

УДК 621.311.22

ОПТИМИЗАЦИЯ ДАВЛЕНИЙ В УТИЛИЗАЦИОННОЙ ПГУ ДВУХ ДАВЛЕНИЙ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ

МОШКАРИН А.В., д-р техн. наук, МЕЛЬНИКОВ Ю.В., асп., ЖАМЛИХАНОВ Т.А., ШОМОВ Е.В., студенты

Приведены результаты оптимизации давлений в двухконтурных ПГУ на примере установки с ГТУ SGT-1000F.

Ключевые слова: блоки утилизационного типа, оптимальные значения давлений, экономичность блока, температура уходящих газов.

PRESSURE OPTIMIZATION IN HEAT-RECOVERY DOUBLE-PRESSURE COMBINED CYCLE PLANT AND ENGINEERING RESTRICTIONS

Yu.V. MELNIKOV, Post-Gradute Student, A.V. MOSHKARIN, Doctor of Engineering, T.A. GAMLIKHANOV, E.V. SHOMOV, Students

The article contains pressure optimization results in double-pressure combined cycle plant, GTU SGT-1000F taken as a case study.

Key words: heat-recovery-type plants, optimal pressure values, efficiency of the plant, temperature of exhaust gases.

Одним из возможных путей внедрения парогазовой технологии в российскую электроэнергетику является сооружение блоков утилизационного типа мощностью 95–190 МВт на основе газотурбинных установок мощностью 65 МВт. Так, в Инвестиционной программе РАО «ЕЭС России» на 2006–2014 г. [1] запланировано строительство 4 теплофикационных дубль-блоков ПГУ-190.

В этой связи актуальными представляются исследования, посвященные повышению тепловой эффективности блоков ПГУ двух давлений и, в частности, поиску оптимальных значений давлений в контурах установки, при которых обеспечивается максимальный КПД.

В качестве объектов исследования приняты модели конденсационных блоков ПГУ на основе ГТУ Siemens SGT-1000F. Тепловые схемы блоков представлены на рис. 1.

В большинстве случаев оптимизация параметров ПГУ проводится для одного режима (как правило, для условий ISO 2314: температуры наружного воздуха +15 °С и относительной нагрузки 100 %). В то же время на большей части территории России среднегодовая температура наружного воздуха значительно ниже и составляет –5 – +5 °С. Кроме того, среднегодовая нагрузка сооружаемых блоков ПГУ может оказаться ниже номинальной из-за их участия в покрытии полупиковой и даже пиковой частей графика электрической нагрузки (благодаря большей их маневренности по сравне-

нию с ПТУ). Поиск оптимальных сочетаний давлений в контурах ПГУ для режимов номинальной и 80 %-й нагрузки и для температур наружного воздуха –5, +5 и +15 °С позволит оценить необходимость учета описанных фактов при выборе сочетания давлений пара в ПГУ. Многовариантные расчеты проводились для шести режимов работы ГТУ (табл. 1).

Результаты оптимизации давлений для моноблока иллюстрируют рис. 2, 3. Результаты обработки данных оптимизации приведены в табл. 2, 3.

Учет предельной влажности пара ограничивает верхний предел давлений пара в ПГУ без промперегрева величиной 8 МПа. В рассматриваемой установке оптимальное давление в нижнем контуре при этом равно 0,54 МПа, и в зависимости от расчетного режима ГТУ значение КПД ПГУ нетто составляет 52,2–53,2 % (табл. 2).

В ПГУ с промперегревом из-за смещения процесса расширения пара в ЧНД в сторону увеличения удельной энтропии конечная влажность пара находится в допустимых пределах во всем рассматриваемом диапазоне параметров. Поэтому главным ограничением становится обеспечение требуемых значений температуры уходящих газов.

Таблица 1. Характеристики ГТУ SGT-1000F в различных режимах

Режим	1	2	3	4	5	6
Температура наружного воздуха, °С	5	5	-5	-5	15	15
Относительная нагрузка ГТУ, %	80	100	80	100	100	80
Расход выхлопных газов, кг/с	168,9	196,4	173,7	202	190,4	163,8
Температура выхлопных газов, °С	574,8	574,8	573	573	578	578
КПД ГТУ, %	34,4	35,9	34,5	36	35,6	34,1
Мощность, МВт	56,6	70,8	58,9	73,6	67,1	53,7

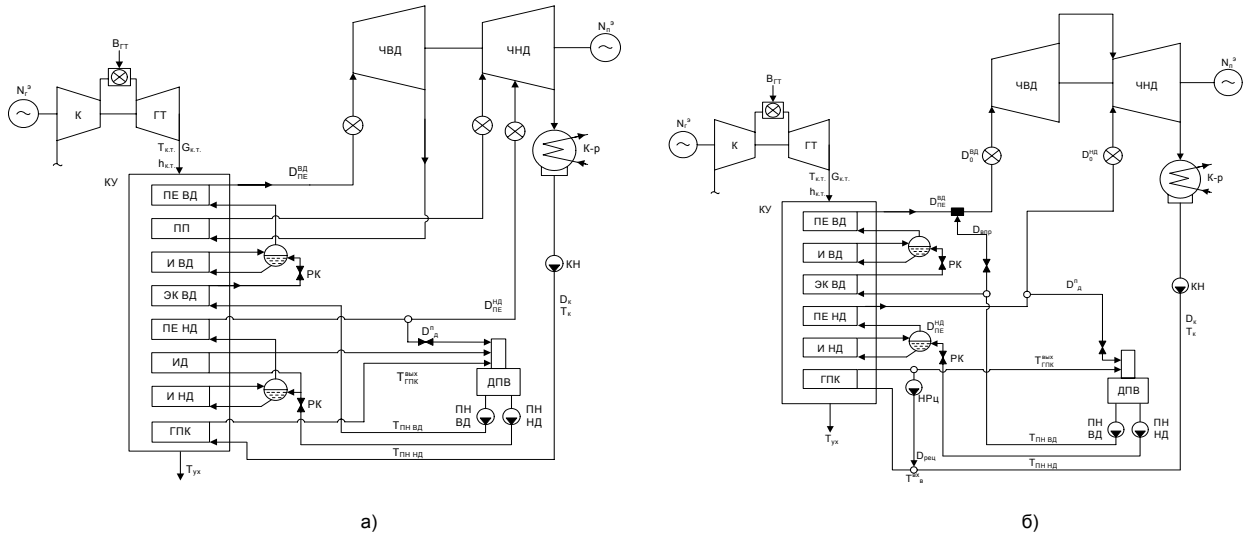


Рис. 1. Расчетные тепловые схемы ПГУ с двухконтурными КУ: а - с промперегревом; б - без промперегрева; К – компрессор; ГТ – газовая турбина; ПЕ – пароперегреватель; Э – экономайзер; И – испарительный пакет; ВД, НД – соответственно контуры высокого и низкого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; ЧВД – часть высокого давления; ЧНД – часть низкого давления; РК – регулирующий клапан

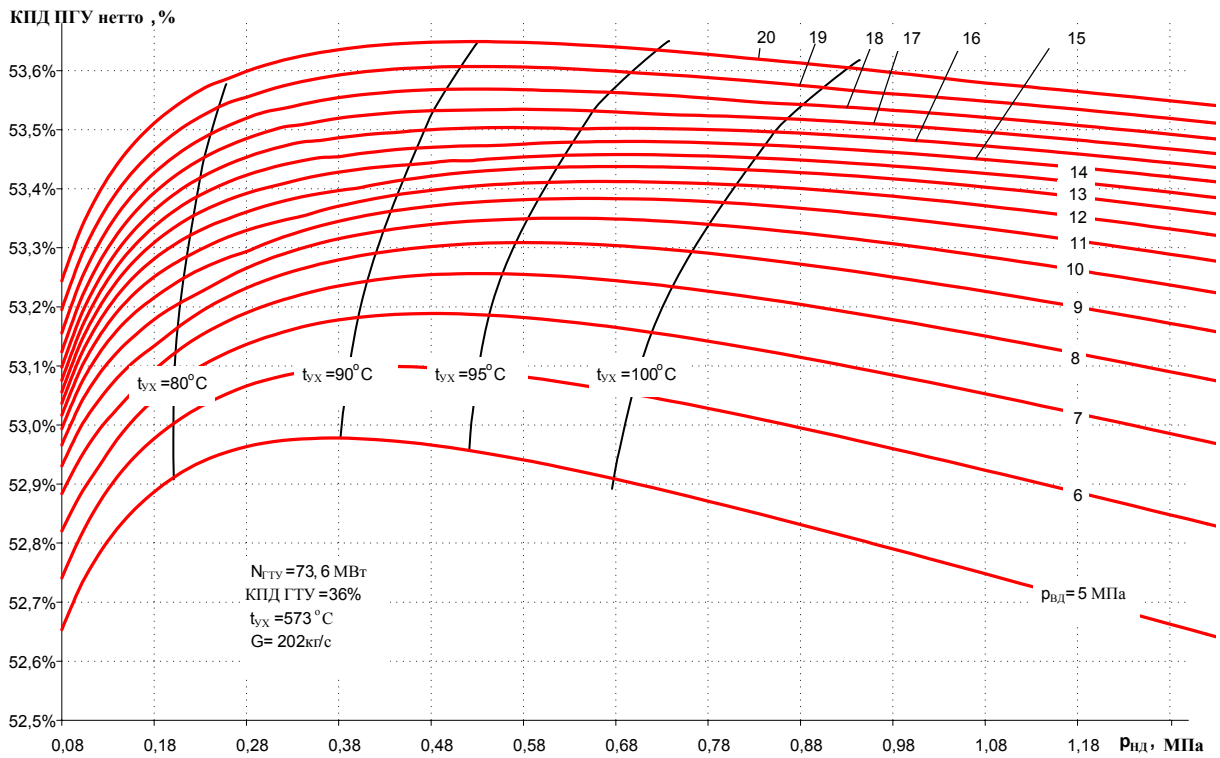


Рис. 2. Зависимость КПД ПГУ с двухконтурным КУ без промперегрева от давлений пара в контурах высокого/низкого давлений при 4 режиме работы

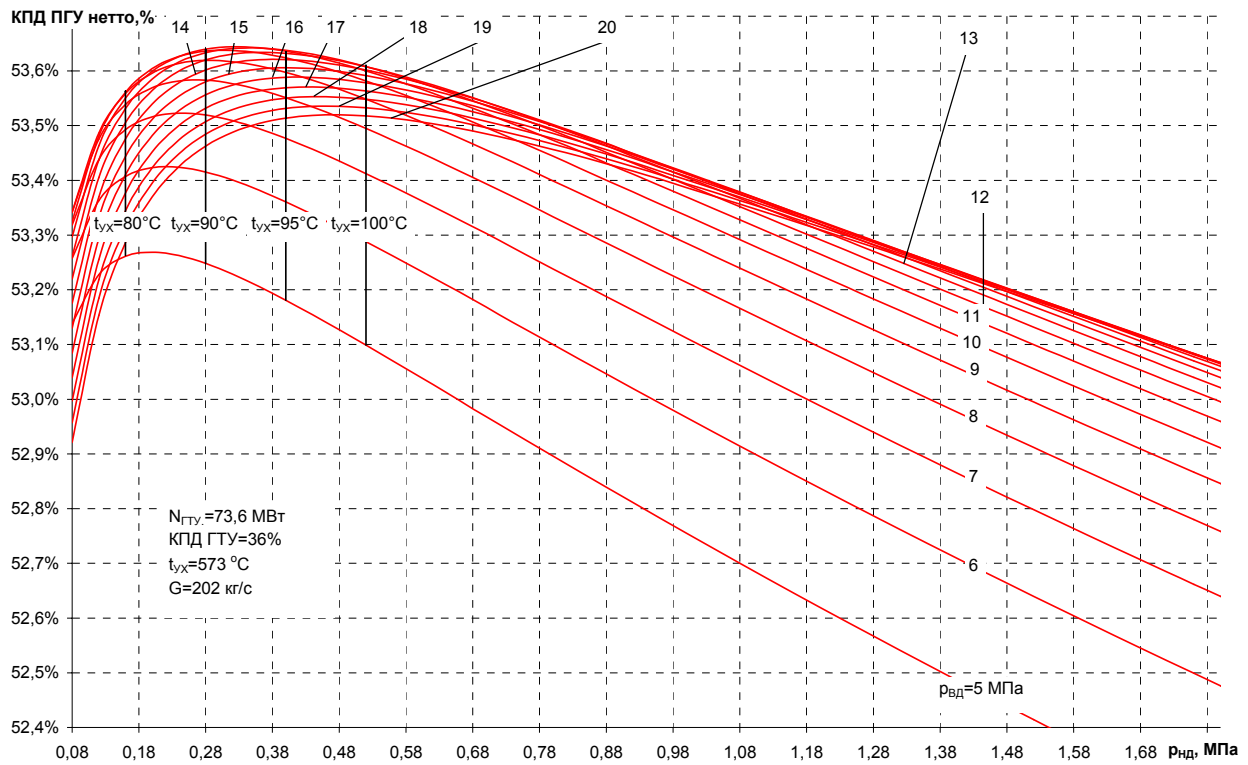


Рис. 3. Зависимость КПД ПГУ с двухконтурным КУ и промперегревом от давлений пара в контурах высокого/низкого давлений при 4 режиме работы и $p_{пп} = 2$ МПа

Таблица 2. Результаты оптимизации давлений для схемы ПГУ с промперегревом (рис. 1,а)

Параметр	1 режим работы			2 режим работы			3 режим работы		
	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа
Значения $p_{вд}$, при которых возможен оптимальный режим работы, МПа	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20
Максимальный КПД ПГУ нетто, %	52,87	52,95	53,02	53,82	53,90	53,96	52,69	52,77	52,83
Значение $p_{нд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	0,34	0,42	0,54	0,34	0,42	0,54	0,34	0,42	0,54
Значение $p_{вд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	12	14	20	12	14	20	12	14	20
Диапазон значений $p_{нд}$, при которых температура уходящих газов находится в пределах 90-100 °С, МПа	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5
Диапазон значений КПД ПГУ нетто, которые могут быть достигнуты при температуре уходящих газов 90-100 °С, %	52,3–52,87	52,3–52,95	51,9–53,02	53,25–53,82	53,1–53,9	52,9–53,96	52,15–52,69	52,15–52,77	51,8–52,83

Параметр	4 режим работы			5 режим работы			6 режим работы		
	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа	$p_{пп} = 2$ МПа	$p_{пп} = 3$ МПа	$p_{пп} = 4$ МПа
Значения $p_{вд}$, при которых возможен оптимальный режим работы, МПа	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20	5–20
Максимальный КПД ПГУ нетто, %	53,64	53,72	53,77	53,95	54,04	54,11	53,00	53,09	53,16
Значение $p_{нд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	0,34	0,42	0,54	0,34	0,42	0,54	0,34	0,42	0,54
Значение $p_{вд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	12	14	20	12	14	20	12	14	20
Диапазон значений $p_{нд}$, при которых температура уходящих газов находится в пределах 90-100 °С, МПа	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5	0,3–0,5
Диапазон значений КПД ПГУ нетто, которые могут быть достигнуты при температуре уходящих газов 90-100 °С, %	53,1–53,64	53,1–53,72	52,8–53,77	53,35–53,95	53,35–54,04	52,95–54,11	52,4–53,00	52,25–53,09	52,0–53,16

Таблица 3. Результаты оптимизации давлений для схемы ПГУ без промперегрева (рис. 1,б)

Параметр	1 режим	2 режим	3 режим	4 режим	5 режим	6 режим
Максимальный КПД ПГУ нетто, %	52,40	53,36	52,23	53,21	53,49	52,52
Значение $p_{нд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Значение $p_{вд}$, при котором достигается максимальный КПД ПГУ нетто, МПа	8	8	8	8	8	8
Значения $p_{вд}$, при которых возможен оптимальный режим работы, МПа	5..8	5..8	5..8	5..8	5..8	5..8

В процессе выбора оптимальных параметров пара в цикле ПГУ необходимо учитывать ограничения, связанные с обеспечением минимально допустимой степени влажности пара на выходе из ЧНД паровой турбины (12 %), а также ограничения по температуре уходящих из котла-утилизатора газов. Анализ показателей строящихся и действующих ПГУ в мире [2, 3] показывает, что значения температуры уходящих газов находятся в пределах 90–100 °С: повышение температуры выше этого диапазона приводит к неоправданному снижению КПД ПГУ, а ее снижение – к увеличению хвостовых поверхностей теплообмена, металлоемкости котла-утилизатора, его стоимости и затрат по его обслуживанию.

Требуемые значения температуры уходящих газов достигаются во всех рассматриваемых режимах при давлении в нижнем контуре 0,3–0,5 МПа (табл. 3). Разность между максимальным и минимальным значением КПД ПГУ в этом диапазоне $p_{нд}$ составляет 0,5–0,7 % (абс.).

Анализ показывает, что учет режима работы ГТУ не оказывает влияния на оптимальные параметры пара в цикле. Во всех рассмотренных режимах оптимальные сочетания давлений для различных $p_{пп}$ одинаковы, и различаются лишь значения КПД ПГУ.

Заключение

Построенные зависимости влияния параметров нижнего цикла ПГУ на экономичность блока для схем без промежуточного перегрева пара и с промежуточным перегревом пара с учетом технических ограничений позволяют выбрать оптимальное сочетание параметров двухконтурной ПГУ утилизационного типа на предпроектной стадии с учетом климатических характеристик ГТУ, нагрузок энергоблока и т.д.

В схеме ПГУ без промперегрева пара значения КПД блока растут с увеличением давления в контуре ВД. Максимальный КПД достигается при

значении $p_{вд} = 8$ МПа и $p_{нд} = 0,54$ МПа. Оптимальная зона значений давлений в контуре высокого давления, удовлетворяющая техническим ограничениям (влажности пара ниже 12 % и температуре уходящих газов 90–100 °С), находится в интервале 5–8 МПа и $p_{нд} = (0,08–0,088) p_{вд}$. Повышение давления свыше 8 МПа ведет к увеличению влажности пара в ЧНД турбины выше допустимых значений, и перед ЧНД следует применять сепараторы влаги.

Для схемы ПГУ с промперегревом пара определен диапазон давлений в контуре высокого давления, при котором достигаются максимальные значения КПД блока. Полученные результаты позволили определить оптимальные значения давлений промежуточного перегрева пара и давлений в нижнем цикле в зависимости от выбранного значения давления в контуре высокого давления: $p_{пп} = (0,2–0,25) p_{вд}$; $p_{нд} = (0,026–0,03) p_{вд}$.

Использование промперегрева позволяет обеспечить допустимую влажность пара на выхлопе из ЧНД и повышает КПД ПГУ на величину около 0,5 % абс.

Увеличение начального давления пара в ПГУ с 12 до 20 МПа дает увеличение КПД ПГУ на величину 0,1–0,2 % абс.

Список литературы

1. Инвестиционная программа тепловых генерирующих компаний Холдинга РАО «ЕЭС России» на 2006–2010 гг. / Режим доступа: http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/invest_inov/inv_programm/.
2. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций; Под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
3. Power Technology Journal. Industry Projects / Режим доступа: <http://www.power-technology.com/projects>.

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,
admin@tes.ispu.ru

Мельников Юрий Викторович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
инженер кафедры тепловых электрических станций,
admin@tes.ispu.ru

Жамлиханов Тимур Абдульверович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
студент кафедры тепловых электрических станций,
admin@tes.ispu.ru

Шомов Евгений Владимирович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
студент кафедры тепловых электрических станций,
admin@tes.ispu.ru