

Немецкая модель использования теплового насоса для обогрева жилья также сбалансирована с КПД системы обогрева большим 1 и показана на рисунке 4.

Баланс: покупная энергия + бесплатная энергия – потери = требуемое тепло

$$(57\%+20\%)+63\%-(19\%+1\%+1\%+0\%)=100\%$$

$$\text{КПД}_{\text{обогрева}}=100/95=1,05$$

Достоинствами немецкой модели являются: использование бесплатного тепла промышленных тепловых сбросов текстильного завода; подача этой воды холодной (25°C) до обогреваемых зданий, поэтому почти отсутствуют потери при движении теплоносителя по трубам; тепловой насос расположен около потребителя.

Недостатками немецкой модели являются:

- низкий КПД электростанции ($\text{КПД}_{\text{эл}}=19/57=0,33$);
- тепловое загрязнение атмосферы выхлопными газами (19%) и сбросным теплом (19%) электростанции;
- необходимость дополнительной котельной для компенсации тепла в выходные дни завода.

Выводы из анализа всех трех когенерационных систем:

- все три модели выгодны потребителю тепла, но безразличны для поставщиков электроэнергии и бесплатного тепла. Введение платы за сбросное тепло приведет к снижению эффективности систем обогрева и для потребителя.
- количество загрязнений от электростанции с выхлопными газами и сбросного тепла всей системы фактически, как минимум, не изменяется, так как после обогрева потребителя тепло, в конечном итоге поглощается окружающей средой (замедленные тепловые потоки на рисунках 1,2,3,4 показаны условно пунктирными стрелками). Поэтому с точки зрения экологической безопасности введение когенерационных циклов ситуацию в целом не изменяет.
- для выявления реальной пользы для человека и экологического воздействия на окружающую среду следует включить в рассмотрение энергетических балансов когенерационных циклов энергетических систем также инфраструктурные факторы, связанные с получением первичных энергоносителей, и полезных для человека объектов, потребляющие электрическую и тепловую энергию.
- для реального уменьшения экологического ущерба среде и увеличения размера полезной доли в использовании вырабатываемой энергии энергетическими системами принципиальное значение имеет реальное повышение значений КПД двигателей, электростанций, энергия которых используется, в том числе и в энергетических системах с когенерационными циклами, т.е. уменьшение количества используемых: газа, нефти, угля и других типов первичных энергоносителей.

Список литературы:

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник / Под общ.ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина - 2-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат, 1991.

Эффективность использования газотурбинной надстройки с вытеснением промперегрева на энергоблоках ТЭС

Асмоловский В.В., Ромашова О.Ю., Заугольникова Я.А., Вагнер М.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: vva8@tpu.ru

В настоящее время существует множество вариантов увеличения эффективности теплоэнергетических систем. Наиболее перспективными являются реконструкция и техническое перевооружение.

В данной работе рассматривается способ повышения эффективности работы оборудования с использованием газотурбинной надстройки (ГТ) с вытеснением промежуточного перегрева пара (ПП) из парового котла на базе конденсационного блока К-300-240 [1] и теплофикационного Т-250-240.

Известно, что основное назначение промперегрева на энергоблоках ТЭС – снижение конечной влажности пара в турбине. Однако при работе теплофикационных блоков по тепловому графику ПП приводит к снижению тепловой экономичности из-за повышения вентиляционного пропуска пара в часть низкого давления [2]. В связи с этим вариант утилизации теплоты

отработавших газов для турбины Т-250-240 предполагает сохранение промперегрева при работе блока в конденсационном режиме с частичным или полным отказом от него в отопительный период с дополнительным нагревом сетевой воды в котле-утилизаторе.

На рис.1 представлена принципиальная схема реконструкции энергоблоков при их работе в конденсационном режиме. Наряду с вытеснением промперегрева происходит частичное вытеснение регенерации высокого и низкого давления. На рис. 2 – пример использования ГТ-надстройки для теплофикационного блока при работе с максимальным отпуском теплоты потребителю.

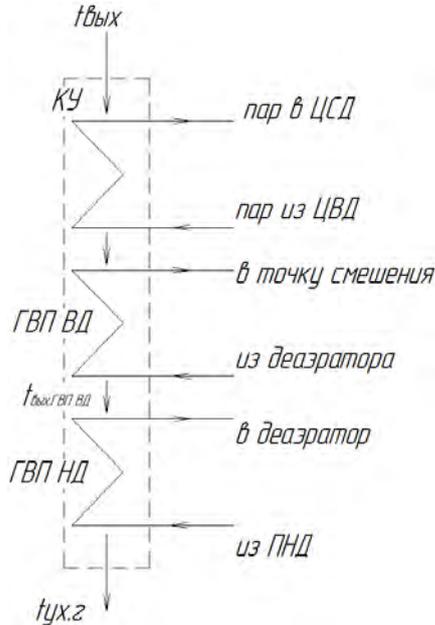


Рис. 1. Схема реконструкции при конденсационном режиме

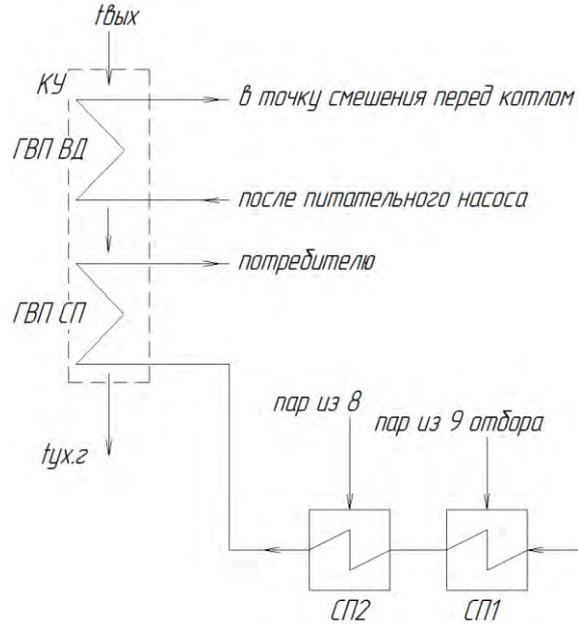


Рис. 2. Схема реконструкции при теплофикационном режиме

За расчетный режим паротурбинных установок принят их номинальный режим работы [3], расчет газовой турбины был осуществлен по методике [4] для стандартного углеводородного топлива. Выбор газотурбинной части при данной реконструкции должен обеспечить перегрев пара, отработавшего в цилиндре высокого давления турбин до заданной температуры промперегрева $t_{пп} = 540$ °С, поэтому в качестве газотурбинной надстройки принята турбина SiemensV64-3A, в количестве 2 штук с температурой газов на выходе $t_{вых} = 585$ °С [3], температура уходящих газов $t_{ух.г} = 120$ °С.

Исходные данные для расчета схемы с энергоблоком К-300-240: температура газов на выходе из газодыяного подогревателя высокого давления (ГВПВД) - $t_{вых}^{ГВПВД} = 180$ °С, температура питательной воды на входе в котел $t_{пв} = 266$ °С, расход пара в конденсатор $G_{ок} = 172,62 \frac{кг}{с}$.

Расчетные исследования показывают, что использование теплоты отработавших в ГТУ газов для промежуточного перегрева и частичного нагрева питательной воды пара позволяет увеличить КПД ТЭС до 48,5 %, что почти на 21 % выше КПД исходной схемы. При этом суммарная электрическая мощность станции возрастает до 419 МВт, из них мощность газотурбинной части составляет 139,5 МВт, а паротурбинной установки - 279,5 МВт.

Для турбины Т-250 эффект от вытеснения промперегрева в летнем режиме аналогичен рассмотренному выше варианту для К-300-240.

Исходные данные для расчета Т-250 при работе с максимальным отпуском теплоты: тепловая нагрузка потребителя $Q_t = 372$ МВт, вентиляционный пропуск для традиционной

схемы $G_{\text{вент}} = 32,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$, без промперегрева - $G_{\text{вент}} = 5,86 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ [5], расход сетевой воды $G_{\text{св}} = 1854 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Результаты расчета для Т-250-240 приведены на рисунках 3-4. На рис. 3 - сравнение показателей работы турбоустановки в режимах с промперегревом и без него, где $Q_{\text{т}}$ -тепловая нагрузка регулируемых отборов, $Q_{\text{к}}$ – потери тепла в конденсаторе.

Исключение промперегрев позволяет снизить потери теплоты в конденсаторе с 85 МВт до 14 МВт, что приводит к увеличению КПД турбоустановки на 21%, несмотря на падение электрической мощности на 19%.

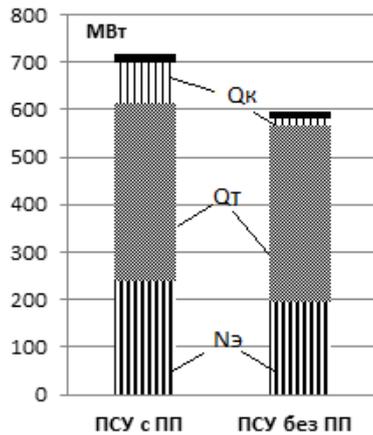


Рис. 3. Сравнение показателей работы турбоустановки Т-250-240 в режимах с промперегревом и без него

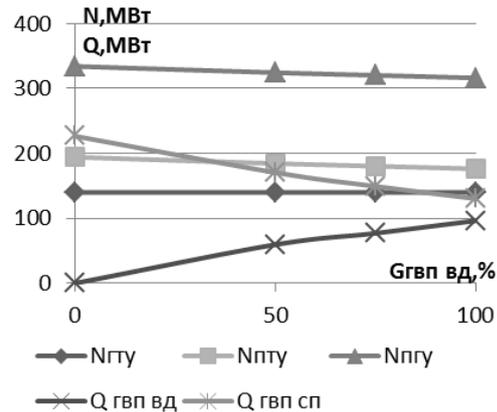


Рис. 4. График изменения параметров работы ГТ-надстройки с турбиной Т-250-240 в зависимости от расхода питательной воды на ГВП ВД

Рис. 4 отражает изменения параметров работы ГТ-надстройки с турбиной Т-250-240 в зависимости от расхода питательной воды на ГВП ВД.

Из графика видно, что наибольшая эффективность ПГУ достигается в случае, когда отработавшие в ГТ газы отдают все свое тепло в газо-водяном подогревателе сетевой воды (ГВП СП), нагревая сетевую воду.

Исследования показывают, что использование теплоты отработавших в ГТУ газов для нагрева сетевой воды с исключением ПП позволяет увеличить КПД ТЭС до 88 %, что почти на 14 % выше КПД до реконструкции. При этом суммарная электрическая мощность станции возрастает до 325 МВт (без газотурбинной надстройки мощность паровой части 241 МВт), из них мощность газотурбинной части составляет 40%.

Сравнение показателей работы рассмотренных схем ПГУ с вытеснением промперегрева по сравнению с исходным вариантом представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сводная таблица результатов

Показатель	К-300-240	ПГУ с вытеснением ПП (К-300-240)	Т-250-240	ПГУ с исключением ПП (Т-250-240)
Расход пара на турбину, кг/с	291,08	218	269	243
Мощность блока, МВт	300	419	241	325
КПД	0,383	0,485	0,741	0,88

Выводы:

1) ГТ-надстройка с вытеснением промперегрева из парового котла на блоках СКД при их работе в конденсационном режиме приводит к увеличению мощности почти на 30 % и КПД станции более, чем на 20 %.

2) Эффект от использования ГТ-надстройки на теплофикационных блоках можно получить – в летний период за счет вытеснения ПП, а в отопительный – за счет увеличения тепловой нагрузки.

3) Исключение промперегрева на блоке Т-250 с ГТ-надстройкой при использовании теплоты котла-утилизатора для дополнительного нагрева сетевой воды в режиме максимальной тепловой нагрузкой отборов паровой турбины увеличивает мощность ТЭС с на 26% и КПД станции на 16 %.

Список литературы

1. Березинец П.А. Газотурбинная надстройка блока 300 МВт Костромской ГРЭС//Электр.станции. – 1999. - №7 С.64-72
2. Л.А.Беляев, О.Ю.Ромашова. Использование тепла промперегрева для увеличения отпуска тепла от турбоустановки.- Известия Томского политехнического университета, 2002, С.114-120.
3. Косяк Ю.Ф. Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 272 с.
4. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002.– 584с .
5. Трухний А.Д.Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.

Расширение Краснодарской ТЭЦ ПГУ – 410

Барсукова О.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск,

E-mail: exceptional17@mail.ru

Сооружение установок комбинированного цикла (или ПГУ) является в последнее время основной тенденцией развития мировой и отечественной теплоэнергетики[1]. Сочетание циклов на базе ГТУ, т.е. газотурбинной установки, и паротурбинной установки (циклов Брайтона и Ренкина соответственно) обеспечивает резкий скачок тепловой экономичности электростанции, при этом около двух третей её мощности приходится на ГТУ. Пар, выработанный за счет тепла отработанных газов ГТУ, как уже отмечалось, приводит в действие паровую турбину, при этом КПД таких установок свыше 50%

Топливом отечественных ПГУ является природный газ, однако им может служить как природный газ, так и продукты нефтехимической промышленности, например мазут. В парогазовых установках на одном валу с газовой турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей часть своей энергии и далее продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где вырабатывается поступающий на паровую турбину водяной пар.

Краснодарская ТЭЦ построена в 1954 г. для покрытия потребностей г. Краснодара и близлежащих районов в тепле и электроэнергии. В настоящее время установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 744 МВт, установленная тепловая мощность – 781 Гкал/ч. Основным топливом Краснодарской ТЭЦ является природный газ (98-99%), резервным – мазут. В состав основного энергогенерирующего оборудования Краснодарской ТЭЦ входят: блочная часть, состоящая из шести котлов и пяти паровых турбин, установленной мощностью 159 МВт и блочная часть, состоящая из четырех блоков открытой компоновки (паровой котел и турбина), установленной мощностью 585 МВт. Оборудование не блочной части Краснодарской ТЭЦ имеет значительный физический износ. Энергосистема Краснодарского края является дефицитной; часть потребности в электроэнергии покрывается за счет перетоков из соседних регионов. Строительство новых жилых районов в г. Краснодаре обуславливает рост тепловых нагрузок[2].

Энергетический блок ПГУ-410 является моноблочной парогазовой установкой с тремя контурами давления пара и промежуточным перегревом, предназначенной для производства электроэнергии и тепла в базовом режиме работы. Блок ПГУ-410 по своим показателям не уступает мировым аналогам. Он уникален тем, что для этого блока разработана паровая турбина Т-113/145-12,4 (первый российский проект, в котором она используется, изготовитель – ЗАО «Уральский турбинный завод»). Также в состав основного оборудования блока входят: газовая турбина (ГТУ) промышленного типа модели М701F4 мощностью 303,4 МВт ; котел-утилизатор (КУ) Еп-307/353/41,5-12,6/3,1/0,5-565/560/250. Мощная ГТУ М701F4 в плане экономичности