 620002, г Екатеринбург, ул С Ковалевской, 5, ауд Т-703

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет-УПИ»

Ваши отзывы в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу 620002, г Екатеринбург, К-2, ул Мира, 19, ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, ученому секретарю совета Телефон (8343) 375-45-74, факс (8343) 334-67-82, e-mail ta.ugtu@mail.ru или skbt@utz.ru

Автореферат разослан 23 апреля 2007 г

Ученый секретарь
специализированного совета



Аронсон К Э

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В настоящее время в России происходит реформирование электроэнергетики, которое подразумевает освоение новых современных эффективных технологий производства электрической и тепловой энергии на ТЭС с применением парогазовых установок (ПГУ). Это позволяет резко повысить экономичность (КПД \approx 52-53%, в дальнейшем – свыше 60 %) при сохранении высокой маневренности, блочности и других преимуществ газотурбинной электростанции. Особенно эффективно применение ПГУ в условиях ТЭЦ, так как позволяет не только экономить топливо и охлаждающую воду, но также решить задачи покрытия пиков электрических нагрузок и экологическую проблему в результате уменьшения выбросов тепла на теплофикационных режимах. Уровень повышения экономичности ПГУ определяется как ПГУ, так и непосредственно паротурбинной установкой (ПТУ), составляющей которой является паровая турбина.

Таким образом, повышение эффективности теплофикационных турбин для ПГУ, а также их тепловых схем является на сегодняшний день актуальной задачей.

Целью работы является разработка и реализация путей повышения эффективности теплофикационных паровых турбин за счет оптимизации начальных параметров пара, выбора оптимальной проточной части турбины, выбора оптимальной низкпотенциальной части, определения эффективности привлечения теплофикационных турбин для покрытия пиков и провалов графика электрических нагрузок, а также совершенствования их тепловых схем.

Научная новизна и значимость работы заключаются в следующем:

-разработана методика выбора оптимальной проточной части теплофикационных турбин с двух- и трехступенчатым подогревом сетевой воды для ПГУ с учетом совместной работы турбины и тепловых сетей,

-рассмотрены на базе теплофикационной турбины Т-40-7,5 ЗАО УТЗ эффективность применения на ТЭЦ с пиковыми водогрейными котлами двухступенчатого подогрева сетевой воды турбин, спроектированных для трехступенчатого и двухступенчатого подогрева сетевой воды, а также возможность унификации предотборных ступеней при различных $\alpha_{ТЭЦ}$ с геометрией аналогичных ступеней выпускаемых заводом турбин,

-разработана методика выбора оптимальных начальных параметров пара теплофикационных турбин для ПГУ и выполнены на ее основе исследования по определению их величин для различных расходов пара и электрической мощности с учетом

178

влияния конструктивных особенностей турбин на изменение КПД отдельных отсеков проточной части, утечек пара через концевые уплотнения и штоки клапанов и затрат на ПГУ,

-разработана методика по выбору оптимальной низкопотенциальной части теплофикационных паровых турбин,

-проведены исследования по влиянию на экономичность турбины давления отбора пара на пиковую ступень подогрева сетевой воды,

- выполнены исследования эффективности отключения регенерации на теплофикационных и конденсационных режимах турбины Тп-110/120-12,8-12М при работе ее в составе ПГУ по сбросной схеме с низконапорным парогенератором при прохождении пиков графика электрических нагрузок,

-исследованы и определены критерии эксплуатации турбины Тп-110/120-12,8-12М при двухступенчатом подогреве сетевой воды, проверена пригодность комплектуемого с турбиной вспомогательного оборудования при работе с полностью отключенной регенерацией,

-оптимизирована последовательность применения известных способов снижения электрических нагрузок для прохождения провалов графика электрических нагрузок,

-проведены исследования по выбору оптимальной схемы включения электрокотлов для подогрева сетевой воды при прохождении провалов графика электрических нагрузок,

-предложен ряд новых конструктивных решений по усовершенствованию принципиальных тепловых схем теплофикационных турбоустановок для двухконтурных ПГУ и турбоустановок, работающих в составе ПГУ по сбросной схеме

Практическое значение работы определяется тем, что результаты выполненных исследований используются в разработках завода-изготовителя ЗАО УТЗ паровых теплофикационных турбин для работы их в составе ПГУ, в частности турбины Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3, и могут быть использованы другими заводами и проектными институтами

Достоверность и обоснованность результатов, выводов и практических рекомендаций обеспечиваются использованием методов расчета проточной части, переменных режимов, тепловых схем, применяемых на ЗАО УТЗ при создании теплофикационных турбин, реального изменения КПД отдельных отсеков, утечек пара через концевые уплотнения и штоки клапанов с учетом конструктивных особенностей теплофикационных турбин завода, а также реальных характеристик подогревателей сетевой воды и потерь давления в трубопроводах подвода пара к ним

Автор защищает следующие положения:

- 1 Методика выбора оптимальной проточной части теплофикационных турбин с двух- и трехступенчатым подогревом сетевой воды для ПГУ с учетом совместной работы турбины и тепловых сетей
- 2 Методика выбора оптимальных начальных параметров пара теплофикационных турбин для ПГУ и, проведенные на ее основе, исследования по определению их величин для различных расходов пара и электрической мощности
- 3 Методика и результаты выполненных на ее основе исследований по определению влияния на экономичность турбины давления отбора пара на пиковую ступень подогрева сетевой воды
- 4 Методика и результаты выполненного на ее основе выбора низкпотенциальной части турбины Т-35/50-7,2
- 5 Результаты исследований по эффективности привлечения конкретных теплофикационных турбин для покрытия пиков и провалов графика электрических нагрузок
- 6 Результаты исследований эффективности применения на ТЭЦ с пиковыми водогрейными котлами двухступенчатого подогрева сетевой воды турбин, спроектированных для трехступенчатого и двухступенчатого подогрева сетевой воды
- 7 Результаты исследования по выбору оптимальной схемы включения электрокотлов для подогрева сетевой воды при прохождении провалов графика электрических нагрузок

Апробация работы. Основное содержание диссертации докладывалось на Уральском турбинном заводе, кафедре “Турбины и двигатели” УГТУ-УПИ, на совещании о перспективных направлениях совершенствования тепловых схем и энергооборудования для паротурбинных и парогазовых ТЭС в АОТ НПО ЦКТИ, (С-Петербург, 2001) на II отчетной конференции молодых ученых ГОУ УГТУ-УПИ, (Екатеринбург, 2002), на XLIX научно-технической сессии по проблемам газовых турбин «Газотурбинные и парогазовые установки для технического перевооружения отечественной теплоэнергетики, (Москва, ВТИ, 2002), на заседании научно-технического совета ОАО «Мосэнерго», (Москва, 2003), на 49-ой научно-технической сессии РАН по проблемам газовых турбин на тему «Газотурбинные и парогазовые установки для технического перевооружения отечественной энергетики»

(г Москва, 2003), на научно-техническом совете ВТИ, (Москва, 2004), на заседании научно-технического совета РАО ЕЭС, (Москва, ВТИ, 2005), на 2-ом международном форуме энергетиков Казахстана, (Алматы, 2006), на международной экспертно-практической конференции «Энергетическое машиностроение России – новые решения», (Екатеринбург, 2006), на V международной научно-практической конференции «Совершенствование теплотехнического оборудования», (Екатеринбург, 2007)

Публикации

Основные положения и результаты опубликованы в 8 печатных изданиях, два из которых – патенты Российской Федерации

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения по работе, списка использованной литературы, включающего 65 наименований. Работа изложена на 146 страницах, включая 45 рисунков и 2 таблицы

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснованы выбор направления исследования и его цели, определен круг основных задач исследований, показаны актуальность, научная и практическая значимость решаемых проблем

В первой главе представлен обзор опубликованных работ, посвященных исследованиям по повышению эффективности теплофикационных турбин для ПГУ

Проведен анализ исследований по выбору оптимальной проточной части предотборных ступеней теплофикационных турбин (Г Д Баринберг, Е И Бененсон), однако в этих исследованиях нет достаточных методических обоснований по выбору оптимальной проточной части, обеспечивающей как максимальный КПД турбины, так и максимальную эффективность ступенчатого подогрева сетевой воды

Изучен опыт Д М Будняцкого, Р И Костюка и других по оптимизации низкопотенциальной части (НПЧ), на основе чего сделаны выводы о необходимости поиска иных, более простых путей решения задачи по выбору НПЧ

Проведен анализ работ по эффективности повышения начальных параметров пара мощных паровых турбин (Г Д Баринберг, Е И Бененсон), а также исследований Н С Чернецкого по выбору оптимального давления свежего пара турбин для ПГУ для различных температур газа на входе в котел-утилизатор и П А Березинца, М К Васильева, Г Г Ольховского по определению эффективности бинарных ПГУ на базе ГТУ средней мощности. Однако в упомянутых работах вопрос оптимизации начальных параметров пара

не рассматривался, нет в них также каких-либо методик по выбору оптимальных начальных параметров пара

В публикациях отсутствуют исследования о влиянии давления пиковой ступени подогрева сетевой воды на экономичность теплофикационных турбин, хотя в схемах двухконтурных ПГУ предусмотрен трехступенчатый или четырехступенчатый ее подогрев. Оптимальный выбор давления пиковой ступени сказывается на повышении эффективности всей ПГУ.

Проведен детальный анализ работ, посвященных исследованиям по привлечению турбин, работающих в составе ПГУ для покрытия пиков графика электрических нагрузок (Г. Д. Баринберг, Е. И. Бененсон, Л. С. Иоффе). На их основе сделаны выводы о том, что за последнее время произошло существенное изменение как конструктивных, так и эксплуатационных параметров турбин. Все это вместе взятое должно повлиять на величину $N_{\text{доп}}$, $q_{\text{доп}}$, которые могут быть получены только в результате дополнительных исследований. Также проанализированы исследования по получению $N_{\text{доп}}$ путем отключения ПВД и ПНД.

Изучены методы привлечения турбин, работающих в составе ПГУ, для покрытия провалов графика электрических нагрузок путем передачи части тепловой нагрузки на пиковые водогрейные котлы и по повышению давления в отопительных отборах обводом части сетевой воды помимо ПСГ (Е. И. Эфрос, В. И. Камнев), а также путем использования электроджетов (А. Kunzli, М. Н. Хаджаев, В. И. Андреев). Выявлено, что отсутствуют публикации по снижению электрической мощности путем перехода с двух на одноступенчатый подогрев сетевой воды.

На основе проведенного анализа литературы были сформулированы основные задачи исследования.

Во второй главе рассмотрены вопросы оптимизации проточной части турбины

От выбора проточной части ступеней ПО и СО зависит экономичность теплофикационной турбины, так как она в первую очередь влияет на эффективность ступенчатого подогрева сетевой воды. Поэтому проточную часть теплофикационных турбин необходимо выполнять с учетом совместной работы турбины и тепловых сетей таким образом, чтобы экономичность турбоагрегата за годовой период была максимальной. Автором предложена соответствующая методика выбора ступеней ПО и СО с учетом совместной работы турбины и тепловых сетей. Показано, что при эксплуатации турбины при наличии пикового

источника подогрева сетевой воды ($\alpha_{тэц}=0,5$) или его отсутствии ($\alpha_{тэц}=1,0$) ступени ЧСД (ступени ПО и СО) выбираются при разных оптимальных температурах наружного воздуха. Оптимальные параметры пара для выбора геометрии ступеней ПО для $\alpha_{тэц}=0,5$ и $\alpha_{тэц}=1,0$ турбины Т-40-7,5 для ПГУ-130, определенные в соответствии с разработанной методикой, помещены в таблице

Величина	Варианты ступеней ПО	
	$\alpha_{тэц}=0,5$	$\alpha_{тэц}=1,0$
Оптимальная температура наружного воздуха, °С	-4,5	-11,5
Температура обратной сетевой воды, °С	45	54
Температура прямой сетевой воды, °С	85	107
Давление перед ПО, МПа	0,078	0,192
Давление за ПО, МПа	0,037	0,051
Адиабатический теплоперепад, кДж/кг	119	219
Расход пара через ПО, кг/с	24,6	20,0
Число ступеней ПО	2	3

Также проведено исследование влияния ступеней промежуточного отсека на экономичность теплофикационных турбин при двухступенчатом подогреве сетевой воды. С учетом числа часов стояния температур наружного воздуха повышение экономичности турбины при двухступенчатом подогреве сетевой воды составляет около 2,6 и 1,7%, соответственно для вариантов ПО, выбранных для $\alpha_{тэц}=0,5$ и 1,0. Таким образом, различие в экономичности составляет 0,9 %

Рассмотрены вопросы, касающиеся НПЧ. Автором предложена методика по выбору НПЧ на базе готовых на заводах-изготовителях паротурбинного оборудования комплексов НПЧ, включающих расход охлаждающей воды G_w , поверхность конденсатора N_k и высоту лопатки последней ступени l_n . Для выбора оптимальной НПЧ считаются заданными расход пара в конденсатор G_k , давление в конденсаторе на конденсационном режиме или

температура охлаждающей воды, а также температура охлаждающей воды на теплофикационном режиме, обычно среднезимнем

При таком подходе для каждого из комплексов учитываются на конденсационном режиме потери мощности с выходной скоростью $\Delta N_{вс}$ и потери мощности на циркумсосах $\Delta N_{ц}$, а на теплофикационном режиме – потери мощности на трение и вентиляцию в ступенях ЧНД $\Delta N_{тв}$ и потери мощности на циркумсосах $\Delta N_{н}$. Для каждого из режимов с достаточной степенью точности могут быть заданы величины n_K и n_T (продолжительность работы турбины на конденсационном и теплофикационном режиме соответственно)

Поэтому вся оптимизация НПЧ сводится к определению функции

$$\min f(N_i, \bar{n}_i) = (\Delta N_K + \Delta N_H) \bar{n}_K + (\Delta N_{ТВ} + \Delta N_H) \bar{n}_T,$$

$$\text{где } \bar{n}_K = \frac{n_K}{n_K + n_T}, \quad \bar{n}_T = \frac{n_T}{n_K + n_T}$$

Исходя из предложенной методики, был осуществлен выбор оптимальной НПЧ турбины Т-35/50-7,2 для ПГУ-170 применительно к условиям ТЭЦ-27 ОАО Мосэнерго

Рассмотрены следующие варианты НПЧ высота лопатки последней ступени $l_n=550$ мм, конденсатор К-3100 с поверхностью теплообмена $N_k=3100$ м² и расходом охлаждающей воды $G_{в}=8000$ м³/ч, $l_n=660$ мм, $N_k=6000$ м², $G_{в}=13500$ м³/ч (конденсатор К-6000), $l_n=830$ мм, $N_k=6000$ м², $G_{в}=13500$ м³/ч. Показано, что наименьшие потери мощности по ТЭЦ за год имеют место при высоте лопатки последней ступени 550 мм (рис 1). В связи с этим для турбины Т-35/50-7,2 принята НПЧ, состоящая из ЧНД с высотой лопатки последней ступени 550 мм, конденсатора К-3100 с поверхностью теплообмена 3100 м² и расходом охлаждающей воды 8000 м³/ч. По этой же методике выбрана НПЧ для турбины Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

В третьей главе рассмотрен круг вопросов, касающихся разработок эффективных теплофикационных паровых турбин с двумя контурами давления и котлами-утилизаторами

При создании паровых турбин повышение начальных параметров пара ведет к уменьшению объемного расхода пара, высот облопачивания и переходу в ряде случаев на парциальный подвод пара, что приводит к снижению КПД проточной части высокого давления (ЧВД). Одновременно увеличиваются протечки пара через штоки регулирующих клапанов и концевые уплотнения, а также габариты турбины и ее стоимость

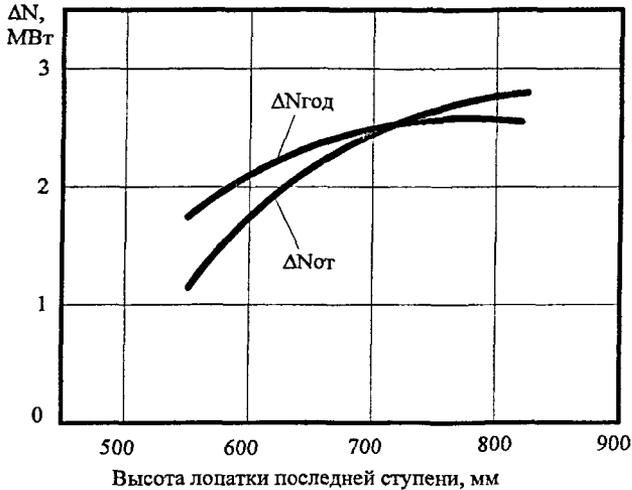


Рис 1 Зависимость суммарных потерь мощности по ТЭЦ от высоты лопатки последней ступени
 $\Delta N_{\text{от}} = \Delta N_{\text{тв}} + \Delta N_{\text{ци}}$ - суммарные потери мощности по ТЭЦ на среднезимнем режиме,
 $\Delta N_{\text{тв}}$ - потери мощности на трение и вентиляцию,
 $\Delta N_{\text{ци}}$ - потери мощности на циркусасах

Автором в данной главе на основании разработанной методики, позволяющей ограничиться только изменением конструкции ЧВД, проведены исследования по выбору оптимальных значений начальных параметров пара, учитывающих не только изменение КПД, утечек через концевые уплотнения и штоки клапанов, но и влияние изменения расчетных затрат всей ПГУ. В качестве модели исследования принята теплофикационная турбина Т-40-7,5 ЗАО УТЗ для ПГУ-130, ЧВД которой состоит из ступеней давления внутреннего цилиндра с диаметром корня рабочих лопаток 730 мм и ступеней давления отсека внешнего цилиндра с диаметром корня рабочих лопаток 930 мм. Давление за этим отсеком $\sim 0,9$ МПа отвечает параметрам вторичного пара от котлов-утилизаторов. Предполагается, что в сопоставимых вариантах турбины параметры вторичного пара низкого давления (НД) одинаковые, составляют 0,9 МПа, 212 °С, и сохраняется соотношение расходов пара ВД и НД, равное 5,1, что соответствует соотношению этих расходов в турбине Т-40-7,5 на среднезимнем режиме. Сопряженные параметры пара высокого давления (ВД), постоянное соотношение расходов пара ВД и НД, а также неизменная температура вторичного пара НД обеспечивают в конструкциях турбин с одинаковым расходом пара ВД одинаковые параметры пара перед ступенями среднего давления, расположенными после

подвода вторичного пара НД, а также одинаковые параметры отработавшего пара турбины и давление в конденсаторе. Это позволяет при исследовании исключить из рассмотрения влияние на экономичность ступеней среднего и низкого давления, всей низкопотенциальной части, в том числе конденсатора и циркудоснабжения, и ограничиться только определением изменения экономичности ЧВД. При исследовании начальное давление изменялось в диапазоне 5,89-15,0 МПа путем уменьшения или увеличения количества ступеней во внутреннем цилиндре турбины Т-40-7,5. Расход свежего пара изменялся в диапазоне 50-200 т/ч при дискретных значениях 50, 100, 150, 200 т/ч.

В результате проведенных исследований установлено, что с увеличением расхода свежего пара при увеличении P_0 имеет место более интенсивное приращение электрической мощности, что является следствием увеличения КПД ЧВД. Для расхода пара 50 т/ч приращения мощности начиная с $P_0=7$ МПа практически нет, так как из-за малых объемных расходов пара при увеличении давления свежего пара имеет место парциальный его подвод на все большем количестве ступеней и значительное снижение КПД ЧВД. В связи с этим выполнены исследования по влиянию изменения расчетных затрат ПГУ при изменении P_0 .

Экономия расчетных затрат по ТЭЦ при повышении давления свежего пара по сравнению с базовым вариантом ($P_0=5,89$ МПа) для соответствующего расхода пара на турбину определялась по формуле

$$\Delta Z = \Delta N [C_3 \cdot n + 0,94 K_{уд} (E_H + P_2)] - \Delta B \cdot C_T \cdot n,$$

где ΔN – величина повышения электрической мощности турбины, кВт, C_3 – удельная стоимость отпущенной электроэнергии, руб/(кВт ч), n – приведенное число часов работы турбины с номинальным расходом свежего пара, ч, 0,94 – доля удельной стоимости капложений за вычетом стоимости циркудоснабжения и конденсатора, $K_{уд}$ – удельная стоимость дополнительной установленной электрической мощности, руб/(кВт ч), E_H – нормативный коэффициент эффективности капложений, P_2 – коэффициент амортизационных

отчислений, ΔB – увеличение расхода топлива на турбоустановку при повышении начальных параметров пара, т у т., C_T – стоимость условного топлива, руб/т у т

При исследовании рассмотрены два значения удельных капложений на дополнительную электрическую мощность базового варианта 10500 руб/(кВт ч) и 21000 руб/(кВт ч), что, по данным ПГУ-170 Тюменской ТЭЦ-1, является соответственно отражением влияния на стоимость ПГУ газовых турбин отечественного и зарубежного производства. Изменение расчетных затрат определялось для числа часов работы паровой турбины с номинальным расходом свежего пара 4000 и 6000 часов.

При увеличении P_0 происходит изменение стоимости котельного оборудования и паровой турбины. При исследовании изменение удельных капложений по котельному оборудованию учитывалось на основании относительных величин, а паровой турбины – пропорционально изменению ее длины.

В результате исследований определено, что с увеличением расхода свежего пара растет и величина P_0^{opt} , и соответственно температура свежего пара. При этом меньшие величины $K_{уд}$ и числа часов работы соответствуют меньшим значениям P_0^{opt} при $K_{уд}=10500$ руб/кВт $P_0^{opt}=12-13$ МПа, а при $K_{уд}=21000$ руб/кВт $P_0^{opt}=13-14$ МПа (рис 2). Полученные в результате исследований величины P_0^{opt} превышают их значения, принятые ранее для турбин ПГУ АО ЛМЗ и ОАО ТМЗ, в которых P_0 изменяется в диапазоне 6,5-7,7 МПа.

Можно предположить, что принятые ранее давления свежего пара являются отражением низких цен на оборудование и отпущенную электроэнергию или же отсутствовал учет влияния этих факторов.

В этой главе также рассмотрены вопросы по исследованию влияния на экономичность турбины давления отбора пара на пиковую ступень подогрева сетевой воды.

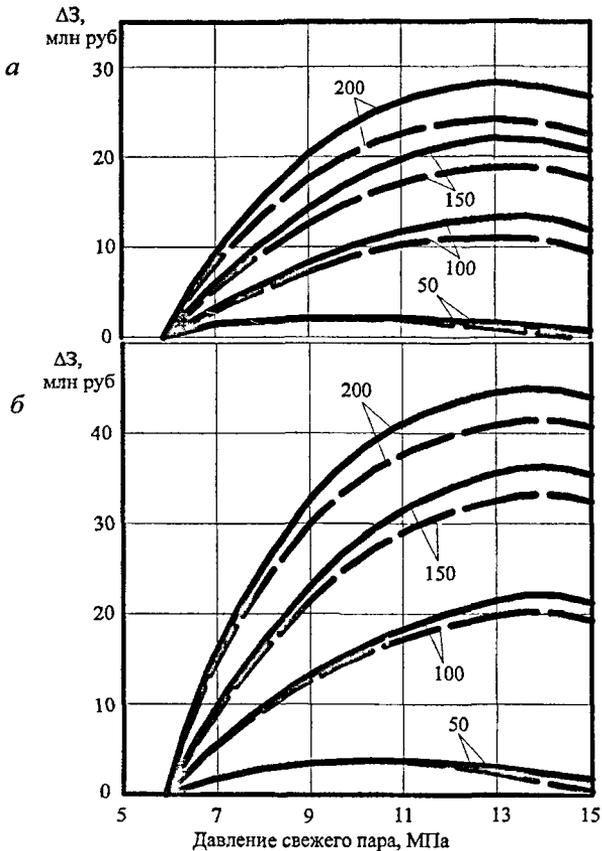


Рис 2 Зависимость экономии расчетных затрат ПГУ с теплофикационными турбинами от давления свежего пара а - $K_{уд}=10500$ руб/кВт, б - $K_{уд}=21000$ руб/кВ
 — — — — — $n=4000$ ч
 - - - - - $n=6000$ ч
 Цифры на кривых - расход свежего пара, т/ч

При трехступенчатом подогреве сетевой воды максимальная, хотя и кратковременная, температура сетевой воды составляет 150°C , которая соответствует минимальной температуре наружного воздуха. С учетом потерь давления в трубопроводе подвода пара к пиковому бойлеру (ПБ) и недогрева воды в нем для обеспечения указанной температуры подогрева сетевой воды требуется величина давления в камере отбора пара около $0,6$ МПа. Таким образом, при номинальном расходе пара практически во всем диапазоне изменения температур наружного воздуха ($t_{нв}$) имеет место дросселирование подводимого к ПБ пара и снижение экономичности турбоустановки.

В качестве модели для исследования принята теплофикационная паровая турбина Т-40-7,5 ЗАО УТЗ для ПГУ-130, выбраны климатические условия Европейской части России, температурный график теплосети 150/70 °С. Расчетные исследования проведены при дискретных величинах $t_{нв}$ -4,6, -10,0, -16,6, -20,0, -25,0 °С, трехступенчатом подогреве сетевой воды, начальных параметрах пара высокого давления 8,06 МПа, 510 °С, 38,9 кг/с, низкого давления – 0,9 МПа, 225 °С, 8,33 кг/с. При исследовании рассматривались отборы пара на ПБ за 16-й ступенью (давление в камере отбора составляет 0,927 МПа), за 17-й ступенью (давление 0,713 МПа) и за 18-й ступенью (давление 0,532 МПа).

На всех режимах температура охлаждающей воды принята равной 20 °С. За базовый вариант принята модель с расположением камеры отбора на ПБ за 16-й ступенью (отбор пара на ПСВ-3 совпадает с местом подвода пара НД от котла-утилизатора).

При исследовании учитывались реальная тепловая схема турбоустановки, изменение КПД предотборных ступеней при изменении объемного пропуска пара, протечки через концевые уплотнения и штоки клапанов, потери механические и в генераторе, недогревы воды в бойлерах и потери в трубопроводах подвода пара к ним на основании их реальных конструкций и трассировок трубопроводов. В результате проведенных расчетных исследований было определено, что снижение давления отбираемого пара на ПБ ведет к росту удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Это происходит за счет увеличения располагаемого теплоперепада отсеков, предшествующих отбору пара на ПБ. Характер изменения относительной экономии топлива практически в точности повторяет характер изменения удельной выработки электроэнергии. При снижении температуры наружного воздуха увеличивается давление в камере отбора на ПСГ-2, что ведет к снижению располагаемого теплоперепада на турбину, снижению мощности отсека ступеней, расположенных между камерами отбора пара на ПБ и на ПСГ-2 и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Одновременно происходит перегрузка ПСГ-1 по тепловой нагрузке.

При температурах наружного воздуха ниже -17 °С экономичность падает с 2 % до отрицательных значений. В то же время число часов работы турбины при температурах наружного воздуха ниже -17 °С составляет очень незначительную часть от общего количества часов работы. Поэтому в среднегодовом разрезе происходит рост эффективности турбины до 1,15 и 3,17% при переносе камеры отбора на ПБ за 17-ю и 18-ю ступени, соответственно. На основании вышеизложенного можно утверждать, что переход на отбор пара на ПСВ из камеры давлением около 0,71 МПа на отбор из камеры давлением 0,53 МПа

на номинальном режиме позволяет повысить экономичность турбины за отопительный период на $\Delta \epsilon_r = 2,02\%$

Хотя в среднегодовом разрезе переход питания ПСВ-3 из камеры с более низким давлением связано с повышением экономичности турбины, имеется возможность еще большего повышения эффективности турбоустановки за счет отбора пара на ПБ из разных камер отбора при соответствующих температурах наружного воздуха. Для этого автором совместно с Г.Д. Баринбергом и другими был предложен патентованный способ регулирования температуры сетевой воды после ПБ, обеспечивающий высокую экономичность турбоустановки при трехступенчатом подогреве сетевой воды.

В целях исследования показателей экономичности модели на частичных расходах пара высокого и низкого давления выполнены исследования при изменении этих расходов в диапазоне 70–100% и их дискретных значениях 100, 85 и 70% для температур наружного воздуха $-4,6$, -25 °С. Показано, что при температуре наружного воздуха $-4,6$ °С происходит снижение экономичности турбины, выраженной величиной относительной экономии топлива.

Для более холодной температуры наружного воздуха -25 °С, при изменении относительной нагрузки на турбину происходит незначительное снижение экономичности турбоустановки (рис. 3). При выполнении исследований работы турбины на переменных режимах применена система каскадного слива конденсата греющего пара, согласно которой конденсат греющего пара ПСГ-2 направляется через расширитель в конденсатосборник ПСГ-1, а выпар из расширителя направляется в охладитель выпара (ОВ), установленный по тракту сетевой воды перед ПСГ-1 и несоединенный с проточной частью турбины. Благодаря наличию ОВ, не соединенного с проточной частью турбины, на трубопроводах подвода пара к ПСГ не устанавливаются обратные клапаны, что упрощает турбоустановку и позволяет повысить ее экономичность. Однако при нагреве сетевой воды в ОВ температура обратной сетевой воды перед ПСГ-1 повышается, что связано со снижением экономичности.

Автором совместно с Г.Д. Баринбергом и другими предложена патентованная система каскадного слива конденсата греющего пара, согласно которой ОВ, установленный перед ПСГ-1, охлаждается основным конденсатом. Благодаря этому техническому решению температура обратной сетевой воды не повышается, что позволяет повысить мощность турбины.

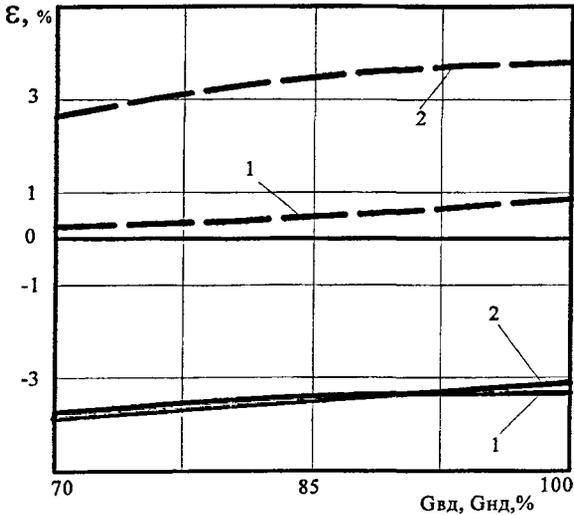


Рис 3 Относительная экономия топлива вариантов турбины при переносе камеры отбора пара на ПБ за 17-ю и 18-ю ступени и частичных расходах пара Гвд, Гнд при трехступенчатом подогреве сетевой воды

1-камера отбора на ПБ - за 17-й ступенью,

2-камера отбора на ПБ - за 18-й ступенью

— — температура наружного воздуха $-4,6^{\circ}\text{C}$

— — температура наружного воздуха -25°C

На среднезимнем режиме при температуре наружного воздуха $-4,6^{\circ}\text{C}$ повышение мощности составляет $\sim 0,5$, $\sim 0,8$, $\sim 1,22\%$ для расходов пара ВД и НД 70, 85 и 100 % от номинального соответственно

В четвертой главе представлены результаты исследований по повышению эффективности привлечения теплофикационных турбин для покрытия пиков и провалов графика электрических нагрузок

Одним из эффективных способов повышения эффективности ТЭЦ и улучшения экологии окружающей среды является использование теплофикационных паровых турбин в составе ПГУ, разрабатываемых по "сбросной" схеме с низконапорным парогенератором (НПГ)

В этом случае можно частично или полностью отключить регенерацию высокого и низкого давления теплофикационной ПТ с утилизацией теплоты отработавших газов ГТ и котла питательной водой в газоводяных теплообменниках высокого давления (ГВП ВД) и конденсатом в газоводяных теплообменниках низкого давления (ГВП НД) При этом наряду

с увеличением электрической мощности может быть получена и дополнительная тепловая нагрузка

В качестве модели исследования по повышению эффективности привлечения теплофикационных турбин для покрытия пиков графика электрических нагрузок принята паровая теплофикационная турбина типа Тп-110/120-12,8-12М на начальные параметры пара 12,8 МПа, 555 °С номинальной электрической мощностью 110 МВт и тепловой нагрузкой 733 ГДж/ч при отключении регенерации высокого и низкого давления. В соответствии с разработанной методикой проведены исследования по эффективности работы паровой турбины в составе ПГУ на теплофикационных режимах. Они выполнены относительно номинального расхода свежего пара 480 т/ч, двухступенчатого подогрева сетевой воды в диапазоне температур наружного воздуха от -37°С до -7,5°С для дискретных значений -37, -16,6, -7,5°С при температурах обратной сетевой воды 70, 50, 41,5°С соответственно и при номинальной температуре охлаждающей воды 20°С.

В результате проведенных исследований установлено, что в результате 100 % - ного отключения регенерации возможно повышение электрической мощности турбины ΔN на 9 МВт и тепловой нагрузки ΔQ на ≈ 230 ГДж/ч, однако при этом происходит снижение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что объясняется ростом давления в камерах отопительных отборов пара на ПСГ и уменьшением в связи с этим использованного теплоперепада турбины.

Расчетные величины повышения мощности при отключении ПВД достаточно хорошо согласуются с экспериментальными данными по турбине Т-110/120-12,8 СУГРЭС.

Также следует отметить, что при полностью отключенной регенерации давления в камерах отбора пара не превышают допустимой величины 0,2 и 0,25 МПа соответственно на ПСГ-1 и ПСГ-2. Выявлено, что при отключении регенерации происходит перегрузка ступеней, предшествующих отборам пара на ПСГ-1 и ПСГ-2, ступеней ЦНД, повышение давлений в камерах отбора пара на ПНД и ПВД, изменение осевого усилия и т.п., а также, что для предотвращения перегрузки ступеней, предшествующих отбору пара на ПСГ-2, давление в камере отбора пара должно быть не менее 0,113 МПа.

При отключенных ПВД и максимальном расходе свежего пара 485 т/ч давления в камерах отборов пара на последние достигают величин 3,72, 2,65, 1,47 МПа соответственно на П7, П6, П5. Турбину Тп-110/120-12,8-12М предполагается укомплектовать ПВД-550-230-50 – для П7, ПВД-550-230-35 – для П6 и ПВД-550-25 – для П5, которые

допускают избыточные давления по греющему пару 4,9, 3,43, 2,46 МПа соответственно В результате исследования установлено, что при полностью отключенной регенерации наибольшее давление $\approx 0,735$ МПа возникает в камере отбора пара на П4 Турбину предполагается укомплектовать ПНД типа ПН-250-16-7-ГУСВ, которые допускают абсолютное давление по греющему пару до 0,785 МПа Таким образом, установленные с турбиной ПВД и ПНД не препятствуют осуществлению режимов с полностью отключенной регенерацией При двухступенчатом подогреве сетевой воды и полностью отключенной регенерации расход конденсата греющего пара ПСГ-1 составляет ≈ 290 т/ч У ПСГ-1 предполагается установить два конденсатных насоса типа КСВ-320-160 производительностью 160 т/ч каждый, которые обеспечат откачку конденсата Осевое усилие при полностью отключенной регенерации, передаваемое на колодки упорного подшипника, не превышает допустимых величин Таким образом, турбина и комплектуемое с ней вспомогательное оборудование обеспечивают работу в составе ПГУ по сбросной схеме

В целях определения эффективности привлечения теплофикационных турбин для прохождения провалов графика электрических нагрузок проведены соответствующие расчетные исследования

Автором рассмотрен способ снижения электрической мощности турбины путем включения электродогревателей (ЭК), в которых подогревается сетевая вода с одновременной соответствующей разгрузкой сетевых подогревателей турбины При этом из-за разгрузки сетевых подогревателей уменьшаются расход свежего пара и мощность турбины, а так как электродогреватели используют электроэнергию, вырабатываемую теплофикационным турбоагрегатом, то мощность, выдаваемая им в систему, снижается При этом расход свежего пара на турбину достаточно высок (в отопительный период составляет 65 % от номинального), что обеспечивает надежную работу котельного, турбинного и вспомогательного оборудования ТЭЦ

В качестве модели исследования принята турбина Т-110/120-130-5 ЗАО УТЗ Исследования проведены на переменных режимах при включенных ПВД с применением в тепловой схеме турбоустановки ЭК номинальной мощностью каждый по 10 МВт и пропуском через последний воды в количестве 250 т/ч

Рассмотрены варианты с установкой 6, 8 и 10 ЭК с включением их как до, так и после ПСГ. Выявлено, что при установке ЭК до ПСГ возможно более значительное снижение электрической мощности турбины Включение ЭК до ПСГ снижает электрическую мощность при $t_{нв} = -25$ °С – от 103 МВт до 70, 58 и 47 МВт и при $t_{нв} = -5$ °С – от 103 МВт до

79, 66 и 53 МВт соответственно для 6, 8 и 10 ЭК. Однако при включении ЭК до ПСГ уменьшается КПД ступеней ПО, а также в ряде случаев происходит их разогрев и снижение надежности работы турбины при снижении температуры наружного воздуха. Это происходит из-за приближения давления в камере отбора на ПСГ-1 к давлению в камере отбора на ПСГ-2 и снижения нагрузки на ПСГ-2.

При включении ЭК после ПСГ электрическая мощность турбины снижается в меньшей степени до 78, 67 и 56 МВт при $t_{нв}=-25^{\circ}\text{C}$ и до 82, 72 и 59 МВт при $t_{нв}=-5^{\circ}\text{C}$.

Установка ЭК позволяет снизить расход пара на турбину до 335, 280 и 235 т/ч соответственно при 6, 8 и 10 ЭК при их включении до ПСГ и до 340, 290 и 247 т/ч при включении ЭК после ПСГ.

Большой расход пара на турбину при включении ЭК после ПСГ объясняется большими отборами пара на регенерацию из-за более низких давлений в камерах отопительных отборов.

Большая электрическая мощность турбины при включении ЭК после ПСГ объясняется не только большими расходами свежего пара на турбину по сравнению с включением ЭК до ПСГ, но и большими теплоперепадами в части среднего давления из-за более низких давлений в камерах отопительных отборов, а также более высокими КПД отсеков предотборных ступеней.

При включении ЭК после ПСГ происходит снижение давлений в камерах отопительных отборов и повышение – при включении ЭК до ПСГ, однако при этом они не превышают допустимых инструкцией по эксплуатации величин.

Таким образом, схема сетевой установки с включением ЭК после ПСГ более экономична и надежна, так как обеспечивает работу предотборных ступеней с высокими КПД и более низкими давлениями в камерах отопительных отборов. Кроме того, при этом облегчаются условия регулирования температуры подогрева сетевой воды.

Другим способом снижения электрической мощности турбины при сохранении ее тепловой нагрузки является способ с отключением ПВД с одновременным уменьшением расхода свежего пара и обводом части сетевой воды мимо обоих ПСГ, переходом на одноступенчатый подогрев сетевой воды. Этот способ осуществим при штатной схеме турбоустановки с турбиной Т-110/120-130-5.

В результате проведенных исследований было установлено, что при отключении ПВД и сохранении тепловой нагрузки возможно снижение расхода свежего пара от 480 т/ч до 414 т/ч. Это позволяет уменьшить электрическую мощность на 8,5 МВт. Обвод сетевой воды

помимо ПСГ до $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ позволяет уменьшить электрическую мощность турбины еще на 7 - 13 МВт. Переход на одноступенчатый подогрев сетевой воды по своей эффективности снижения электрической мощности очень близок к двухступенчатому подогреву с обводом $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ воды помимо ПСГ.

При обводе части сетевой воды мимо ПСГ происходит рост давлений в камерах отопительных отборов. На части режимов (при величине обвода воды $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$) давление в камере отбора на ПСГ-2 выше допустимой величины 0,25 МПа и 0,2 МПа в камере отбора на ПСГ-1. Чтобы этого не произошло, при двухступенчатом подогреве сетевой воды величина обвода воды мимо ПСГ должна быть не более $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$. В этом случае режим с обводом воды при двухступенчатом ее подогреве приближается по эффективности снижения электрической мощности турбины к одноступенчатому подогреву, при котором практически нет нарушения инструкции по эксплуатации.

Полученные результаты позволяют сократить количество технологических операций по снижению электрической мощности турбины, а именно вначале отключают ПВД и снижают расход свежего пара, а затем переходят на одноступенчатый подогрев сетевой воды. В результате осуществления этих операций возможно снижение электрической мощности турбины на 15-17 МВт.

Переход на режим работы с отключенными ПВД и снижением расхода свежего пара не связан с увеличением теплопроизводительности котельного оборудования, в связи с чем он осуществим в условиях ТЭЦ.

Таким образом, при штатной тепловой схеме турбоустановки разгрузка турбины возможна до 414 т/ч (~85 %), хотя согласно ПТЭ для регулирования графика электрической нагрузки предусмотрена эксплуатация турбины в диапазоне расходов свежего пара 30-100 %. Дальнейшая разгрузка турбины возможна только при снижении тепловой нагрузки и компенсации ее за счет водогрейных котлов, что неэкономично.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана и изложена методика выбора ступеней ПО и СО с учетом совместной работы турбины и тепловых сетей. Показано, что при эксплуатации турбины с наличием пикового источника подогрева сетевой воды, не питаемого из отборов турбины ($\alpha_{\text{тэц}}=0,5$), или его отсутствием ($\alpha_{\text{тэц}}=1,0$) эти ступени выбираются при разных оптимальных температурах наружного воздуха. На базе турбины Т-40-7,5 определена эффективность двухступенчатого подогрева сетевой воды для двух вариантов оптимальной проточной части с наличием пикового источника подогрева сетевой воды.

($\alpha_{тэц}=0,5$) и его отсутствием ($\alpha_{тэц}=1,0$) Получено, что его эффективность составляет 2,6 и 1,7 % соответственно для проточной части при $\alpha_{тэц}=0,5$ и $\alpha_{тэц}=1,0$

Таким образом, показана целесообразность иметь для $\alpha_{тэц}=0,5$ и $\alpha_{тэц}=1,0$ турбины с разной геометрией проточной части

При наличии на ТЭЦ водогрейного котла и установки турбины с проточной частью для $\alpha_{тэц}=1$ показана целесообразность замены в этой турбине ступеней ПО на геометрию ПО турбины для $\alpha_{тэц}=0,5$, что позволяет повысить экономичность на $\sim 1,0$ %

По данной методике была выбрана оптимальная проточная часть турбины Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

- 2 Разработана и предложена методика исследования влияния начальных параметров пара на экономичность теплофикационных турбин для ПГУ, позволяющая ограничиться влиянием только части высокого давления С учетом реальных конструкций паровых теплофикационных турбин, расчетных затрат всей ПГУ определены оптимальные давления свежего пара и их сопряженные температуры Показано, что с увеличением расчетных затрат всей ПГУ растет и величина оптимального P_0 при $K_{уд}=10500$ руб/кВт $P_0^{opt}=12-13$ МПа, а при $K_{уд}=21000$ руб/кВт $P_0^{opt}=13-14$ МПа
- 3 На базе турбины Т-40-7,5 проведены исследования по эффективности трехступенчатого подогрева сетевой воды при осуществлении отбора пара на ПБ за ступенями 16 ($P_{отб}=0,932$ МПа), 17 ($P_{отб}=0,713$ МПа) и 18 ($P_{отб}=0,532$ МПа) на номинальном расходе пара высокого и низкого давления, а также при снижении относительной нагрузки турбины до 70 %

Показано, что при осуществлении отбора пара на ПБ за 17-й ступенью наблюдается увеличение экономичности турбины на 1,15 %, а за 18-й ступенью – на 3,17 %

Таким образом, обоснована экономическая целесообразность применения, как минимум, двух линий отбора пара на ПБ из камеры подвода пара НД от котла утилизатора и из камеры турбины с более низким давлением

Разработан патентованный способ регулирования температуры сетевой воды после ПБ, обеспечивающий высокую экономичность турбоустановки при трехступенчатом подогреве сетевой воды

Показано, что при частичных расходах пара высокого и низкого давления (диапазон нагрузок 70-100 %) изменение экономичности турбины примерно пропорционально

изменению расхода пара ВД и НД при всех вариантах расположения камеры отбора на ПБ

- 4 Предложена патентованная схема каскадного слива конденсата греющего пара подогревателей сетевой воды с применением ОВ, охлаждаемого этим конденсатом, вместо сетевой воды, позволяющая повысить мощность турбоустановки на 0,12-1,22% в диапазоне нагрузок 70-100 % соответственно
- 5 Разработана и предложена методика выбора оптимальной НПЧ теплофикационных турбин на основании готовых заводских комплексов НПЧ, включающих высоту рабочих лопаток последней ступени, поверхности теплообмена конденсатора и расходы охлаждающей воды Эта методика основана на минимизации годовых потерь мощности на циркуляционное сопротивление, потерь на трение и вентиляцию ступеней ЧНД и потерь мощности с выходной скоростью последней ступени турбины

Показан вариант выбора оптимальной НПЧ турбины Т-35/50-7,2 для ПГУ-170 ТЭЦ-27 Мосэнерго По этой же методике выбрана НПЧ турбины Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

- 6 Выполнены исследования эффективности отключения регенерации на теплофикационных и конденсационных режимах турбины Тп-110/120-12,8-12М при работе ее в составе ПГУ по сбросной схеме с низконапорным парогенератором при прохождении пиков графика электрических нагрузок Показано, что при 100 % - ном отключении регенерации возможно повышение электрической мощности турбины на 9 МВт и тепловой нагрузки ΔQ на ≈ 230 ГДж/ч Данные расчетных исследований имеют хорошую сходимость с экспериментальными данными, полученными другими авторами по турбине Т-110/120-130 СУГРЭС

Исследованы и определены критерии эксплуатации турбины Тп-110/120-12,8-12М при двухступенчатом подогреве сетевой воды, проверена пригодность комплектуемого с турбиной вспомогательного оборудования при работе с полностью отключенной регенерацией

- 7 Рассмотрены два способа снижения электрической нагрузки турбины при прохождении провалов графика электрических нагрузок

7.1 Проведены исследования по определению эффективности применения ЭК Показано, что при включении ЭК до ПСГ происходит снижение электрической мощности $t_{\text{нв}}=-25$ °С – от 103 МВт до 70, 58 и 47 МВт и при $t_{\text{нв}}=-5$ °С – от 103 МВт

до 79, 66 и 53 МВт соответственно для 6, 8 и 10 ЭК. Однако при этом ухудшаются условия работы рабочих лопаток ступеней ПО из-за значительного снижения КПД, а в ряде случаев – из-за их разогрева.

При включении ЭК после ПСГ электрическая мощность турбины снижается в меньшей степени – до 78, 67 и 56 МВт при $t_{\text{нв}} = -25^{\circ}\text{C}$ и до 82, 72 и 59 МВт при $t_{\text{нв}} = -5^{\circ}\text{C}$. Однако схема сетевой установки с включением ЭК после ПСГ более экономична и надежна, так как обеспечивает работу предотборных ступеней с более высокими КПД и более низкими давлениями в камерах отопительных отборов. Кроме того, при этом облегчаются условия регулирования температуры подогрева сетевой воды.

7.2 Исследованы оптимальные пути снижения электрической мощности турбины Т-110/120-130-5 как для ПГУ по сбросной схеме, так и для схемы ПГУ при штатной схеме сетевой установки. Показано, что вначале целесообразно осуществлять отключение ПВД с одновременным снижением расхода свежего пара, а далее переходить на одноступенчатый подогрев сетевой воды.

Основные положения диссертации опубликованы в **следующих работах**

- 1 Баринберг Г.Д. Выбор ступеней промежуточного отсека и их влияние на экономичность теплофикационных турбин при двухступенчатом подогреве сетевой воды /Г.Д. Баринберг, П.В. Коган// Региональный сборник научных статей. Совершенствование турбин и турбинного оборудования Екатеринбург УГТУ, 2000
- 2 Коган П.В. Влияние давления отбора пара на пиковую ступень подогрева сетевой воды на эффективность теплофикационных турбин для ПГУ/П.В. Коган// Теплоэнергетика 2001 №6
- 3 Баринберг Г.Д. Эффективность привлечения теплофикационных турбин для покрытия пиков и провалов графика электрических нагрузок/Г.Д. Баринберг, В.В. Кортенко, П.В. Коган//Тяжелое машиностроение 2002 №2
- 4 Коган П.В. Оптимизация начальных параметров пара теплофикационных турбин малой мощности для ПГУ/П.В. Коган, Г.Д. Баринберг//Тяжелое машиностроение 2002 №2

- 5 Баринберг Г Д Эффективность теплофикационной паровой турбины Тп-110/120-12,8-12М в составе ПГУ/ Г Д Баринберг, П В Коган//Теплоэнергетика 2003 №6
- 6 А с 2167311 Россия, МКИ 7 F01K17/02 Система каскадного слива конденсата греющего пара подогревателей теплофикационной паровой турбины при ступенчатом подогреве сетевой воды/ Г Д Баринберг, В В Кортенко, П В Коган заяв 28 01 2000, опубл 20 05 2001, Бюл №14
- 7 А с 2204724 Россия, МКИ 7 F01D17/20 Способ регулирования температуры сетевой воды теплофикационной турбоустановки/ / Г Д Баринберг, В В Кортенко, П В Коган, В Б Новоселоз заяв 05 12 2000, опубл 20 05 2003, Бюл №14
- 8 Г Д Баринберг, А Е Валамин, В В Кортенко, Ю А Сахнин, П В Коган, А А Ивановский Перспективные паровые турбины ЗАО «Уральский турбинный завод» для энергетики России и ближнего зарубежья/ Сборник докладов конференции//Энергетическое машиностроение России – новые решения/ Екатеринбург 2006