

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 646 с.: ил.
2. Гринчук А.С. Повышение эффективности утилизационных ПГУ за счет применения промежуточного перегрева пара // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2008. – № 5.
3. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.: ил.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОЖИГАНИЯ В КОТЛАХ-УТИЛИЗАТОРАХ ПГУ-ТЭЦ

А.А. Бенедиктов, О.Ю. Ромашова

Томский политехнический университет, ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5БМ31

Использование комбинации парового и газового циклов позволяет достигать одного из самых высоких КПД по выработке электроэнергии. Также известно, что теплофикационный режим работы турбины позволяет повысить эффективность установки относительно конденсационного режима [1]. Дожигание, в свою очередь, не всегда имеет однозначно положительный эффект для тепловой экономичности установки и используется для разных целей.

Исследование направлено на поиск оптимального решения в теплофикационных ПГУ.

Согласно литературным источникам, использование дожигания оправдано в следующих случаях [2, с. 46]:

- повышение температуры выхлопных газов у ГТУ с низкотемпературными уходящими газами для уменьшения эрозийного износа последних ступеней ПТ;
- поддержание параметров острого пара из-за сезонного снижения параметров за ГТУ;
- в целях дополнительного нагрева сетевой воды или получения пара для производственных нужд;
- в целях получения прибыли от ценовой разницы на электроэнергию в течение суток.

В зависимости от схемы отпуска теплоты ПГУ-ТЭЦ можно разделить на два типа. В первом случае отпуск базовой тепловой нагрузки осуществляется в сетевой установке, питаемой паром из отборов теплофикационной турбины. Пик потребления может быть обеспечен пиковыми сетевыми подогревателями, запитанными паром КУ или пиковыми водогрейными котлами.

Во втором случае используются одноконтурные КУ с газовыми подогревателями сетевой воды (ГПСВ). Пар, как и в первом типе, направляется из КУ в теплофикационную паровую турбину. Но в отличие от первого типа ГПСВ нагревает воду параллельно теплофикационной установке паровой турбины. В данном случае пик потребления тепловой нагрузки обеспечивается дожиганием топлива КУ или также пиковыми водогрейными котлами.

В рамках исследования эффективности дожигания необходимо решать следующие задачи:

- анализ вариантов установки дожигания в одноконтурной ПГУ на номинальном режиме;
- анализ варианта установки дожигания в двухконтурной ПГУ на номинальном режиме;
- оптимизация параметров ПТУ;
- выбор оптимального коэффициента теплофикации;
- расчёт ПГУ на переменный режим с целью определения годовых показателей.

В рамках данной работы выполнены исследования по выбору места установки дожигающего устройства для одно- и двухконтурной ПГУ.

Исходные данные. За прототип ПГУ с одноконтурным КУ выбрана схема ПГУ, схема КУ которой представлена на рис. 1, где роль паровой турбины выполняет Т-22/28-2,8 (рис. 2). Данная турбина предназначена для работы в составе одноконтурной ПГУ-75. В качестве газовой турбины принята ГТЭ-65 производства «Силовые машины». Мощность базовая – 61,5 МВт, мощность пиковая – 65 МВт, температура газов перед турбиной 1280 °С, температура газов на срезе выхлопного патрубка – 555 °С, расход газа на выходе из ГТУ – 184 кг/с, КПД на клеммах генератора – 35,2 %, степень повышения давления – 15. В качестве топлива используем стандартное углеводородное топливо (85 % углерода и 15 % водорода). Коэффициент избытка воздуха принимаем равным 2,5. Параметры воздуха и продуктов сгорания приняты согласно [3, табл. 12.5].

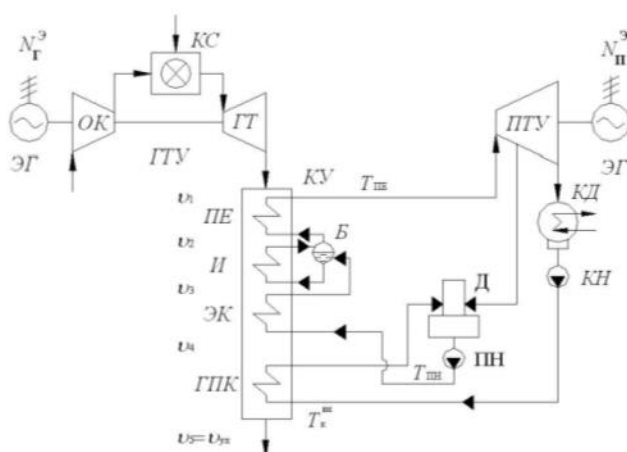


Рис. 9. Схема ПГУ-75

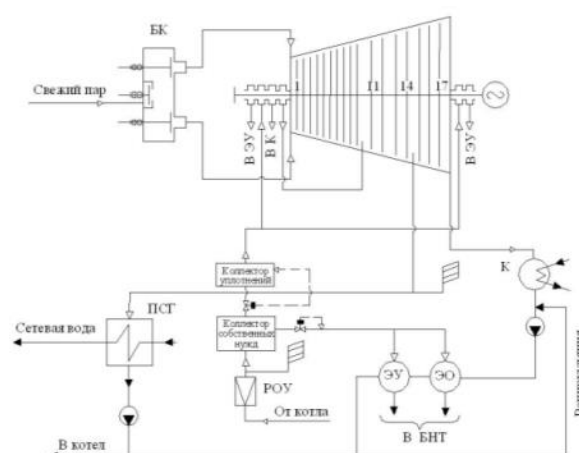


Рис. 10. Схема Т-22/28-2,8

За прототип ПГУ с двухконтурным КУ взята ПГУ-230, схема которой представлена на рис. 3. В качестве ГТУ здесь выбрана ГТЭ-160 производства «Силовые машины». Мощность на клеммах генератора – 157 МВт, температура газов перед турбиной 1070 °С, температура газов на срезе выхлопного патрубка – 537 °С, расход газа на выходе из ГТУ – 504 кг/с, КПД на клеммах генератора – 34,4 %, степень повышения давления – 11,1. При проведении расчета принимаем температурный напор в пароперегревателях $\Delta t_{\text{пп}} = 30$ °С; температурный перепад в испарителях $\Delta t_{\text{исп}} = 10$ °С; недогрев воды экономайзера до температуры насыщения 10 °С.

Выбор наилучшего места установки дожигающего устройства выполняется при изменении температуры газов за счет дожига. Для схемы с дожигом перед ПЕ выполняются варианты расчеты при увеличении температуры до 750 °С [4, с. 32] с шагом 25 °С, значения теплоты дожига $Q_{\text{дож}}$ фиксируются и затем используются при расчете показателей в других вариантах установки дожигающих устройств. Для всех мест оставляем только вариант с наибольшим КПД ПГУ (соответствует определенному значению $Q_{\text{дож}}$), учитывая, что температура уходящих газов не должна опускаться ниже 100 °С, чтобы избежать конденсации в рамках дымовой трубы.

Таблица 5. Сравнение мест установки дожига в одноконтурном КУ

Место дожига	$D_0, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	$N_{\text{эпгу}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{т}}, \text{МВт}$	$\eta_{\text{эпгу}}$	$\eta_{\text{эпгу}}$	$\theta_{\text{ух}}, ^\circ\text{С}$	$Q_{\text{дож}}, \text{МВт}$
Нет	29,3	17,3	68	0,1959	0,4477	127	0
Перед ПЕ	33	18,3	72	0,1854	0,4446	120	5,3
Перед И	36	21,2	83,5	0,1961	0,4538	100,7	14,9
Перед ЭК	31,7	18,7	68	0,1959	0,4416	154,9	5,3
Перед ГПК	29,3	17,3	68	0,2358	0,4477	204,3	14,9

Из табл. 1 видно, что наибольший эффект по тепловой экономичности дает установка дожигающего устройства перед испарителем, так как в этом случае в первую очередь растёт количество пара, работающего в турбине. В местах перед ПЕ и перед ЭК установка дожига не является целесообразной, так как КПД возрастают при уменьшении дожига, достигая максимума в точке с его отсутствием.

В результате расчёта двухконтурного КУ были получены результаты для работы установки как в теплофикационном режиме, так и в конденсационном (табл. 2 и 3).

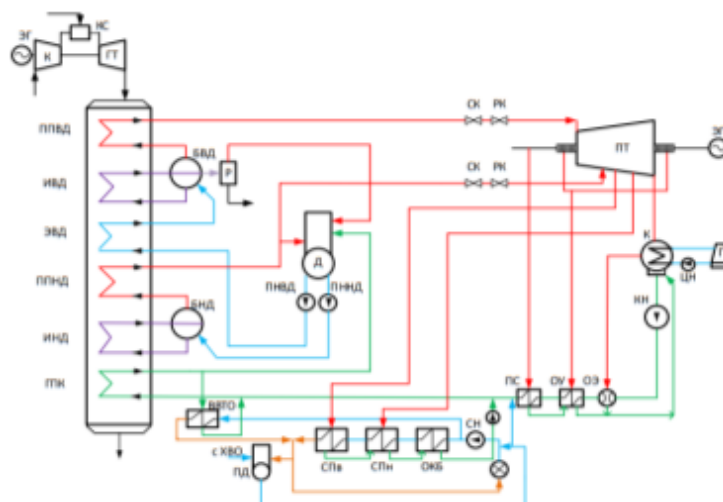


Рис. 11. Схема ПГУ-230

Таблица 6. Параметры двухконтурного КУ не зависящие от режима

Место дожига	$D_{вд}, \frac{кг}{с}$	$D_{нд}, \frac{кг}{с}$	$Q_T, МВт$	$\theta_{ух}, ^\circ C$
Нет	60,3	15,1	162,8	119,9
Перед ППВД	70,63	12,48	180,2	114,4
Перед ИВД	74,94	11,35	187,4	112,2
Перед ЭКВД	60,28	27,9	191,3	110,8
Перед ППНД	60,28	27,9	191,3	110,8
Перед ИНД	60,28	29,53	194,9	109,7

Таблица 7. Сравнение мест установки дожига в двухконтурном КУ

Место дожига	Т режим				К режим			
	$N_{ПТУ}, МВт$	$N_{ПТУ}, МВт$	$\eta_{ПТУ}$	$\eta_{ПГУ}$	$N_{ПТУ}, МВт$	$N_{ПТУ}, МВт$	$\eta_{ПТУ}$	$\eta_{ПГУ}$
Нет	60,2	214,6	0,7872	0,7311	82,7	237,1	0,3544	0,5194
Перед ППВД	77,6	232	0,8135	0,8398	100,2	254,6	0,3725	0,5207
Перед ИВД	75,6	230	0,8447	0,8551	98,3	252,7	0,3642	0,5168
Перед ЭКВД	58,1	212,6	0,6726	0,8017	89,8	244,2	0,3317	0,4994
Перед ППНД	58,1	212,6	0,733	0,8017	89,8	244,2	0,3317	0,4994
Перед ИНД	59,4	213,8	0,7101	0,8176	91,9	246,4	0,3391	0,5039

Выводы

Для ПГУ с одноконтурным КУ наиболее оправданным является установка дожига перед испарителем. Также при замене ГПК на ГПСВ дожигание после ЭК будет оправданным.

Для ПГУ с двухконтурным КУ в режиме работы по тепловому графику наибольший прирост КПД будет давать установка дожига перед испарителем высокого давления, при работе в конденсационном режиме наибольший прирост КПД даст установка перед пароперегревателем высокого давления. Окончательный выбор места установки дожигающего устройства на ПГУ-ТЭЦ может быть выполнен на основе исследования годовых показателей работы установки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Березинец П.А. Обоснование целесообразности реконструкции котельных и ТЭЦ с использованием газотурбинных установок // Новости теплоснабжения. – 2006. – № 6.

2. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций : учебное пособие для студентов, обучающихся по направлениям подготовки «Энергетическое машиностроение» и «Теплоэнергетика и теплотехника». – Москва : Издательский дом МЭИ, 2013. – 646 с. : ил., цв. ил., табл.; ISBN 978-5-383-00721-1
3. Расчет показателей тепловых схем и элементов парогазовых и газотурбинных установок электростанций: учебное пособие / С.В. Цанев, В.Д. Буров, С.Н. Дорофеев и др.; под ред. В.В. Чижиова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 72 с.
4. Култышев А.Ю., Голошумова В.Н., Алешина А.С. Парогазовые установки и особенности паровых турбин для ПГУ. – СПб. : Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2022. – 163 с. – ISBN 978-5-7422-7740-8. – EDN CZGUGM.

ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ БЕЛОЯРСКОЙ АТОМНОЙ СТАНЦИИ

В.С. Салюков, Н.М. Космынина

Томский политехнический университет, ИШЭ, группа 5А11

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент

История Белоярской атомной электростанции (АЭС) на Урале, начавшаяся в середине 1950-х гг., отражает масштабный путь развития ядерной энергетики в СССР и России. Построенная по инициативе И.В. Курчатова и под руководством Минсредмаша СССР станция стала местом для апробации новейших технологических решений и создания реакторов различных типов, в том числе уникальных быстрых реакторов с натриевым теплоносителем.

Первоначально предполагалось использование реакторов АМБ (Атом Мирный Большой) мощностью до 200 МВт. Выдача первого тока энергоблоком № 1 с реактором АМБ-100 в 1964 г. и опыт эксплуатации показал ряд проблем. Кроме того, разгерметизация топливных элементов и конструкционные сложности со временем потребовали досрочного закрытия этих реакторов.

Ключевым этапом в развитии станции стало строительство в 1968 году энергоблока № 3 с реактором на быстрых нейтронах БН-600, который, будучи первым в мире блоком такого масштаба, на практике подтвердил возможность эффективного использования быстрых реакторов в энергетике. БН-600, запущенный в 1980 г., применил трехконтурную систему охлаждения и пассивные системы безопасности, что обеспечило его долгую и безопасную эксплуатацию.

В начале 1990-х гг. в условиях новых требований безопасности и экономических трудностей разрабатывался проект энергоблока № 4 с реактором БН-800, заверченный в 2015 г. БН-800 стал крупнейшим промышленным реактором на быстрых нейтронах, а его конструкция включает дополнительные пассивные системы безопасности, позволяющие реактору автоматически снижать реактивность при аварийных ситуациях.

Описание процессов

Натрий первого контура, нагретый в реакторе до 547 °С, распределяется на три потока и подается в промежуточные теплообменники, где передает тепло натрию второго контура, охлаждаясь при этом до 354 °С. Затем охлажденный натрий первого контура поступает во всасывающие полости насосов ГЦН-1, откуда снова подается в активную зону реактора.

Холодный натрий второго контура забирается насосами ГЦН-2 из буферных баков натрия (ББН) и подается в промежуточные теплообменники, где нагревается до 505 °С. Затем горячий натрий второго контура поступает в парогенераторы, сначала в пароперегревательные модули, а затем через переливные патрубки (ПП) – в испарительные модули. Охладившись в парогенераторе до 309 °С, натрий второго контура возвращается в ББН.