

К ВОПРОСУ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ ВЛАДИМИРСКОЙ ТЭЦ НА ОСНОВЕ ПГУ

МОШКАРИН А.В., д-р техн. наук, ОСИПОВ И.В., МЕЛЬНИКОВ Ю.В., инженеры

Представлены результаты анализа вариантов парогазовых надстроек при техническом перевооружении Владимирской ТЭЦ.

Ключевые слова: газовая турбина, парогазовая надстройка, максимальная экономия топлива.

FOR THE QUESTION OF TECHNICAL RE-EQUIPMENT OF VLADIMIR HEAT POWER PLANT ON COMBINED-CYCLE PLANT BASE

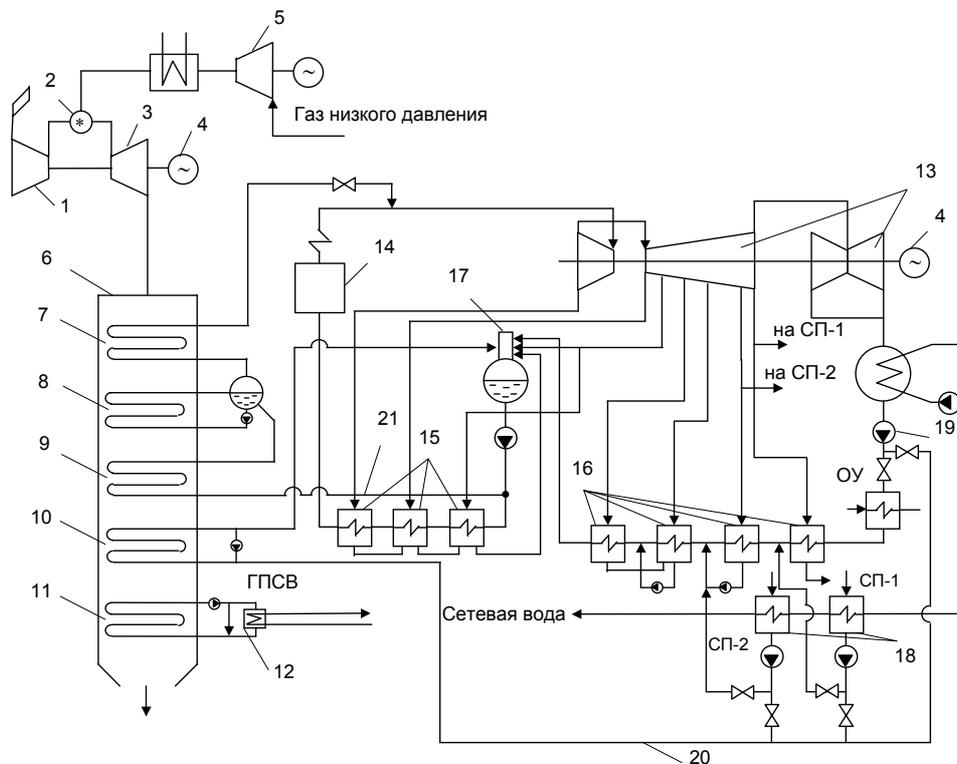
A.V. MOSHKARIN, Ph.D., I.V. OSSIPOV, engineer, Yu.V. MELNIKOV, engineer

The work represents the results of steam-to-gas superstructures varieties analysis during technical re-equipment of Vladimir Heat Power Plant.

Key words: gas turbine, steam-to-gas superstructure, maximum fuel economy.

Характерной особенностью обновления тепло- и электрогенерирующих мощностей теплоэлектростанций России является стремление максимально сочетать сохранение действующего оборудования с вводом новых мощностей на основе парогазовых и газотурбинных технологий [1, 2]. Исследования отечественных авторов [1] и зарубежный опыт [2] показывают, что наиболее рациональным решением является техническое перевооружение ТЭЦ на основе ПГУ с параллельной схемой. В такой схеме генерируемый в котле-

утилизаторе пар требуемых параметров направляется в паровую турбину, частично вытесняя пар энергетического котла, необходимая часть конденсата по байпасному трубопроводу направляется в газовый подогреватель конденсата (ГПК), а для более глубокого охлаждения газов в котле-утилизаторе применен газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ) в контуре с водо-водяным теплообменником (ВВТО), в котором нагревается сетевая вода (см. рисунок).



Принципиальная схема ПГУ для реконструкции Владимирской ТЭЦ (вариант параллельной схемы с турбиной Т-100-130): 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – генератор; 5 – дожимающий компрессор; 6 – котел-утилизатор; 7 – перегреватель пара; 8 – испаритель; 9 – экономайзер; 10 – газовый подогреватель конденсата; 11 – газовый подогреватель сетевой воды; 12 – водо-водяной теплообменник сетевой воды; 13 – турбина Т-110; 14 – энергетический котел; 15 – подогреватели высокого давления; 16 – подогреватели низкого давления; 17 – деаэрактор; 18 – сетевые подогреватели; 19 – конденсатный насос; 20 – байпасный трубопровод основного конденсата; 21 – байпасный трубопровод питательной воды

Параллельная схема позволяет:

- использовать действующее оборудование (энергетические котлы и паровые турбины), существующие инженерные сооружения, относящиеся к паросиловой части ТЭЦ;
- сохранить строительные сооружения;
- повысить надежность теплоснабжения при возможном аварийном останове газовой турбины или котла-утилизатора за счет полной нагрузки на энергетический котел (переход к паротурбинному циклу);
- снизить капиталовложения в перевооружение действующей ТЭЦ;
- повысить технико-экономические показатели ТЭЦ.

На Владимирской ТЭЦ после демонтажа отслужившей свой срок паровой турбины ПТ-60-130 незагруженными остаются два котла БКЗ-210. Кроме того, имеется новый фундамент под турбину ТП-115-130, которая не была установлена, вследствие чего он может быть использован под турбину Т-100-130.

Планируемое увеличение тепловой нагрузки к 2015 г. составляет 200 Гкал/ч.

Установка новой турбины Т-100-130 под два котла БКЗ-210 на первом этапе перевооружения ТЭЦ позволит обеспечить выработку требуемого количества тепловой энергии, а на втором этапе выполнить парогазовую надстройку по параллельной схеме.

Парогазовая надстройка может быть выполнена с несколькими вариантами газовых турбин. Один из возможных вариантов – турбина ГТЭ-65 ЛМЗ [1].

Проанализируем другие варианты газовых турбин: V94.2a, V84.3a и V94.

Наибольший прирост мощности и получение необходимых параметров пара могут обеспечить два первых типа газовых турбин

(V94.2a, V84.3a), при использовании третьей (V94) температура острого пара не будет превышать 500 °С, так как температура газов за газовой турбиной составляет лишь 538 °С, в то время как температуры газов на выхлопе первых двух турбин составляют 571,8 и 580 °С и могут обеспечить температуру пара до 545 °С (табл. 1).

Первые две турбины имеют достаточно высокие значения КПД, по сравнению с третьей. Однако турбина V94.2 (ГТЭ-160) выпускается по лицензии Siemens отечественным заводом ОАО «ЛМЗ» и имеет меньшую стоимость.

Расчеты показывают (табл. 2), что при комбинированной работе ПГУ с энергетическими котлами и конденсационном режиме работы турбины Т-100-130 суммарная мощность по вариантам составит 310, 300 и 279 МВт. При этом ПГУ-режим позволит получать 263,7, 246 и 219 МВт, соответственно. В паросиловом цикле будет вырабатываться 46,3; 54; 60 МВт.

Для обеспечения заданной температуры уходящих газов 110 °С за котлом-утилизатором (КУ) тепловая нагрузка на ВВТО должна составлять 48,11; 38,7; 54,12 Гкал/ч, соответственно (при температурном графике 80°/40°С).

В среднезимнем режиме с максимальной тепловой нагрузкой на отборы турбины Т-100-130, равной 165 Гкал/ч, при температурном графике 110°/70°С суммарная мощность, получаемая в парогазовом цикле, будет достигать 244,11; 228,48; 203,15 МВт, а тепловая мощность отборов пара – 118,71; 106,38; 100,87 Гкал/ч; а с учетом ВВТО – 179,59; 156,5; 166,2 Гкал/ч. При этом тепловая энергия, вырабатываемая в паросиловом цикле, составит 46,39; 58,62; 64,13 Гкал/ч (табл. 3).

Таблица 1. Характеристики газовых турбин для ПГУ

Наименование величин	Тип газовых турбин		
	V94.2a	V84.3a	V94.2 (ГТЭ-160)
Мощность, МВт	190	180	159
Температура газов пред котлом утилизатором, °С	571,8	580,8	538,8
Расход газов, кг/с	532	456,8	518,9
КПД, %	36,41	38,51	34,52

Таблица 2. Показатели работы блока ПГУ по параллельной схеме с энергетическими котлами в конденсационном режиме работы турбины Т-100-130 (летом)

Наименование величин	Тип газовых турбин		
	V94.2a	V84.3a	V94.2 (ГТЭ-160)
Мощность, МВт:			
в ПГУ цикле	264,2	246,5	220,13
в ПТУ цикле	45,8	53,5	58,87
Суммарная	310	300	279
Паровая нагрузка на энергетические котлы, т/ч	148,7	177,8	202
Тепловая мощность ВВТО, Гкал/ч	48,11	38,7	54,12
КПД ПГУ, %	51,83	54,01	48,93
КИТ	0,6280	0,6387	0,6292

Таблица 3. Показатели работы блока ПГУ по параллельной схеме с энергетическими котлами при максимальной тепловой нагрузке теплофикационных отборов турбины Т-100-130 (165 Гкал/ч)

Наименование величин	Тип газовых турбин		
	V94.2a	V84.3a	V94.2 (ГТЭ-160)
Мощность, МВт:			
ПГУ	54,11	48,48	44,15
ПГУ	244,11	228,48	203,15
Тепловая мощность, Гкал/ч:			
в ПГУ цикле, из отборов турбины Т-100-130	118,71	106,38	100,87
от ВВТО (ГПСВ)	60,88	50,15	65,37
в паросиловом цикле	66,29	58,62	64,2
суммарная	225,71	215	230,37
КПД ПГУ, %	47,86	50,06	45,16
Коэффициент использования топлива	0,8884	0,8992	0,8812

Тепловая эффективность парогазовой установки тем выше, чем выше мощность газовой турбины и ее КПД. Максимальная экономия топлива достигается в тех случаях, когда паропроизводительность котла-утилизатора соответствует расходу пара на паровую турбину. Чем больше пара поступает в комбинированной схеме от энергетических котлов, тем ниже показатели тепловой экономичности.

Для Владимирской ТЭЦ конкурирующими вариантами по тепловой экономичности являются варианты с газовыми турбинами V94.2a и V84.3a. Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии в конденсационном режиме для комбинированной схемы может быть найден по зависимости, г/(кВт·ч),

$$b_{\text{Бл}} = \bar{N}_{\text{ПГУ}} b_{\text{ПГУ}}^{\text{К}} + \bar{N}_{\text{ПСУ}} b_{\text{ПСУ}}^{\text{К}},$$

где $b_{\text{ПГУ}}^{\text{К}} = 123/\eta_{\text{ПГУ}}$; $b_{\text{ПСУ}}^{\text{К}} = 1/\eta_{\text{ПСУ}}$; $N_{\text{ПГУ}}$, $N_{\text{ПСУ}}$ – относительные доли мощности, вырабатываемые по парогазовому и паросиловому циклам:

$$\bar{N}_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ПГУ}} / N_{\text{Бл}}; \quad \bar{N}_{\text{ПСУ}} = N_{\text{ПСУ}} / N_{\text{Бл}},$$

где $N_{\text{Бл}}$ – мощность блока, МВт.

Мошкарин Андрей Васильевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой тепловых электрических станций,
телефон (4932) 41-60-56,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Мельников Юрий Викторович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
инженер кафедры тепловых электрических станций,
телефон (4932) 41-60-56,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Осипов Илья Владимирович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
инженер учебной лаборатории кафедры паровых и газовых турбин,
телефон (4932) 41-60-56.

Расчеты, выполненные по полученной зависимости с использованием данных табл. 2, дали следующие значения удельного расхода условного топлива: $b_{\text{Бл}} = 251,3; 246; 279,6$ г/(кВт·ч).

Таким образом, наиболее экономичным вариантом газовой турбины является турбина V84.3a, немного уступающая по мощности турбине V94.2a, но имеющая заметно более высокий КПД.

Окончательный выбор типа газовой турбины может быть выполнен только на основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов состава комбинированной схемы и заданной величины средней годовой тепловой нагрузки.

Список литературы

1. **Техническое** перевооружение ТЭЦ на базе парогазовых технологий с использованием параллельной схемы / Н.Б. Длугосельский и др. // Теплоэнергетика. – № 12. – 2007. – С. 11–18.
2. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.