

Министерство образования и науки Российской Федерации

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

НПО «Санкт-Петербургская электротехническая компания»

V ЮБИЛЕЙНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

80-летию ИГЭУ посвящается

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ
1 – 2 ноября 2010 г.**

*Под редакцией профессора, доктора технических наук
А.В. Мошкарина*



Иваново

2010

УДК 621.311.621.438

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ // V Всерос. науч.-практ. конф.: 1–2 нояб. 2010 г. Материалы конференции. / Под ред. А.В. Мошкарина. – Иваново: ГОУ ВПО Ивановский государ. энергетический университет, 2010. – 376 с.

В материалах конференции отражены доклады, представленные специалистами ведущих исследовательских организаций, тепловых электростанций, энергетических систем и университетских центров по результатам их исследований в области тепло- и электроэнергетики. Тематика материалов охватывает широкий круг тепло- и электротехнических вопросов, связанных с инновациями в производстве, распределении и потреблении тепловой и электрической энергии, на тепловых электрических станциях, в водоподготовке и водных режимах ТЭС, в системах автоматизации и контроля, а также в разработке программных средств подготовки оперативного персонала.

Редакционный совет

Мошкарин А.В. (д.т.н., проф., председатель), Ларин Б.М. (д.т.н., проф.), Демин А.М. (к.т.н., доц.), Созинов В.П. (д.т.н., проф.), Мурзин А.Ю. (к.т.н., доц.), Козюлина Е.В. (к.т.н., доц.), Ключина С.В. (нач. УИУНЛ).

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Секция «Технологии энергосбережения на ТЭС»

Председатель секции: д.т.н., проф. Мошкарин А.В.

Секретарь: д.т.н., проф. Шувалов С.И.

А.В. Мошкарин, д.т.н., проф., (ИГЭУ),

Ю.В. Мельников, к.т.н. (ООО «ЭнергоФихтнер», г. Москва)

АНАЛИЗ РАБОТЫ МОЩНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ И ПАРОСИЛОВЫХ БЛОКОВ НА ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ

Развитие российской электроэнергетики в ближайшие годы будет основано на строительстве мощных парогазовых (комбинированных) энергоблоков утилизационного типа, в том числе одноцелевых. Логично предположить, что в целях снижения капитальных затрат такое строительство будет вестись на уже существующих ГРЭС с частичным сохранением существующего основного и вспомогательного оборудования. Таким образом, очень вероятной становится ситуация, при которой одной генерирующей компании будут принадлежать как паросиловые энергоблоки (например, К-300 или К-800), так и парогазовые. Следовательно, возникнет необходимость оптимизации их параллельной работы по критерию минимального удельного расхода топлива.

Известно, что современные ПГУ конденсационного типа в номинальном режиме работают гораздо экономичнее ПТУ на сверхкритических параметрах пара. Однако понятие «номинальный режим ПГУ» во многом условно в силу того, что характеристики ГТУ и ПГУ сильно зависят от температуры наружного воздуха $t_{нв}$, а этот параметр в течение года подвержен значительным колебаниям.

По утвержденной программе Правительства РФ и РАО «ЕЭС России», 100 % электроэнергии в России должна продаваться на рыночной основе, загрузка каждого агрегата на каждой электростанции будет определяться большим количеством факторов, в числе которых соотношение спроса и предложения, конкурентные преимущества, технологические ограничения и т.д. Поэтому даже в условиях дефицита электроэнергии гарантировать номинальную загрузку энергоблоков нельзя, а значит, необходим анализ их работы на частичных нагрузках.

Цель данного исследования – оценка эффективности ПГУ и ПТУ на частичных нагрузках.

Авторами ранее проводилось расчетное исследование энергетических показателей парогазового блока мощностью 285 МВт (в условиях ISO 2314) с ГТУ Siemens SGT5-3000E [2]. Представляет интерес продолжить исследования с иным составом основного оборудования, которое может обеспечить более высокие показатели.

Для наиболее современных проектов мощных парогазовых ТЭС за рубежом характерно использование ГТУ Siemens SGT5-4000F. За несколько лет, прошедших с момента запуска этой ГТУ в серию, было проведено большое количество доработок, приведших к повышению показателей надежности и экономичности этой машины [4]. В последние 10 лет строительство ТЭС на базе SGT5-4000F велось по всему миру: в ОАЭ (Аль Тавеела), в Австрии (Донаштадт, Тейсс), Аргентине (Генельба, Лухан де Куйо), Таиланде (ИРТ), Германии (Майнц-Висбаден), Новой Зеландии (Отохуху), Великобритании (Питерхед, Сибэнк), Бельгии (Антверпен). В ближайшие несколько лет география их использования существенно расширится. Это позволяет признать SGT5-4000F одной из лучших энергетических ГТУ большой мощности на мировом рынке.

Конкурентом SGT5-4000F выступает ГТУ Alstom GT26. Список ее референций не менее обширен и включает ТЭС в Новой Зеландии, Аргентине, Сингапуре, Германии, Великобритании, Испании. ГТУ этого типа будет установлена на ТЭЦ-26 ОАО «ТГК-3».

Две этих ГТУ можно рассматривать как наиболее вероятные варианты для строительства в России современных парогазовых ТЭС. Появление этих машин в России – вопрос нескольких лет.

Для сравнения характеристик ПТЭС на базе этих турбин на частичных нагрузках была принята тепловая схема, изображенная на рис. 1.

При использовании названных ГТУ такая схема позволит получить энергоблок мощностью 400 МВт. Котел-утилизатор (в англоязычной терминологии принято более корректное определение – теплоутилизационный парогенератор, heat recovery steam generator) – трехконтурный, горизонтальный с раздельным питанием контуров среднего и низкого давления и промежуточным пароперегревателем. Турбины могут компоноваться как по двухвальной, так и по одновальной схеме, - для анализа статических режимов компоновка не важна.

Расчеты проводились с использованием программы «Boiler Designer» фирмы «Optsim-K». Конструкция ТУПГ была принята одинаковой применительно к двум ГТУ.

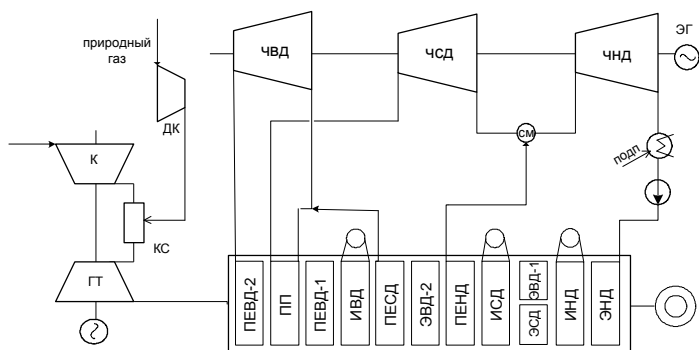


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ-400к (ПВД, ПЕСД, ПЕНД – перегреватели высокого, среднего и низкого давления, И – испарительные пакеты, Э – экономайзер, КС – камера сгорания. К – компрессор, ГТ – газовая турбина, ДК – дожимной компрессор)

Конструкция паровой турбины не задавалась, значения давлений пара на входе в цилиндры ВД, СД и НД приняты 11,87; 2,84 и 0,36 МПа соответственно, внутренние относительные КПД – 0,86; 0,9; 0,84. Давление в третьем контуре было выбрано большим, чем его оптимальное значение, чтобы исключить попадание барабана НД на пониженных нагрузках под вакуум. Результаты расчета энергоблоков на условия ISO 2314 представлены в табл. 1.

Таблица 1. Номинальные параметры (ISO 2314) энергоблоков ПГУ-400к с ГТУ SGT5-4000F и GT26

Параметр, размерность	ГТУ	
	SGT5-4000F	GT26
Температура наружного воздуха, °С	15	15
Атмосферное давление, бар	1,013	1,013
Теплота сгорания топлива, МДж/кг	50,012	50,012
Относительная влажность, %	79	79
Суммарное сопротивление на выходе газовой турбины, мбар	35	35
Давление пара на входе в ЦВД, МПа	11,87	11,87
Температура пара на входе в ЦВД, °С	520,47	540
Расход пара в ЦВД, кг/с	72,54	77,67
Давление пара на входе в ЦСД, МПа	2,84	2,84
Температура пара на входе в ЦСД, °С	526,48	541
Расход пара в ЦСД, кг/с	90,05	94,11
Давление пара на входе в ЦНД, МПа	0,36	0,36
Температура пара на входе в ЦНД, °С	260,18	268,56
Расход пара в ЦНД, кг/с	102,44	103,33

Окончание табл. 1

Параметр, размерность	ГТУ	
	SGT5-4000F	GT26
Давление в конденсаторе, МПа	0,005	0,005
Мощность на клеммах генератора ПТУ, МВт	130,96	137,98
Мощность собственных нужд ПТУ, МВт	1,99	2,06
Мощность дожимного топливного компрессора, МВт	6	6
Температура уходящих газов, °С	109,5	104,5
Мощность ПГУ нетто, МВт	402,07	416,32
КПД ПГУ нетто, %	55,8	56,11
Расход условного топлива на выработку электроэнергии, г/кВт·ч	220,3	218,9

Из табл. 1 видно, что ПГУ-400к с ГТУ GT26 обеспечивает более высокий КПД в номинальном режиме работы, хотя в целом показатели у двух энергоблоков схожи.

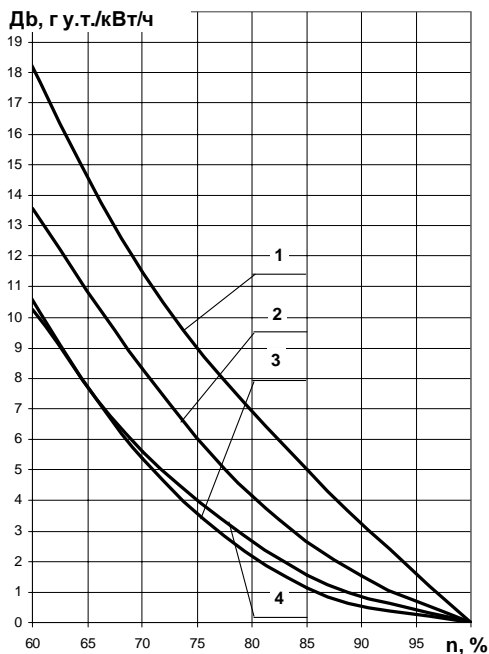


Рис. 2. Увеличение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при разгрузке ряда мощных энергоблоков ($t_{нв} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$):

1 – ПГУ-400к с SGT5-4000F, 2 – ПГУ-285к с SGT5-3000E, 3 – ПТУ К-300-23,5; 4 – ПГУ-400 с GT26

Для анализа показателей работы блоков на частичной нагрузке использовались данные фирм-производителей ГТУ, обработанные с помощью регрессионного анализа (рис. 2). Математическая модель энергоблока, построенная в программе «Boiler Designer», основывалась на расчете номинального режима работы, показатели которого приведены в табл. 1. Снижение нагрузки ГТУ вызывает снижение тепловой производительности котла-утилизатора и параметров пара разных контуров.

Изменение объемных пропусков пара вызывает изменение внутренних относительных КПД паровой турбины, но при использовании разгрузки

на скользящем давлении снижение КПД цилиндров незначительно [3], и изменение их мощности определяется главным образом изменением массовых расходов пара.

Результаты расчетов показателей экономичности энергоблоков ПГУ-400к с ГТУ GT26 и SGT5-4000F при температуре наружного воздуха +5 °С и относительных нагрузках 55...100 % иллюстрируются рис. 2. Для сравнения здесь же показаны результаты расчетов ПТУ К-300-23,5 [1] и ПГУ-285к с ГТУ SGT5-3000E [2].

Из рис. 2 видно, что снижение КПД при разгрузке у паротурбинных блоков в целом меньше, чем у парогазовых, выполненных на основе ГТУ компании Siemens. Блок с GT26 обладает более высокой экономичностью даже при глубокой разгрузке.

Следует отметить, что разгрузка до значений менее 50...55 % от номинальной нагрузки у большинства ГТУ вызывает резкое снижение КПД. Это связано с исчерпанием возможностей количественного метода регулирования (изменение степени открытия входного направляющего аппарата компрессора) и переходом на качественный (воздействие на топливные клапаны), при использовании которого резко снижаются температура продуктов сгорания (на входе и выходе из газовой турбины) и КПД ГТУ [4].

Снижение температуры газов на входе в ТУПГ вызывает снижение температуры генерируемого пара и, как следствие, теплоперепадов на цилиндрах паровой турбины, из-за чего КПД ПГУ также резко снижается, а также усложняется циркуляция в испарительных пакетах ТУПГ и т.д. Поэтому регулировочный диапазон ПГУ обычно составляет 50...110 % от номинальной нагрузки, что значительно меньше, чем у паротурбинных блоков.

Таким образом, ПТУ более устойчивы к снижению КПД на частичных нагрузках, чем ПГУ, хотя последние гораздо более экономичны. Это означает, что при разгрузке блоков разных типов приоритет следует отдавать паросиловым, по крайней мере, до 50 % их относительной загрузки.

Приведенный анализ не учитывает динамических особенностей работы ПГУ и ПТУ. Однако, данные [3, 4] и нормативных документов позволяют говорить о преимуществе динамических характеристик комбинированных блоков над паросиловыми. Если набор нагрузки со 100 МВт до 300 МВт на блоке К-300-23,5 с котлом ПК-41 происходит примерно за 1 час [3], то для ПГУ скорость изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона должна составлять 0,1 $N_{\text{НОМ}}$ в минуту [4]. Таким образом, скорость обычного изменения нагрузки у ПГУ в несколько раз выше.

Библиографический список

1. **Мошкарин А.В., Девичкин М.А., Шельгин Б.Л., Рабенко В.С.** Анализ перспектив развития отечественной теплоэнергетики. Под ред. А.В. Мошкарина; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
2. **Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Мельников Ю.В.** Проект утилизационной ПГУ трех давлений для замены паротурбинного оборудования энергоблока 300 МВт // Газотурбинные технологии. – 2006. – №6.
3. **Прокопенко А.Г., Мысак И.С.** Стационарные, переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС / А.Г. Прокопенко, И.С. Мысак. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 315 с.
4. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

***В.Г. Воронцов, зам. начальника КТЦ
(Новгородская ТЭЦ-20 ОАО «ТГК-2»)***

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА ОТРАБОТАВШЕГО ПАРА В ЦИКЛАХ ТЭЦ И В ЖКХ

Разработка и внедрение энергосберегающих технологий самая актуальная тема последнего десятилетия на всей планете. Чувствуется озабоченность этой проблемой и руководства РФ, что прослеживается в разработке федеральных целевых программ и в частности программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2007-2012 годы».

Представляю Вам свою запатентованное изобретение, повышающее на порядок экономичность теплоэнергетического оборудования тепловых электрических централей (ТЭЦ).

Техническим результатом, достигаемым настоящим изобретения является повышение экономичности теплоэлектроцентралей за счет использования части тепла отработавшего пара турбины в качестве греющего агента для подогрева исходной воды и исходной добавочной питательной воды.

Для достижения технического результата тепловая электрическая станция, содержит паровую турбину с конденсатором, с трубопроводом основного конденсата, подключенным к деаэратору повышенного давления, трубопровод исходной воды, трубопровод исходной добавочной питательной воды, при этом трубопровод исходной воды через подогреватель исходной воды подключен к трубопроводу греющего агента, который по греющей среде подключен к струйно-душирующему устройству конденсатора, а трубопровод исходной добавочной питательной воды подогрева

теля исходной воды подключен к струйно-душирующему устройству конденсатора.

Технический результат обеспечивается тем, что исходная добавочная питательная вода подается в конденсатор турбины как в смешивающий подогреватель, а исходная вода в водоводяной подогреватель исходной воды, подключенный к конденсатору турбины конденсатопроводами отдельного автономного контура циркуляции конденсата, тем самым исключая расходы пара высокого потенциала на подогрев исходной воды и исходной добавочной питательной воды. Таким образом, в качестве греющего агента исходной воды и исходной добавочной питательной воды используется тепло отработавшего пара, т.е. непродуцированное тепло, которое отводится из основного цикла в окружающую среду.

Сущность изобретения поясняется чертежом (рис. 1), на котором приведена принципиальная схема тепловой электрической станции.

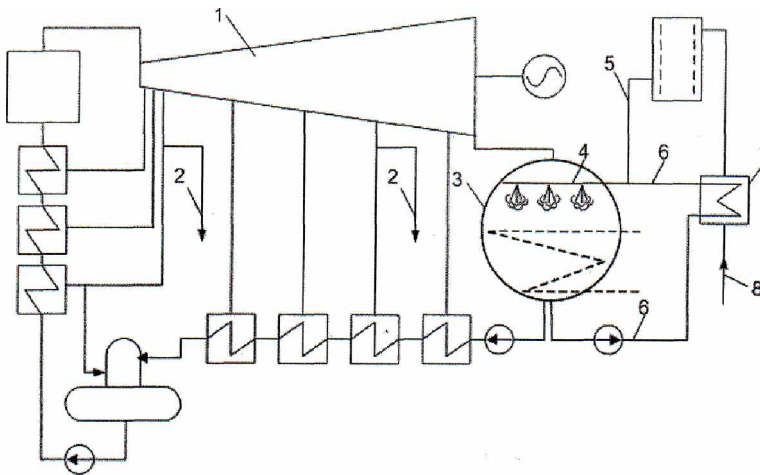


Рис. 1. Принципиальная схема тепловой электрической станции:

- 1 – паровая турбина; 2 – регулируемые отборы пара; 3 – конденсатор; 4 – струйно-душирующее устройство; 5 – трубопровод исходной добавочной питательной воды; 6 – трубопровод замкнутого контура подогревателя; 7 – подогреватель исходной воды; 8 – трубопровод исходной воды

Тепловая электрическая станция содержит паровую турбину 1 с регулируемыми отборами пара на нужды внешних потребителей 2, с конденсатором 3, который подключен трубопроводом основного конденсата турбины с включенными в него регенеративными подогрева-

телями низкого давления к деаэратору повышенного давления. К струйно-душирующему устройству 4 конденсатора 3 подключены трубопровод исходной добавочной питательной воды 5 и трубопровод 6 замкнутого контура подогревателя 7 исходной воды. По нагреваемой среде трубопровод исходной воды 8 подключен к подогревателю исходной воды 7.

Станция работает следующим образом.

Отработавший в паровой турбине 1 пар конденсируют в конденсаторе 3, после которого основной конденсат турбины последовательно подогревают в регенеративных подогревателях низкого давления. В конденсатор 3, как в смешивающий подогреватель по трубопроводу исходной добавочной питательной воды 5 подают химически обессоленную исходную добавочную питательную воду, проходящую через устройство водоочистки, для которой отработавший пар является греющим агентом, а конденсатор 3 – первичной ступенью деаэрации. Так же по трубопроводу 6 замкнутого цикла горячий конденсат, как греющий агент, подается к подогревателю исходной воды 7 и холодным возвращается снова в конденсатор в выхлопной патрубок турбины на струйно-душирующее устройство 4, где роль греющего агента выполняет отработавший пар. Затем первично деаэрированную исходную добавочную питательную воду с основным конденсатом подогревают в подогревателях низкого давления, деаэрируют в деаэраторе повышенного давления и через подогреватели высокого давления подают в котел.

Таким образом, предложенное устройство позволяет использовать тепло парообразования низкопотенциального и уже непроизводительного пара, избавиться от подогрева исходной воды и исходной добавочной питательной воды высокопотенциальным паром, т.е. увеличить выработку электроэнергии и сократить затраты на производство тепловой и электрической энергии без установки дополнительного теплообменного оборудования, тем самым упростить схему станции и повысить ее экономичность.

Для иллюстрации экономической эффективности привожу следующие доводы:

При среднегодовой температуре воды $+8,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (среднестатистической) и доведенной формулой изобретения до $23\div 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ со среднесуточным потреблением $160\div 210$ л/сутки/человек воды на бытовые нужды для населенного пункта в 100 тыс. жителей экономия энергетических ресурсов составит не менее 110000 Гкал в год.

В частности для г. Санкт-Петербурга с населением 4,5 млн. человек внедрение изобретения принесет 4,3 млрд. рублей экономии:

Количество использованной воды на социальные нужды города за год, т

$$G_{\text{год}} = G_{\text{сут}} \cdot n \cdot 365 = 0,2 \cdot 4500000 \cdot 365 = 328500000.$$

Количество тепла в год, Гкал

$$Q_{\text{год}} = G_{\text{год}} (t_{25} - t_{8,5}) = 328500 \cdot (25 - 8,5) = 5420250.$$

При цене 1 Гкал 800 руб. имеем экономию 4,3 млрд. в год.

Годовой экономический эффект данной технологии, отнесенный на топливную составляющую, на каждые 100 т/час потребляемой (используемой) воды, составит:

- для теплоэлектростанций, не менее 30000 Гкал;
- для промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства городов, не менее 14000 Гкал.

Полная окупаемость вложенных для внедрения этой технологии средств, не более 3÷4 мес. после начала её использования.

А.В. Мошкарин, д.т.н., проф. (ИГЭУ)

К ВОПРОСУ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ВЛАДИМИРСКОЙ ТЭЦ НА ОСНОВЕ ПГУ

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] показывает, наиболее рациональным решением является техническое перевооружение ТЭЦ на основе ПГУ с параллельной схемой [1]. 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.

Параллельная схема позволяет:

- использовать действующее оборудование (энергетические котлы и паровые турбины);
- существующие инженерные сооружения, относящиеся к паросиловой части ТЭЦ;
- сохранять 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, который может быть использован под турбину Т-100-130.

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

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

Парогазовая надстройка может быть выполнена по нескольким вариантам газовых турбин. Один из возможных вариантов – это турбина ГТЭ-65 ЛМЗ. В работе этот вариант не рассматривается. Три других варианта с турбинами V94.2а, V84.3а и V94.2 проанализированы в данной работе.

Наибольший прирост мощности и получение необходимых параметров пара могут обеспечить первые две турбины, при использовании третьей – температура острого пара не должна 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 571,8 и 580 °С (табл. 1).

Первые две турбины имеют более высокий КПД. Однако турбина V94.2 (ГТЭ-160) выпускается ЛМЗ по лицензии Сименс.

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.

Таблица 1. Характеристики газовых турбин для ПГУ

Наименование величин	Тип газовых турбин		
	V94.2a	V94.2a	V94.2 (ГТЭ-160)
Мощность, МВт	190	180	159
Температура газов перед 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	V94.2a	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

В паросиловом цикле при этом будет вырабатываться 46,3, 54, 60 МВт.

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

В среднезимнем режиме с максимальной тепловой нагрузкой на отборы турбины Т-100-130, равной 165 Гкал/ч, температурном графике 110 °/70 °С, суммарная мощность в парогазовом цикле составит 244,11, 228,48, 203,15 МВт, а тепловая мощность отборов 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 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	V94.2a	V94.2 (ГТЭ-160)
Мощность, МВт			
ПТУ	54,11	48,48	44,15
ПГУ	244,11	228,48	203,15

Окончание табл. 3

Наименование величин	Тип газовых турбин		
	V94.2а	V94.2а	V94.2 (ГТЭ-160)
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
КИТ	0,8884	0,8992	0,8812

Библиографический список

1. Теплоэнергетика. №12, 2007. С. 11-18.
2. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС. М.: МЭИ. 2002. 584 с.

*А.А. Борисов, аспирант, В.П. Жуков, д.т.н., проф. (ИГЭУ),
С.А. Петрованов, инж. (ОАО «ТГК-11»),
А.А. Ефимов, инж. (ОАО «ТГК-1»)*

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ С УЧЕТОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЕТЕВОЙ ВОДЫ МЕЖДУ ПОДОГРЕВАТЕЛЯМИ

Энергосберегающие технологии могут быть реализованы в энергетике за счет оптимизации состава и режима работы энергетического оборудования без привлечения дополнительных капиталовложений. Традиционно в задачах выбора оптимального режима работы ТЭЦ [1–2] не учитывается распределение сетевой воды между подогревателями, которое существенно влияет на давление пара в соответствующих отборах турбины и, следовательно, на экономичность работы оборудования. Целью предлагаемого исследования является решение задачи оптимального выбора состава и режима работы оборудования с учетом расходов сетевой воды через подогреватели.

Расчетная схема тепло- и массопотоков на ТЭЦ представлена на рис. 1. Оптимизационная задача формулируется в следующем виде: выбрать нагрузки между турбоагрегатами, обеспечивающие минимальный суммарный расход тепловой энергии:

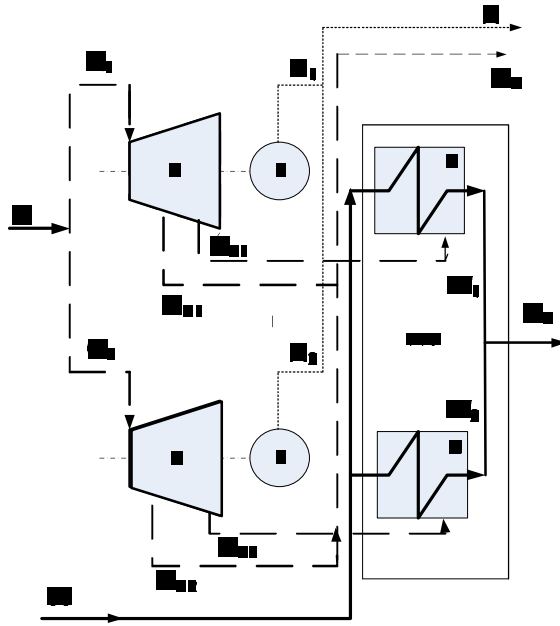


Рис. 1. Схема отпуски электрической и тепловой энергии с ТЭС:

Т – турбина, Г – генератор, П – подогреватель, ТФУ – теплофикационная установка. Сплошной линией показаны энергопотоки с сетевой водой, штриховой – с паром, пунктирной – с электрическим током

$$F = Q = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n N_i \times q_{Ti} (Q_{Pi}, Q_{Ti}, N_i, W_i) \rightarrow \min_{W_i, Q_{Pi}, N_i, W_i}, \quad (1)$$

где Q_{Pi} , Q_{Ti} – тепловые нагрузки соответственно производственного и теплофикационного отборов пара; N – электрическая мощность турбогенератора; W – расход сетевой воды через подогреватель, q_T – удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии; n – количество турбоагрегатов, участвующих в распределении нагрузки, i – номер турбоагрегата. Суммарные значения нагрузок, которые необходимо распределить, записываются в виде ограничений

$$Q_{Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{Pi}; \quad Q_T = \sum_{i=1}^n Q_{Ti}; \quad W = \sum_{i=1}^n W_i; \quad N = \sum_{i=1}^n N_i. \quad (2)$$

Математическая модель энергетического оборудования представляется в виде энергетических характеристик: зависимости удельного расхода тепла на выработку электроэнергии от режимных параметров q_{ti} (Q_{pi} , Q_{ti} , N_i , W_i), вид которой определяется в соответствии с нормативной документацией [3].

Энергетические характеристики традиционно представляются в графическом виде, вид и конфигурация области допустимых значений которых затрудняют их компьютерное использование.

Проведенный расчетный анализ показал, что представление энергетических характеристик в виде кубического полинома обеспечивает расхождение между нормативным и рассчитанным значениями не превышает 0,05 % во всей области изменения параметров, что следует признать более чем удовлетворительным результатом при решении инженерных задач.

Для решения сформулированной задачи предложен комбинированный метод, сочетающий метод проекций градиента [4] в многомерных подпространствах параметров тепловых и электрических нагрузок и метод покоординатного поиска между этими подпространствами, учитывающий ограничения по суммарной нагрузке и ограничения по допустимой области значений параметров каждого агрегата.

Методы направленного поиска дают возможность быстрого получения решения для гладких функций при отсутствии ограничений на общую суммарную нагрузку системы.

В работе рассматривается модификация метода проекций градиента [4], учитывающая ограничения по суммарной нагрузке ТЭЦ автоматически.

Пространство искомых параметров разбивается на четыре подпространства:

$$\begin{aligned} Q_p &= \{Q_{p1}, Q_{p2}, \dots, Q_{pn}\} \\ Q_T &= \{Q_{T1}, Q_{T2}, \dots, Q_{Tn}\} \\ N &= \{N_1, N_2, \dots, N_n\} \\ W &= \{W_1, W_2, \dots, W_n\} \end{aligned} \quad (3)$$

Каждое из ограничений по суммарной нагрузке (2) может быть представлено уравнением плоскости в соответствующем многомерном подпространстве [5]

$$\begin{aligned}
 Q_{п1} + Q_{п2} + \dots + Q_{пn} - Q_{п} &= 0 \\
 Q_{т1} + Q_{т2} + \dots + Q_{тn} - Q_{т} &= 0 \\
 N_1 + N_2 + \dots + N_n - N &= 0 \\
 W_1 + W_2 + \dots + W_n - W &= 0
 \end{aligned} \quad (4)$$

Для каждой точки, принадлежащей плоскости (4), автоматически выполняется одно из ограничений (2) в соответствующем подпространстве (3).

Предлагаемый метод заключается в определении градиента целевой функции в каждом подпространстве, разложение его на составляющую, лежащую в плоскости ограничений, и составляющую перпендикулярную этой плоскости. Известно [4], что вектор градиента направлен в сторону наискорейшего возрастания (убывания) целевой функции, а его составляющая (проекция) на плоскости будет определять направление наискорейшего изменения целевой функции вдоль плоскости при выполнении соответствующих ограничений.

Для определения оптимума во всем пространстве признаков аналогично методу «покоординатного» спуска решение методом проекций градиента ищется последовательно в каждом подпространстве (3). В качестве «координат» выступают некоторое множество параметров каждого подпространства Q_n, Q_t, N, W .

Основные расчетные соотношения предлагаемого метода проекций градиента и порядок их выполнения записываются следующим образом. Сначала выбирается исходная точка, для которой выполняются заданные ограничения (2). В этой точке рассматриваемого подпространстве находится вектор градиента

$$\ddot{\mathbf{G}} = -\left[\frac{\partial F}{\partial x_1} \ddot{\mathbf{I}}_1 + \frac{\partial F}{\partial x_2} \ddot{\mathbf{I}}_2 + \dots + \frac{\partial F}{\partial x_n} \ddot{\mathbf{I}}_n \right],$$

где $\ddot{\mathbf{I}}_i$ – единичный вектор вдоль координаты x_i в выбранном подпространстве, знак минус показывает, что определяется направление наискорейшего убывания функции. Найденный вектор раскладывается на две составляющие, одна из которых направлена вдоль плоскости ограничений, а другая – по нормали к этой плоскости. Нормальная составляющая градиента $\ddot{\mathbf{G}}^n$ находится как произведение единичного вектора нормали и проекции вектора градиента на вектор нормали плоскости [5]

$$\ddot{\mathbf{G}}^n = \frac{\ddot{\mathbf{N}} \ddot{\mathbf{G}} \cdot \ddot{\mathbf{N}}}{|\ddot{\mathbf{N}}| |\ddot{\mathbf{N}}|},$$

здесь умножение в числителе дроби соответствует скалярному произведению векторов, $\ddot{\mathbf{N}} = \ddot{\mathbf{i}}_1 + \ddot{\mathbf{i}}_2 + \dots + \ddot{\mathbf{i}}_n$ – вектор нормали плоскости. Тангенциальная составляющая градиента находится как векторная разность между градиентом и его нормальной составляющей $\ddot{\mathbf{G}}^T = \ddot{\mathbf{G}} - \ddot{\mathbf{G}}^n$. Вектор приращения координат в подпространстве вычисляется как модуль шага h на единичный вектор, направленный вдоль тангенциальной составляющей градиента, $\ddot{\mathbf{h}} = h \frac{\ddot{\mathbf{G}}^T}{|\ddot{\mathbf{G}}^T|}$. Следующее приближение вектора реше-

ния определяется выражением $\ddot{\mathbf{x}}^{j+1} = \ddot{\mathbf{x}}^j + \ddot{\mathbf{h}}$, где верхний индекс показывает номер шага.

Для иллюстрации предложенного метода на рис. 2 показан пример решения двумерной оптимизационной задачи

$$F = (x_1 - 1)^2 + (x_2 - 2)^2 \rightarrow \min$$

с ограничением $x_1 + x_2 = 2$.

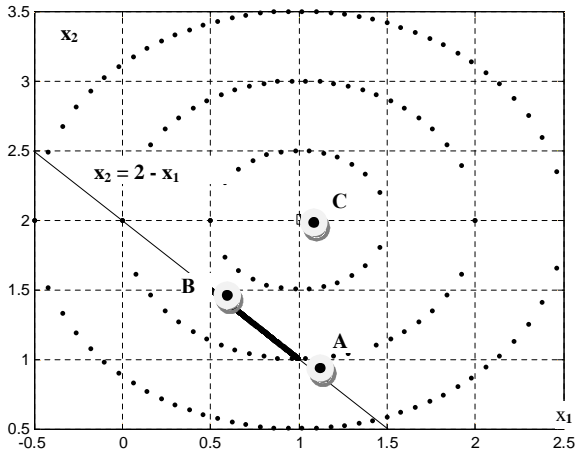


Рис. 2. Пример решения двумерной оптимизационной задачи методом проекций градиента

В качестве начального приближения выбрана точка A(1,1). Ограничение на рисунке показано прямой тонкой линией. Траектория поиска решения от начальной до конечной точек показана толстой линией. Найденное решение отмечено точкой B(0.5;1.5). Пунктирными линиями изображены линии уровня с одинаковым значением целевой функции. Точка C(1,2) соответствует решению оптимизационной задачи без учета ограничения на сумму искоемых параметров.

Для определения оптимума во всем пространстве признаков аналогичные процедуры метода проекций градиента повторяются последовательно в каждом из подпространств (3). Поиск решения продолжается до достижения заданной степени совпадения решений на текущем и предыдущем шагах итераций. Алгоритм комбинированного метода поиска решения показан на рис. 3.

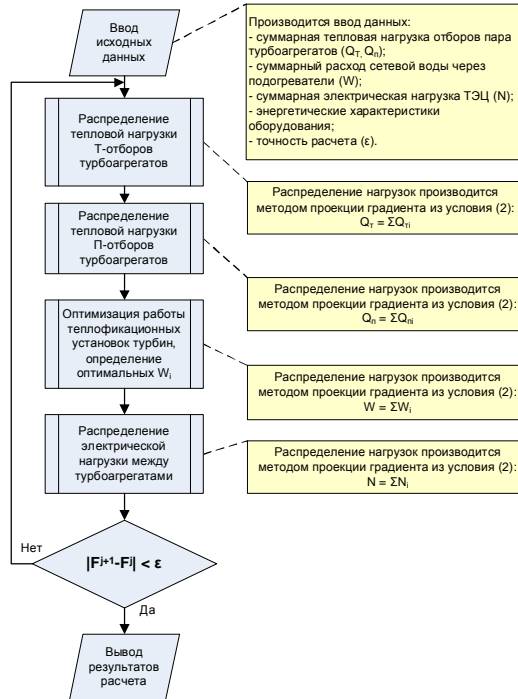


Рис. 3. Алгоритм модуля оптимизации режима работающего оборудования в программном комплексе «ТЭС Эксперт»

Для практического использования полученных результатов разработан специальный программный модуль комплекса «ТЭС-Эксперт» [6], который используется при решении следующих задач:

- оперативного ведения оптимального режима работы электростанции;
- перспективного планирования технико-экономических показателей;
- автоматизированного расчета показателей, входящих в утвержденные энергетические характеристики;
- сведения пароводяного и теплового балансов ТЭС.

С помощью разработанного модуля выполнена оптимизация загрузки оборудования ТЭЦ, результаты которой показаны на рис. 4.

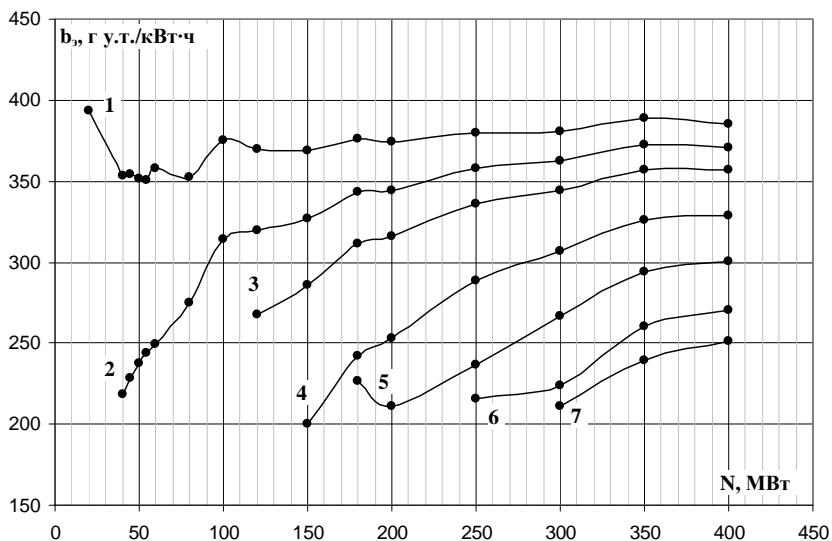


Рис. 4. Примеры оптимальных энергетических характеристик ТЭЦ с двумя турбоагрегатами Т-100-130, двумя турбоагрегатами ПТ-80/100-130/13 и одним турбоагрегатом ПТ-60-130/13 (при постоянном $Q_n = 30$ Гкал/ч):

- 1 – $Q_r = 0$; 2 – $Q_r = 50$; 3 – $Q_r = 100$; 4 – $Q_r = 200$; 5 – $Q_r = 300$; 6 – $Q_r = 400$;
7 – $Q_r = 460$ Гкал/ч

Предложенный подход может использоваться при оперативном ведении режима работы энергетического оборудования и при составлении заявок для участия в торгах на рынке электрической энергии.

Библиографический список

1. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. – Мн.: Выш. шк., 1978.
2. Жуков В.П., Барочкин Е.В. Системный анализ энергетических теплообменных установок. – Иваново ИГЭУ, 2009.
3. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
4. Карманов В.Г. Математическое программирование. – М.: Наука, 1986.
5. Корн Г. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). – М.: Высшая школа, 1973.
6. Свид. о госудаств. регистр. программы для ЭВМ 2009611813. «ТЭС-Эксперт» (базовая версия) Барочкин Е.В.; Борисов А.А., Ледуховский Г.В., Поспелов А.А. , 2009.

М.М. Замалеев, к.т.н., В.И. Шаранов, д.т.н., проф. (УлГТУ)

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ И ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭЦ

В настоящее время обеспечение приемлемых технико-экономических показателей отечественных ТЭЦ осложняется новыми экономическими условиями, в частности, необходимостью поставки электроэнергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Отбор электростанций для поставки электрической энергии на оптовый рынок осуществляется путем загрузки в первую очередь наиболее экономичных генерирующих предприятий на основании анализа удельных расходов топлива на производство электроэнергии. Несомненно, это мероприятие оправдано для конденсационных станций, однако для теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) набор максимальной электрической мощности за счет дополнительного пропуска пара в конденсаторы теплофикационных турбин приводит к значительному перерасходу топлива.

Опыт эксплуатации показывает, что технико-экономические показатели большинства ТЭЦ, в частности, входящих в состав Волжской территориальной генерирующей компании, существенно ухудшились после начала функционирования оптового рынка. Ситуация осложняется значительным возрастанием стоимости электроэнергии на балансирующем рынке в моменты наибольшего спроса (электропотребления), особенно при превышении запланированных объемов поставки генерации. В подобных случаях стоимость за 1 МВт·ч поставляемой на оптовый рынок электроэнергии существенно увеличивается, а в периоды наименьшего

электропотребления, соответственно снижается до минимальных значений. Это обстоятельство является определяющим при планировании диспетчерских графиков генерации электрической энергии и обуславливает пики вырабатываемой на ТЭЦ электрической мощности, обеспечиваемой за счет максимального пропуска пара в конденсаторы теплофикационных турбоустановок. В ряде случаев покрытие задаваемых системным оператором пиковых электрических нагрузок осуществляется в ущерб теплофикационной нагрузке ТЭЦ за счет снижения отбора пара на сетевые подогреватели теплофикационных турбин и замещения дефицита тепловой от пиковых водогрейных котлов, а также включением редукционно-охладительных установок (РОУ). Однако даже для самых неэкономичных режимов работы теплоэлектроцентралей топливная составляющая компенсируется возрастающей в пиковых режимах стоимостью электрической энергии. Проведенные для Ульяновской ТЭЦ-1 расчеты показывают, что стоимость топлива, затраченного для выработки пиковой электрической мощности за счет дополнительного пропуска пара в конденсаторы турбин, примерно сопоставима с доходом, получаемым энергопредприятием от реализации этого дополнительного количества электрической энергии по базовой цене. Следовательно, при возрастании стоимости электрической энергии относительно базовой в моменты наибольшего энергопотребления прибыль генерирующей компании возрастает в зависимости от цены одного МВт·ч на балансирующем рынке.

Безусловно, эксплуатация ТЭЦ в пиковых режимах приводит к снижению экономии топлива и эффективности теплофикации.

Таким образом, в современных экономических условиях необходима разработка и внедрение новых энергосберегающих технологий, позволяющих максимально использовать преимущества теплофикации. По мнению авторов, наиболее обоснованным в условиях дефицита инвестиций является поиск и реализация решений, не требующих значительных материальных затрат, и в первую очередь, направленных на оптимизацию режимов работы ТЭЦ.

Для ТЭЦ с открытыми системами теплоснабжения, для которых характерны значительные расходы подпиточной воды, достигающие нескольких тысяч тонн в час, и имеющих достаточное количество аккумуляторных баков для создания запаса подпиточной воды, возможно снижение доли конденсационной выработки электроэнергии во время несения станцией максимальной электрической нагрузки. Как правило, подобные теплоэлектроцентрали работают по следующей схеме: в ночное время, когда расход подпиточной воды теплосети минимален, происходит интенсивное заполнение баков-аккумуляторов деаэрированной под-

питочной водой за счет увеличения производительности водоподготовительной установки. Подобная технология была оправдана в советское время, т.к. для надежного теплоснабжения потребителей требовалось значительное количество подпиточной воды, расход которой в часы максимального водопотребления зачастую превышал максимальную производительность водоподготовительной установки. В настоящее время описанная выше схема утратила свою актуальность по причине значительного снижения расхода подпиточной воды. Например, на Ульяновской ТЭЦ-1 произошло более чем двукратное снижение расхода подпиточной воды. Если ранее количество воды для восполнения потерь из открытой системы теплоснабжения достигло $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$, то теперь оно составляет $1000\div 1500 \text{ м}^3/\text{ч}$. Снижение расхода подпиточной воды на отечественных ТЭЦ объясняется, во-первых, введением коммерческого учета теплоносителей у большинства потребителей тепловой энергии, во-вторых, отсутствием подключений новых потребителей к уже существующим централизованным теплоисточникам в связи с использованием децентрализованных источников теплоты. Тенденция снижения расхода подпиточной воды, по-видимому, сохранится, поскольку развитие рыночных отношений между поставщиками и потребителями тепловой и электрической энергии обуславливает повсеместное введение коммерческого учета, что также закреплено законодательно в новой редакции Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Сложившуюся ситуацию можно эффективно использовать для увеличения доли выработки электрической энергии отработавшим паром турбоустановок. Как правило, на ТЭЦ значительные расходы исходной подпиточной воды подогреваются во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин, что позволяет вырабатывать наибольшее количество электроэнергии на тепловом потреблении, а следовательно, существенно экономить первичные энергоносители. Именно для таких станций целесообразно организовать режим работы водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети таким образом, чтобы в ночное время, когда электрическая нагрузка станции минимальна и определяется тепловой нагрузкой, расход исходной подпиточной воды через встроенные пучки конденсаторов турбин также был минимальным. Подобная схема работы позволяет сохранить полезную емкость аккумуляторных баков для дальнейшего их заполнения в часы, приходящиеся на период несения станцией максимальной электрической мощности. Проведенные для реальных условий работы Ульяновской ТЭЦ-1

расчеты показывают, что при имеющейся полезной емкости установленных аккумуляторных баков равной 21000 м^3 и увеличении расхода подпиточной воды на $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, электростанция может работать в режиме заполнения более 10 часов. При этом дополнительная мощность, вырабатываемая турбоустановкой с турбиной типа Т-100-130 на тепловом потреблении, превышает 9 МВт [1]. Для обеспечения своевременной разрядки аккумуляторных баков потребуется соответствующее снижение производительности водоподготовительной установки одновременно со снижением электрической мощности станции. Следует отметить, что средняя продолжительность несения максимальной электрической нагрузки составляет от 2-х до 6-ти часов в сутки, поэтому разрядка баков-аккумуляторов до минимальных значений вполне осуществима в условиях эксплуатации ТЭЦ.

Единственным недостатком предложенного режима работы является необходимость периодического изменения производительности водоподготовительной установки, однако на тепловых электростанциях, не имеющих установок умягчения подпиточной воды и ограничивающихся декарбонизацией совместно с вводом ингибиторов отложений минеральных солей организация данного режима не представляет серьезных затруднений.

В качестве решения, не требующего значительных материальных затрат на реконструкцию тепловой схемы электростанции, предлагается схема работы городских ТЭЦ, представленная на рис. 1.

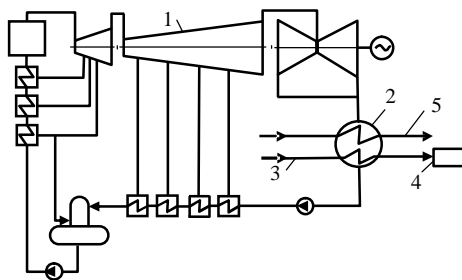


Рис. 1. Схема охлаждения конденсатора турбины питьевой водой:

1 – теплофикационная турбина; 2 – конденсатор; 3 – трубопровод питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения; 4 – потребители питьевой воды; 5 – трубопровод охлаждающей воды оборотной системы технического водоснабжения

Особенностью решения, позволяющего наиболее полно использовать теплоту отработавшего пара турбин, является использование в качестве

охлаждающей среды конденсаторов турбин питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения перед подачей потребителям.

Реализация предложенного решения осуществляется путем включения встроенного пучка конденсатора паровой турбины по охлаждающей среде в трубопровод питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения перед подачей потребителям и предполагает регулируемый подогрев этой воды до 20 °С. Причем регулируемый подогрев питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения в конденсаторе паровой турбины перед подачей потребителям производится в течение всего года при использовании артезианских источников холодного водоснабжения и в течение холодного времени года – при водозаборе из поверхностных водоемов.

Одним из основных достоинств описанной технологии охлаждения конденсаторов турбин ТЭС является существенное повышение тепловой экономичности электростанции, достигаемое за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении при одновременном снижении расхода теплоты на подогрев воды системы горячего водоснабжения как открытых, так и закрытых систем теплоснабжения. В закрытых системах теплоснабжения снижение расхода теплоты достигается за счет использования у потребителей для приготовления горячей воды более теплой исходной питьевой воды, подогретой на ТЭС до 20°С. Повышение экономичности открытых систем теплоснабжения достигается за счет уменьшения количества горячей воды, используемой потребителями, при ее смешении в водоразборных устройствах с более теплой водой системы холодного водоснабжения.

Для оценки энергетической эффективности предложенной технологии охлаждения конденсаторов турбин ТЭС применена разработанная в НИЛ «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ методика, предусматривающая использование в качестве критерия тепловой экономичности величины удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении [2]. Так, применительно к реальным условиям работы Ульяновской ТЭС-1 экономический эффект от применения новой технологии составляет более 9800 тонн условного топлива в год. В расчете учитывалось, что предложенная схема эксплуатируется в течение 8 месяцев (кроме летних месяцев и сентября), а среднечасовой расход питьевой воды составляет 1500 м³/ч. В расчете также учитывались фактические данные по температурам питьевой воды для различных месяцев года.

Помимо достижения существенной экономии топлива на ТЭС реализация предложенного решения позволяет повысить надежность систем

централизованного холодного водоснабжения, а также улучшить экологические показатели электростанции за счет снижения выбросов парниковых газов, в частности CO_2 . Благодаря регулируемому подогреву питьевой воды перед подачей потребителям исключается конденсация водяных паров на поверхности трубопроводов, что, безусловно, снижает интенсивность наружной коррозии трубопроводов воды систем централизованного водоснабжения. А благодаря ограничению мощности устройств для охлаждения нагретой циркуляционной воды конденсаторов турбин ТЭЦ (например, градирен в системе технического водоснабжения) сокращаются выбросы CO_2 .

Таким образом, реализация на ТЭЦ предложенного решения позволяет решить сразу несколько наиболее важных проблем: повысить тепловую экономичность ТЭЦ; снизить интенсивность наружной коррозии трубопроводов воды систем централизованного водоснабжения города; улучшить экологическую обстановку в районе размещения ТЭЦ.

Кроме того, максимумы электро- и водопотребления, как правило, совпадают, что позволяет максимально использовать преимущества теплофикации в периоды несения ТЭЦ пиковых электрических нагрузок.

Выводы

1. Участие теплоэлектроцентралей в поставках электроэнергии на балансирующий рынок ОРЭМ приводит к существенному снижению экономики топлива и эффективности теплофикации.

2. В современных экономических условиях необходима разработка и внедрение новых энергосберегающих технологий, направленных на максимальное использование преимуществ комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

3. В первую очередь, должны реализовываться мероприятия режимного характера, которые основываются на использовании аккумулирующей способности бакового хозяйства ТЭЦ для увеличения выработки электроэнергии отработавшим паром паротурбинных установок путем организации дополнительного пропуски исходной подпиточной воды через конденсаторы турбин одновременно с взятием станцией максимальной электрической нагрузки.

4. Максимально повысить эффективность теплофикации, надежность систем централизованного холодного водоснабжения позволяет предложенная в докладе схема охлаждения конденсаторов турбин ТЭЦ.

Библиографический список

1. **Замалеев, М.М.** Особенности работы ТЭС в условиях НОРЭМ [Текст] / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Сб. работ аспирантов и студентов «Новые технологии в теплоснабжении и строительстве». Выпуск 5. – Ульяновск: ГОУ ВПО «Ульян. гос. техн. ун-т», 2007. – С. 230-234.
2. **Шарапов, В.И.** Методика расчета энергетической эффективности технологий подготовки воды на тепловых электростанциях [Текст] / В.И. Шарапов, П.Б. Пазушкин, Д.В. Цюра и др. // Проблемы энергетики. Известия вузов. - 2002. - № 7-8. - С. 22-35.

*А.В. Андриюшин, д.т.н., проф., В.А. Макарьян, к.т.н.,
А.Н. Черняев, инж. (МЭИ (ТУ))*

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ПО РАСЧЕТУ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗОК МЕЖДУ ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭС

Оптимизация режимов работы энергоблоков входит в перечень задач АСУ ТЭС и направлена на повышение технико-экономических показателей эксплуатации электростанции. Одной из подзадач данного перечня является задача расчета оптимальной загрузки генерирующего оборудования для заданных станций, которая решается с помощью данного программного комплекса.

Критерием оптимизации является минимизация расхода топлива для заданных электрической и тепловой нагрузок станции.

В качестве исходной информации для решения поставленной задачи используются нормативно-справочные характеристики оборудования, данные, полученные в ходе балансных и плановых испытаний оборудования, текущая информация по режиму работы и состоянию отдельных узлов и элементов оборудования, влияющие на его совокупные энергетические характеристики.

При поиске оптимальных тепловых и электрических нагрузок генерирующего оборудования, обеспечивающих выполнение указанного критерия оптимизации, учитываются ограничения:

- на допустимые электрические нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования;
- на электрическую нагрузку станции, заданную суточным графиком условиями состояния оборудования.

Оптимизация проводится с помощью метода динамического программирования, не накладывающего ограничений на вид энергетических характеристик энергоблоков.

Расчеты оптимальной загрузки генерирующего оборудования выполняются по отдельным выводам электрической и тепловой нагрузок.

Программа позволяет задавать и изменять состав и режим работы оборудования.

Из-за технического состояния оборудования в процессе эксплуатации возможно отклонение технологических параметров от номинальных значений, что приводит к изменению энергетических характеристик и вносит, соответственно, коррективы в оптимальное распределение нагрузки между работающим оборудованием. Для учета данного фактора, в программе предусмотрена возможность ввода отклонения ряда технологических параметров от номинальных значений.

Выходными данными расчета являются:

- рекомендуемая оптимальная нагрузка генерирующего оборудования по теплу и электроэнергии для заданных электрической и тепловой нагрузок станции в суточном разрезе времени;

- расход топлива по каждой единице генерирующего оборудования (газ, мазут, условное);

- затраты на топливо в денежном выражении;

- выбросы вредных веществ в атмосферу и плата за выбросы.

Программный комплекс позволяет, используя ОИК СК-2003, передать рекомендуемые электрические нагрузки по каждому турбогенератору на АРМ машинистов энергоблоков, включенных в данный оперативно-информационный комплекс.

*А.А. Борисов, аспирант, В.П. Жуков, д.т.н., проф.,
Е.В. Барочкин, д.т.н., проф. (ИГЭУ)*

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ МЕТОД НЕОПРЕДЕЛЕННЫХ МНОЖИТЕЛЕЙ ЛАГРАНЖА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НАГРУЗОК ТЭЦ

Разработка и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий является актуальной задачей, стоящей перед энергетикой. Известны методы и подходы [1–2] к определению оптимального распределения на-

грузок между энергетическими агрегатами, в которых при использовании метода неопределенных множителей Лагранжа не учитывается сложная конфигурация области допустимых значений искомых параметров.

Целью работы является постановка и решение задачи оптимального распределения нагрузок ТЭЦ методом неопределенных множителей Лагранжа с учетом конфигурации области допустимых значений оптимизируемых параметров.

Проведенный литературный анализ [2–5] показал перспективность построения моделей энергетических объектов с использованием энергетических характеристик и решение на их базе задач оптимального выбора режима и состава работающего оборудования. Для машинного представления энергетических характеристик предлагается замена традиционных графических характеристик аппроксимирующими зависимостями. Приведенный анализ характеристик турбины ПТ-65/75-130/13 показал, что аппроксимирующая зависимость второго порядка обеспечивает среднюю относительную погрешность 1,01 %, что позволяет ее использовать при решении оптимизационной задачи.

Оптимизационная задача распределения нагрузок на ТЭЦ формулируется в следующем виде: для обеспечения минимального суммарного расхода тепловой энергии оптимально распределить заданную электрическую и тепловую нагрузки между турбоагрегатами:

$$F_{\text{ц}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot q_i(Q_{\text{ни}}, Q_{\text{ти}}, N_i) \longrightarrow \min_{Q_{\text{ни}}, Q_{\text{ти}}, N_i}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ни}}$, $Q_{\text{ти}}$ – тепловые нагрузки соответственно производственного и теплофикационного отборов пара; N – электрическая мощность турбогенератора; q – удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии; n – количество турбоагрегатов, участвующих в распределении нагрузки, i – номер турбоагрегата. Суммарные значения тепловых и электрических нагрузок, которые необходимо распределить, считаются заданными и записываются в виде ограничений

$$Q_{\text{ни}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ни}i}; \quad Q_{\text{ти}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ти}i}; \quad N = \sum_{i=1}^n N_i. \quad (2)$$

Для решения сформулированной многомерной оптимизационной задачи (1)–(2) с учетом сложной конфигурации области допустимых значений предлагается использовать модифицированный метод неопределенных множителей Лагранжа.

Модификация метода неопределенных множителей Лагранжа заключается во введении матриц минимальных X_{\min} и максимальных X_{\max} возможных нагрузок

$$\mathbf{X}_{\min} = \begin{bmatrix} Q_{n1}^{\min} & Q_{n2}^{\min} & \dots & Q_{nm}^{\min} \\ Q_{\tau 1}^{\min} & Q_{\tau 2}^{\min} & \dots & Q_{\tau n}^{\min} \\ N_1^{\min} & N_2^{\min} & \dots & N_n^{\min} \end{bmatrix}; \mathbf{X}_{\max} = \begin{bmatrix} Q_{n1}^{\max} & Q_{n2}^{\max} & \dots & Q_{nn}^{\max} \\ Q_{\tau 1}^{\max} & Q_{\tau 2}^{\max} & \dots & Q_{\tau n}^{\max} \\ N_1^{\max} & N_2^{\max} & \dots & N_n^{\max} \end{bmatrix}.$$

Дополнительно вводится матрица признаков \mathbf{K} , элементы которой принимают значение 1, если нагрузка находится в допустимом диапазоне, и 0, если нагрузка выходит из указанного диапазона:

$$k_{ij} = \begin{cases} 1, x_{ij} \in [x_{ij}^{\min}, x_{ij}^{\max}] \\ 0, x_{ij} \notin [x_{ij}^{\min}, x_{ij}^{\max}] \end{cases}. \quad (3)$$

При значениях параметров, выходящих за диапазон допустимых значений, ему присваивается предельное допустимое значение: если искоемое значение получается меньше минимального, то – минимальное; если больше максимального, то – максимальное.

Целевая функция (1) с учетом ограничений (2), (3) переписывается в виде

$$F^* = F_u - \lambda_1 (Q_n - \sum_i k_{1i} Q_{ni}) - \lambda_2 (Q_\tau - \sum_i k_{2i} Q_{\tau i}) - \lambda_3 (N - \sum_i k_{3i} N_i) \longrightarrow \min_{Q_n, Q_\tau, N_i}, \quad (4)$$

где λ_j – неопределенные множители Лагранжа.

Найденное методом множителей Лагранжа решение оптимизационной задачи (2)–(4) записывается в виде

$$\begin{aligned} Q_{ni} &= k_{1i} \frac{\lambda_1 - c_{2i}}{2c_{5i}}, & Q_{\tau i} &= k_{2i} \frac{\lambda_2 - c_{3i}}{2c_{6i}}, & N_i &= k_{3i} \frac{\lambda_3 - c_{4i}}{2c_{7i}}, \\ \lambda_1 &= \frac{2Q_n + \sum \frac{k_{1i} c_{2i}}{c_{5i}}}{\sum \frac{k_{1i}}{c_{5i}}}, & \lambda_2 &= \frac{2Q_\tau + \sum \frac{k_{2i} c_{3i}}{c_{6i}}}{\sum \frac{k_{2i}}{c_{6i}}}, & \lambda_3 &= \frac{2N + \sum \frac{k_{3i} c_{4i}}{c_{7i}}}{\sum \frac{k_{3i}}{c_{7i}}}. \end{aligned} \quad (5)$$

где c_{ji} – параметры квадратичной аппроксимирующей зависимости для i -го турбоагрегата. Результаты оптимального распределения стационарной нагрузки $Q_p = 300$ Гкал/ч; $Q_\tau = 100$ Гкал/ч; $N = 220$ МВт между четырьмя турбинами ПТ-65/75-130/13 приведены в докладе. Численные экспери-

менты показали, что аналитическое решение оптимизационной задачи требует значительно меньше компьютерных ресурсов по сравнению с приближенными методами ее решения. В то же время численные методы решения пригодны для различных видов аппроксимаций энергетических характеристик, а найденное решение справедливо для квадратичного описания энергетических характеристик.

Предложенный подход может использоваться при оперативном ведении режима работы энергетического оборудования и при составлении заявок для участия в торгах на рынке электрической энергии.

Библиографический список

1. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. – Мн.: Выш. шк., 1978.
2. Жуков В.П., Барочкин Е.В. Системный анализ энергетических теплообменных установок. – Иваново ИГЭУ, 2009.
3. Рузанков В.Н. Универсальная характеристика для распределения нагрузок между крупными теплофикационными турбинами. – Электрич. станции, 1973, № 8.
4. Акименкова В.М., Гришфельд В.Я. Определение аналитических выражений для тепловых характеристик теплофикационных турбин методом планирования эксперимента. – Теплоэнергетика, 1970, № 11.
5. Виноградник М.В., Курносков А.Т. Математическое описание диаграмм режимов теплофикационных турбоагрегатов при расчетах на ЭВМ. – Электрич. станции, 1979, №4.

М.Е. Орлов, к.т.н., доц., В.И. Шаранов, д.т.н., проф. (УлГТУ)

О ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРОДСКИХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ СИСТЕМ

В новом федеральном законе «О теплоснабжении» провозглашается приоритетное использование теплофикации, то есть комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения [1].

Большинство действующих в России теплофикационных систем городов спроектированы и построены несколько десятилетий назад. Традиционная структура теплофикационной системы (рис. 1, а), состоящая из теплоисточника, тепловой сети и потребителя, не менялась с момента своего появления начала 50-х годов XX века.

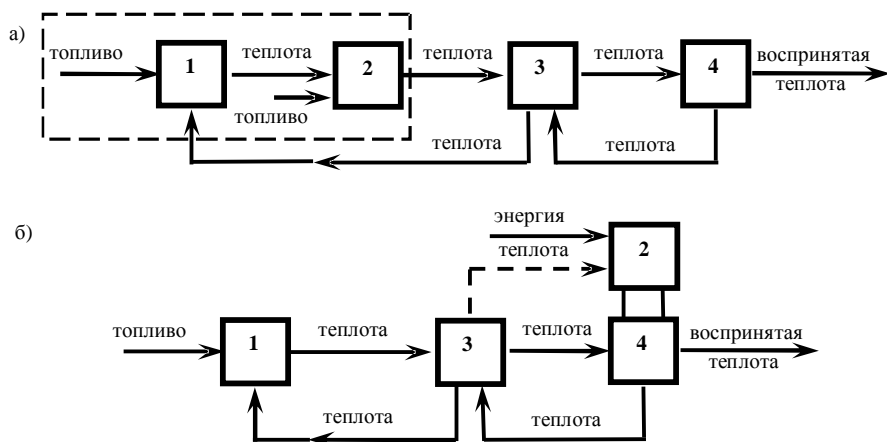


Рис. 1. Структурные схемы централизованной (а) и комбинированной (б) систем тепло-снабжения: 1 – основной теплоисточник (ТЭЦ); 2 – пиковый теплоисточник; 3 – тепловая сеть; 4 – потребитель

За прошедшее с тех пор время многие заложенные в основу проектов теплоисточников, систем транспорта теплоты и теплоиспользующих систем концептуальные технические и технологические решения устарели. Это приводит к тому, что тепловая и электрическая энергия, поставляемые от ТЭЦ, нередко стоят дороже, чем энергоресурсы, предлагаемые отдельными энергоисточниками.

Исследования работы городских теплофикационных систем [2, 3], проведенные сотрудниками научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» Ульяновского государственного технического университета (НИЛ ТЭСУ УлГТУ) в ряде городов России, показали, что теплоисточники работают с систематическим недогревом сетевой воды до нормативной температуры (недотопом). В связи с высокой степенью физического и морального износа тепловых сетей температура теплоносителя на выходе из теплоисточника даже в сильные морозы не превышает $85 \div 110$ °С, а тепловые потери при транспортировке достигают $25 \div 30$ %. В некоторых регионах произошли крупные аварии магистральных теплопроводов во время поддержания в теплосетях высоких температур и давлений, т.е. в пиковый период [4].

Эти обстоятельства стали причиной отказа от теплофикации новых жилых районов в ряде городов и строительства там местных теплоисточников: крышных, блочных котельных или индивидуальных котлов при поквартирном отоплении. Несмотря на то, что децентрализованные системы теплоснабжения не обладают термодинамическими преимуществами комбинированной выработки электроэнергии и теплоты, их экономическая привлекательность сегодня выше, чем централизованных.

В настоящее время назрела настоятельная необходимость пересмотра или существенной корректировки концептуальных решений, применяемых при выборе структуры и технологий работы городских теплофикационных систем. Эта необходимость обусловлена как кардинально изменившимися экономическими условиями, так и опытом зарубежных стран, показавшим огромные возможности совершенствования систем теплоснабжения.

В результате анализа современного состояния отечественных теплофикационных систем сформулированы перспективные направления их совершенствования, по которым ведется работа в НИЛ ТЭСУ УлГТУ [5]:

- изменение структуры покрытия пиковых тепловых нагрузок теплофикационных систем путем комбинированного использования централизованных и децентрализованных теплоисточников;
- совершенствование технологий регулирования нагрузки на базе перехода к низкотемпературному теплоснабжению с количественными способами регулирования нагрузки;
- рациональное использование отборов пара турбин для обеспечения тепловой мощности;
- повышение энергетической и экономической эффективности теплоисточников, в том числе источников пиковой тепловой мощности;
- повышение надежности городских теплофикационных систем путем функционального резервирования теплоисточников и совершенствования технологий противокоррозионной и противонакипной обработки теплоносителя.

Рассмотрим ряд технологий повышения эффективности городских теплофикационных систем, разработанных в НИЛ ТЭСУ УлГТУ.

С целью развития преимуществ теплофикации созданы технологии комбинированного теплоснабжения [6, 7], которые объединяют в себе структурные элементы централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения.

Для повышения экономичности теплоснабжения целесообразно покрытие базовой части тепловой нагрузки системы теплоснабжения за счёт высокоэкономичных отборов пара теплофикационных турбин ТЭС и

обеспечение пиковой нагрузки с помощью автономных пиковых источников теплоты, установленных непосредственно у абонентов. Структурная схема такой системы теплоснабжения изображена на рис. 1, б.

Один из вариантов комбинированной системы теплоснабжения изображен на рис. 2. В такой системе теплоснабжения ТЭЦ работает с максимальной эффективностью при коэффициенте теплофикации, равном единице.

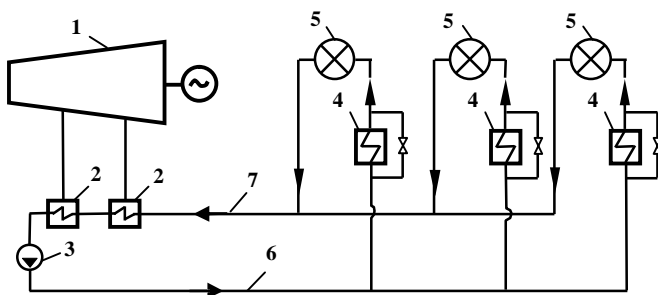


Рис. 2. Принципиальная (б) схема комбинированной системы теплоснабжения с централизованными и местными теплоисточниками:

1 – теплофикационная турбина; 2 – основные сетевые подогреватели; 3 – сетевой насос; 4 – автономные пиковые источники теплоты; 5 – абоненты; 6, 7 – подающий и обратный трубопроводы теплосети

В качестве автономных пиковых источников теплоты могут быть использованы газовые и электрические бытовые отопительные котлы, электрообогреватели, инфракрасные излучатели, часть пиковой нагрузки может обеспечиваться тепловыми насосами.

Преимуществом этих технологий является возможность каждого отдельного абонента самостоятельно, независимо от остальных, выбирать момент включения пикового теплоисточника и величину нагрева воды в нем, что повышает качество теплоснабжения и создает более комфортные условия индивидуально для каждого абонента. Кроме того, при аварийных ситуациях на ТЭЦ и перебоях с централизованным теплоснабжением в работе остаются автономные источники теплоты абонентов, которые в этих случаях будут работать в качестве основных, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания и существенно повысить ее надёжность. При профилактических отключениях теплоснабжения в летний период абоненты, подключенные к децентрализованному

пиковому теплоисточнику, будут стабильно обеспечены горячим водоснабжением [4].

Использование индивидуальных отопительных котлов в качестве местных пиковых источников теплоты является даже более выгодным по сравнению крупными пиковыми водогрейными котлами ТЭС, поскольку снижаются потери теплоты в тепловых сетях, и КПД современных отопительных котлов составляет 90÷92 %, что на 5÷10 % больше, чем пиковых водогрейных котлов.

График экономии условного топлива, представленный на рис. 3, построен при различных значениях проектного коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭС}$ для комбинированной системы теплоснабжения с расходом воды в теплосети 1000 кг/с, работающей по пониженному температурному графику 110/70 °С в сравнении с традиционной схемой, работающей по проектному графику 150/70 °С, при условии, что у всех абонентов системы теплоснабжения температура внутреннего воздуха равна 20 °С.

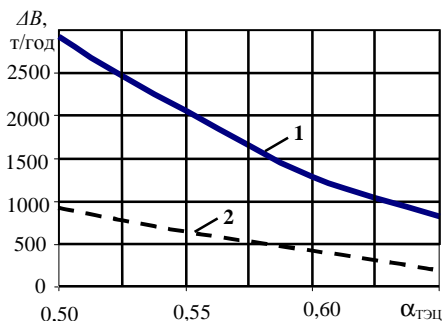


Рис. 3. Экономия условного топлива при использовании автономных пиковых источников теплоты, установленных у каждого абонента:

1 – газových котлов; 2 – электродкотлов

Из графика на рис. 3 видно, что использование в качестве автономных пиковых источников теплоты отопительных электродкотлов является менее экономичным решением. Однако в тех системах теплоснабжения, где требуется повышенная надежность, например, в медицинских и детских учреждениях, их установка оправдана. Так, в Ульяновске в 2007 г. построен медицинский Гемодиализный центр, в котором реализована предложенная нами комбинированная система теплоснабжения с пиковым

теплоисточником – электрокотлом. Базовая тепловая нагрузка, как сказано выше, обеспечивается от ТЭЦ

Так как в современной экономической обстановке, характеризующейся крайним дефицитом средств в энергосистемах на капитальное строительство, трудно рассчитывать на ввод новых, более экономичных теплоэнергетических мощностей, то одним из путей повышения экономичности теплоснабжения является реконструкция тепловых схем существующих ТЭЦ, осуществляемая при разумном минимуме капитальных затрат. В связи с этим, разработаны технологии низкотемпературного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки [8, 9].

Сущность предложенных технологий заключается в параллельном включении пиковых водогрейных котлов и основных сетевых подогревателей, в отличие от последовательного включения при качественном регулировании. За счет понижения максимальной температуры нагрева теплоносителя в подающей магистрали теплосети до 100÷110 °С и использования количественного или качественно-количественного регулирования новые технологии позволяют повысить надежность теплоснабжения и шире использовать преимущества теплофикации.

Технико-экономические расчеты показывают, что приведенные затраты в системы теплоснабжения при реализации количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки на 40÷50 % меньше затрат при качественном регулировании тепловой нагрузки. Значительная экономия топливно-энергетических ресурсов при количественном и качественно-количественном регулировании достигается за счет увеличения электрической мощности, развиваемой турбинами ТЭЦ на тепловом потреблении, а также за счет снижения расхода электроэнергии на транспорт теплоносителя [4].

Разработанные технологии были рекомендованы Научно-техническим советом РАО «ЕЭС России» для широкого внедрения.

Библиографический список

1. **Федеральный закон** «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ.
2. **Шарапов В.И.** Особенности теплоснабжения городов при дефиците топлива на электростанциях // Электрические станции. 1999. №10. С. 63-66.
3. **Шарапов В.И.** О причинах неудовлетворительного теплоснабжения города Набережные Челны // Материалы 2-го международного симпозиума по энергетике, окружающей среде и экономике. Том 2. Казань: КФ МЭИ. 1998. С. 33-36.
4. **Шарапов В.И., Орлов М.Е.** Технологии обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения». 2006. 208 с.

5. **Шарапов В.И., Орлов М.Е.** Совершенствование структуры и технологий работы централизованных систем теплоснабжения городов // Труды Академэнерго, 2009, №3. С. 68-83.
6. **Пат. 2235249** (RU). Способ теплоснабжения/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов, И.Н. Шепелев // Бюллетень изобретений. 2004. № 24.
7. **Пат. 2235250** (RU). Система теплоснабжения/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов, И.Н. Шепелев // Бюллетень изобретений. 2004. № 24.
8. **Пат. 2159393** (RU). Способ работы системы теплоснабжения / В.И. Шарапов, П.В. Ротов, М.Е. Орлов // Бюллетень изобретений. 2000. № 32.
9. **Пат. 2174610** (RU). Способ работы тепловой электрической станции / В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов // Бюллетень изобретений. 2001. № 28

*Б.Л. Шельгин, к.т.н., проф., А.В. Мошкарин, д.т.н., проф.,
Т.А. Жамлиханов, асс. (ИГЭУ)*

РАСЧЕТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА П-88 В ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ПГУ-325

Регулирование работы современных ПГУ осуществляется с помощью единого программно-технического комплекса [1], в состав которого входят измерительные приборы для контроля параметров и устройства для управления технологическими процессами. Создание АСУ энергоблока невозможно без разработки алгоритмов управлений объектом с использованием статических характеристик котла-утилизатора (КУ).

Пользуясь ими, в зависимости от изменяющихся исходных условий ($N_{\text{ПГУ}}$ и $t_{\text{нар}}$), оперативно определяются значения выходных технологических характеристик рабочих процессов энергоустановки.

В настоящей работе статические характеристики получены применительно к энергоблоку ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ», в состав которого входит следующее основное оборудование:

- две газотурбинные установки ГТЭ-110 производства ОАО «НПО САТУРН» [2];
- КУ П-88 (Е-155/35-7,2/0,7-501/231) производства ОАО «ИК ЗиОМАР» [3];
- конденсационная паротурбинная установка К-110-6,5 производства ОАО «Силовые машины ЛМЗ» [4].

Расчетные показатели КУ П-88 при номинальном режиме работы представлены в табл. 1.

Таблица 1. Расчетные показатели КУ марки «П-88» при базовом (номинальном) режиме работы ($t_{нар} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$)

Наименование показателя	Значение
Температура газов на входе в КУ, $^\circ\text{C}$	527,7
Расход газов на входе в КУ, кг/с	364,7
Температура основного конденсата перед КУ, $^\circ\text{C}$	31,4
Расход пара ВД, т/ч	161,6
Температура пара ВД, $^\circ\text{C}$	500,8
Давление пара ВД, МПа	6,8
Расход пара НД, т/ч	36,0
Температура пара НД, $^\circ\text{C}$	231
Давление пара НД, МПа	0,71
Расход питательной воды в ГПК, т/ч	193,4

Исследование проводилось в интервале относительных нагрузок ГТУ $(0,3 \div 1) N_{ном}$ для диапазона температур наружного воздуха $t_{нар} = -38 \div +38 \text{ }^\circ\text{C}$ при использовании в качестве топлива природного газа с теплотой сгорания $Q_H^P = 49,4 \text{ МДж/кг}$.

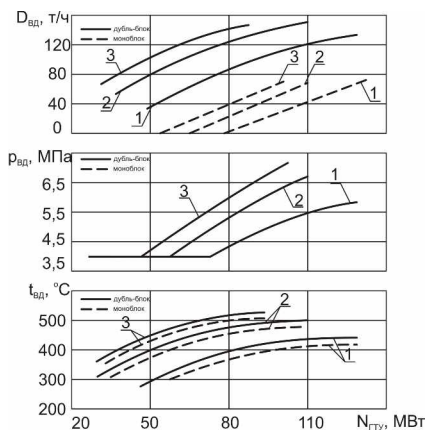


Рис. 1. Изменение значений параметров пара ВД в зависимости от режима работы ПГУ, электрической мощности ГТУ и температуры наружного воздуха $t_{нар}$:

1 – $-38 \text{ }^\circ\text{C}$; 2 – $15 \text{ }^\circ\text{C}$; 3 – $38 \text{ }^\circ\text{C}$

Паропроизводительность КУ и параметры пара контуров ВД и НД определялись значениями расхода $G''_{ГТ}$ и температуры газов $\vartheta''_{ГТ}$ за ГТУ, которые зависят от электрической мощности ГТУ $N_{ГТУ}$, температуры наружного воздуха $t_{нар}$ и варианта работы ПГУ (в режимах дубль- или моноблока (рис. 1)). В дубль-блочном режиме максимальный расход газов в КУ при $t_{нар} = -30 \div +30 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет $680 \div 800 \text{ кг/с}$. Температуры газов на входе в КУ равны $480 \div 545 \text{ }^\circ\text{C}$. В интервалах $N_{ГТУ} = 90 \div 130 \text{ МВт}$ для контура ВД максимальная паропроизводительность находится в пределах $D_{вд} = 130 \div 156 \text{ т/ч}$ при значениях давления и температуры острого пара соответственно

$p_{вд} = 5,5 \div 7,5 \text{ МПа}$ и $t_{вд} = 450 \div 550 \text{ }^\circ\text{C}$. Повышенные значения $D_{вд}$ достигаются при низких значениях $t_{нар}$ (менее $-25 \text{ }^\circ\text{C}$) и $N_{ГТУ} = 90 \div 95 \text{ МВт}$.

В случае снижения нагрузки каждой ГТУ до пониженных величин

(60÷80 МВт) суммарный расход газов в КУ уменьшается до 614÷725 кг/с. Температура газов за ГТУ соответственно снижается до значений, не превышающих 450 °С.

Для оребренных труб коэффициент теплоотдачи конвекцией пропорционален скорости газов в степени 0,7÷0,8 [5]. Его понижение при дополнительном уменьшении температурного напора ведет к ухудшению тепловосприятости парогенерирующей поверхности. Поэтому при снижении $N_{ГТУ}$ до 50 МВт паропроизводительность контура ВД падает до 39÷95 т/ч.

По условию надежности работы последних ступеней ПТ снижение величины $t_{вд}$ ограничивается значением 430 °С. Для диапазона $t_{нар} = -38÷+38$ °С при снижении $N_{ГТУ}$ от 130 до 95 МВт максимальное значение $t_{вд}$ изменяется от 445 до 515 °С. При работе ПГУ в дубль-блочном режиме особенности изменения давления в контуре низкого давления аналогичны зависимости $p_{нд}$.

Для интервала температур $t_{нар} = -38÷+38$ °С при нагрузках $N_{ГТУ} = 95÷130$ МВт значения $D_{нд}$ равны 33÷43 т/ч. При снижении $N_{ГТУ}$ до минимальных значений 55÷75 МВт расход пара НД уменьшается (рис. 2)

Наибольшие значения $D_{нд}$ характерны для низких температур $t_{нар}$. В случае снижения $N_{ГТУ}$ до 50÷55 МВт паропроизводительность контура НД возрастает из-за повышенных расходов газов и увеличения коэффициента избытка воздуха выше $\alpha > 3,0÷4,0$.

При снижении нагрузки ПГУ до минимальной возможны два режима:

1) дубль-блочный при снижении нагрузки каждой ГТУ до минимально допустимого значения $N_{ГТУ}^{мин} = 55$ МВт;

2) моноблочный при останове одной и повышении нагрузки другой ГТУ до номинального значения $N_{ГТУ}^{ном} = 110$ МВт.

Сравнительный анализ проводился при расчетной температуре наружного воздуха 15 и 0 °С, т.е. при среднем значении исследуемого диапазона $t_{нар}$. Расчетные характеристики сведены в табл. 2 и 3.

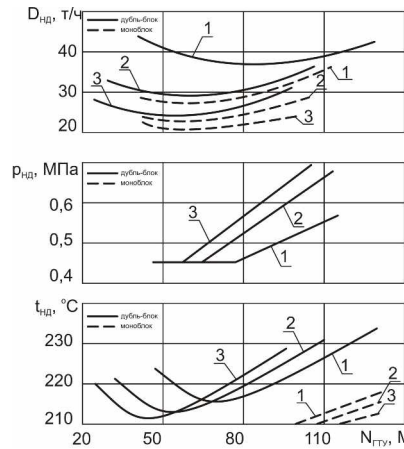


Рис. 2. Изменение значений параметров пара НД в зависимости от режима работы ПГУ, электрической мощности ГТУ и температуры наружного воздуха $t_{нар}$:

1- -38 °С; 2- 15 °С; 3- 38 °С

Таблица 2. Показатели работы дубль-блока ПГУ-325 при электрической нагрузке каждой ГТУ $N_{ГТУ} = 55 \text{ МВт}$

Наименование характеристики	Значения при $t_{нар}$, °С	
	0	15
Температура газов на входе в КУ $\vartheta_{КУ}$, °С	400	410
Расход газов в КУ $G_{КУ}$, кг/с	668	640
Суммарная электрическая мощность двух ГТУ $N_{ГТУ}$, МВт	110	110
КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$, %	29,6	28,9
Температура газов на выходе из КУ $\vartheta_{ух}$, °С	94,0	92,1
Электрическая мощность ПТ $N_{ПТ}$, МВт	53	58
Электрическая мощность ПГУ $N_{ПГУ}$, МВт	163	168
КПД КУ $\eta_{КУ}$, %	77,5	78,0
КПД ПГУ $\eta_{ПГУ}$, %	43,0	42,6
Удельный расход условного топлива в камеру сгорания ГТ b_y , кг/(кВт·ч)	0,286	0,288

Таблица 3. Показатели работы моноблока ПГУ-325 при электрической нагрузке одной ГТУ $N_{ГТУ} = 110 \text{ МВт}$

Наименование характеристики	Значения при $t_{нар}$, °С	
	0	15
Температура газов на входе в КУ $\vartheta_{КУ}$, °С	503	524
Расход газов в КУ $G_{КУ}$, кг/с	376	365
Суммарная электрическая мощность двух ГТУ $N_{ГТУ}$, МВт	110	110
КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$, %	35,1	34,1
Температура газов на выходе из КУ $\vartheta_{ух}$, °С	94,0	93,5
Электрическая мощность ПТ $N_{ПТ}$, МВт	49	53
Электрическая мощность ПГУ $N_{ПГУ}$, МВт	159	163
КПД КУ $\eta_{КУ}$, %	80,7	81,0
КПД ПГУ $\eta_{ПГУ}$, %	51,9	51,0
Удельный расход условного топлива в камеру сгорания ГТ b_y , кг/(кВт·ч)	0,237	0,241

В обоих вариантах суммарная электрическая нагрузка газовых турбин составляет 110 МВт. Для моноблочного режима и неизменной $N_{ГТУ}$ постоянство общей мощности ПГУ 159÷163 МВт при $t_{нар} = 0\div 15$ °С в случае снижения $\vartheta_{КУ}$ на 21 °С обеспечивается повышением расхода газов от 365 до 376 кг/с.

КПД ГТУ имеет максимальное значение 34,1÷35,1 %. В случае одинаковых температур уходящих газов 93,5÷94,0 °С КПД КУ постоянен 80,7÷81,0 %.

Наибольшее значение КПД ПГУ составляет 51÷51,9 % при работе в

моноблочном режиме.

Применительно к дубль-блочному режиму мощность каждой ГТУ составляет минимальную величину 55 МВт. По сравнению с моноблочным режимом расход газов возрастает в $1,7 \div 1,8$ раза за счет заметного роста коэффициента избытка воздуха α до $4,5 \div 5,5$. При снижении температуры $\vartheta_{\text{КУ}}$ до $400 \div 410$ °С КПД ГТУ уменьшается на $4,5 \div 5,5$ %, а КПД КУ – на $3 \div 3,5$ % до значений $77,8 \div 78,0$ %.

По сравнению с моноблочным режимом при неизменной мощности ПГУ $163 \div 168$ МВт ее КПД на $8,4 \div 8,9$ % ниже и составляет $42,6 \div 43,0$ %, таким образом, по условию эффективности при пониженной нагрузке дубль-блочный режим выглядит менее предпочтительным.

Библиографический список

1. **Ольховский Г.Г.** Энергетические газотурбинные установки. М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. **Газотурбинная** энергетическая установка ГТЭ-110 для ПГУ-325. Руководство по эксплуатации. Ч. 1. Описание и работа (097108000 РЭ). – НПК «Зоря»-«Машпроект», 2004.
3. **Котел-утилизатор** паровой Е-155/35-7,2/0,7-501/231 (П-88) для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ». Инструкция по эксплуатации. – ОАО «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС», г. Комсомольск. ОАО «Ивановские ПГУ», 2005.
4. **Турбина** паровая К-110-6,5 для ПГУ-325. Расчетно-справочные данные (8600001 РР 0201). ЛМЗ. – СПб., 2006.
5. **Газотурбинные** и паровые установки тепловых электростанций; Под редакцией С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

*А.Е. Барочкин, аспирант, В.П. Жуков, д.т.н., проф. (ИГЭУ),
А.К. Лапшин, инж. (ОАО «Северсталь»)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ МНОГОПОТОЧНЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Разработка и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий является актуальной задачей, стоящей перед энергетикой и химической промышленностью. Целью работы является постановка и решение с использованием генетических алгоритмов задачи структурной оптимизации сложных многопоточных теплообменных систем. Под многопоточными теплообменными системами в данном случае понимаются системы с произвольным числом теплоносителей. Наиболее эффективный теплооб-

мен между двух теплоносителей наблюдается при противоточной схеме их движения [1]. Если число подаваемых в многоступенчатую установку теплоносителей больше двух, то для выбора оптимальной структуры потоков требуется дополнительный анализ. Для решения задач структурной оптимизации в работе используется метод генетических алгоритмов, в котором эффективно сочетаются преимущества методов случайного и направленного поисков [2].

Для применения генетических алгоритмов при оптимизации теплообменных систем необходимо решить следующие задачи:

- разработать код системы, по которому однозначно определяется структура системы, а по известной структуре – код;
- разработать метод автоматизированного расчета, позволяющий по известному коду составлять модель системы;
- разработать генетический алгоритм, обеспечивающий поиск оптимальной структуры потоков теплоносителей, которой соответствует экстремальное значение критерия оптимизации;
- выполнить решение оптимизационных задач с использованием разработанного алгоритма.

Не снижая общности подхода, дальнейший анализ проводится применительно к многопоточным пластинчатым теплообменным аппаратам, которые в настоящее время широко используются в народном хозяйстве.

При разработке кода структуры системы каждой ступени присваивается номер $i = 1, 2, \dots, n$, где n – число ступеней. В разные точки системы подаются N теплоносителей. В качестве первого варианта кода предлагается использовать матрицу, число строк которой соответствует числу теплоносителей (N), а число столбцов – максимальному числу ступеней, через которые проходит теплоноситель. Каждый элемент матрицы кода k_{ij} показывает номер ступени, которую проходит i -й теплоноситель на j -м шаге. Если число ступеней, которые проходит теплоноситель, меньше числа столбцов матрицы, то оставшиеся элементы соответствующей строки заполняются нулями. Для несмешиваемых потоков теплоносителей номер каждой ступени может быть записан в матрице кода только один раз. Матричный код может быть преобразован в более удобный линейный или векторный код поочередным переписыванием в одну строку всех строк матрицы кода. Для создания еще более экономичного варианта кода предлагается ввести в код позиции, указывающие число ненулевых элементов каждого потока, а сами нулевые элементы из кода исключить. Для n ступенчатого теплообменника при подаче в него N теплоносителей такой код составляется из $N+n$ элементов. Первые N элементов

кода содержат указатели числа ненулевых элементов для каждого теплоносителя. Соответственно первое число показывает число ступеней для первого теплоносителя, второе – для второго и так далее. Затем, начиная с N+1 позиции, размещаются поочередно номера ненулевых элементов строк матрицы кода. Третий вариант кода как наиболее экономичный и удобный будет использоваться при разработке и реализации генетического алгоритма.

Третий вариант кода позволяет достаточно просто определить число возможных вариантов структурных схем теплообменных установок. Первый фрагмент кода из N элементов показывает число ступеней, через которые проходит каждый теплоноситель. Для нахождения числа вариантов первого фрагмента кода решается задача определения числа разбиений n ступеней по N теплоносителям. Представим n ступеней в виде матрицы-строки, которую нужно разбить на N частей. Первое место разрезания (разделения) последовательности из n элементов может быть выбрано по любой из (n-1)-й границе между элементами, второе - по оставшимся (n-2)-м границам и так далее. Число вариантов разбиения n ступеней на N частей, которое соответствует числу вариантов написания первого фрагмента кода, равно произведению $(n-1)(n-2)\dots(n-N) = (n-1)! / (n-N)!$. Второй фрагмент кода содержит n элементов. Число вариантов написания второго фрагмента кода определяется числом перестановок из n элементов $P_n = 1 \cdot 2 \cdot \dots \cdot n = n!$. Общее число вариантов кода находится как произведение числа вариантов для первого и второго фрагментов кода: $n! / (n-1)! / (n-N)!$. Для пластинчатого теплообменника из 10 ступеней, в который подаются три теплоносителя ($n = 10, N = 3$), число вариантов кода или число вариантов схем равно $10! \cdot 9! / 6! = 1.83 \cdot 10^9$. Анализ такого большого числа вариантов для выбора наилучшего выполняется в работе с использованием генетического алгоритма.

Расчет пластинчатого теплообменника по заданному коду производится согласно правилам матричной формализации, подробно рассмотренным в [3].

Указанный метод расчета позволил разработать для оптимизации структуры потоков следующий генетический алгоритм:

1. Задаются исходные для расчета данные: число ступеней (n), число теплоносителей (N), размер популяции (N_{POP}), число поколений (N_{POK});
2. Случайным образом формируется начальная популяция размером N_{POP} . Для этого выполняется формирование кода и расчет по этому коду критерия оптимизации;
3. Выполняется ранжирование кодов в популяции по критерию оптимизации;

4. Основным оператором генетического алгоритма является скрещивание или кроссинговер [2]. При выполнении этого оператора выбираются два кода родителей, между которыми организуется обмен фрагментами кода.

Полученные после этого коды (схемы) называются потомками. Место деления кода на фрагменты при скрещивании выбирается между элементами кода с номерами N и $N+1$. В этом случае от одного родителя наследуется число ступеней для каждого теплоносителя, а от второго – порядок их соединения.

Такая организация кроссинговера позволяет получать коды потомков, не содержащие грубых ошибок. Выполняется N_{POP} скрещиваний: один из родителей случайно выбирается из лучшей половины популяции, а второй – из всех элементов популяции. Схемы-потомки помещаются в новую популяцию;

5. П.п. 3, 4 повторяются до достижения заданного числа поколений (N_{POK}) или заданного значения критерия оптимизации.

В работе рассматривается пример решения оптимизационной задачи для системы из 10 ступеней при подаче в нее 3 теплоносителей. Размер популяции и число поколений выбраны соответственно 500 и 20. Считается, что горячий теплоноситель на выходе из установки сбрасывается в окружающую среду, поэтому при оптимизации минимизируется его температура.

Таким образом, в качестве целевой функции оптимизации выбирается минимальная температура горячего теплоносителя на выходе системы. В ходе решения задачи определяется оптимальная структура, обеспечивающая экстремальное значение целевой функции.

Предложенный подход может использоваться при выполнении проектных и наладочных работ и анализе эффективности работы пластинчатых подогревателей в энергетике, жилищно-коммунальном хозяйстве и химической промышленности.

Библиографический список

1. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
2. Holland, J.H. Adaptation in Natural and Artificial Systems / J.H. Holland. – Ann Arbor: Univ. of Michigan Press, 1975.
3. Жуков В.П., Барочкин Е.В. Системный анализ энергетических тепломассообменных установок. – Иваново ИГЭУ, 2009.

*Г.В. Ледуховский, к.т.н., доц., В.Н. Виноградов, к.т.н., доц.,
А.А. Коротков, ст. преп. (ИГЭУ),
Б.А. Зимин, Е.Н. Топоров, инженеры (ЗАО «Регион-Бизнес»)*

ДВУХЦЕЛЕВАЯ ДЕАЭРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА НА ОСНОВЕ ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВЫХ ДЕАЭРАТОРОВ

Кроме классических струйно-барботажных деаэраторов при создании деаэрационных установок в последнее время находят применение и деаэраторы новых типов [1]. Одним из примеров таких аппаратов является центробежно-вихревой деаэратор (ДЦВ) Б.А. Зимина [2], активно применяемый в установках, реконструируемых или строящихся под руководством ЗАО «Регион-бизнес». К настоящему времени на энергетических объектах страны успешно эксплуатируется более ста ДЦВ различной производительности. В докладе приведено описание технологической схемы и основные проектные показатели двухцелевой деаэрационной установки, как одного из вариантов использования ДЦВ.

ДЦВ номинальной производительностью по деаэрированной воде 670 т/ч (модель ДЦВ-670) (рис. 1) состоит из корпуса 1, встроенного в центробежный сепаратор 2. Через центральное отверстие в верхней крышке 3 корпуса 1 проходит трубопровод отвода пара 4. В части корпуса 1, встроенной в центробежный сепаратор 2, имеются окна 5, расположенные над нижней торцевой крышкой корпуса 6. Направляемая на деаэрацию вода, перегретая относительно температуры насыщения при давлении в паровом пространстве деаэратора, подается через тангенциальные подводящие патрубки 7. Благодаря тангенциальному подводу, поток воды приобретает вращательное движение внутри корпуса. Для организации гидродинамической структуры вихря воды имеется кольцевая перегородка (шайба) 8, разделяющая входной и выходной отсеки корпуса 1. Из выходного отсека корпуса 1 через окна 5 вода поступает в центробежный сепаратор 2. Для предотвращения гашения вихря воды вместо окон 5 могут быть использованы короткие тангенциальные патрубки. Отвод воды из центробежного сепаратора осуществляется через тангенциальные патрубки 9.

Вращательное движение деаэрируемой воды обеспечивает вскипание той части вращающегося потока, которая ближе к оси вращения, и сепарацию парогазовой фазы за границу раздела фаз. Давление воды в потоке уменьшается по мере уменьшения радиуса вращения, в результате чего

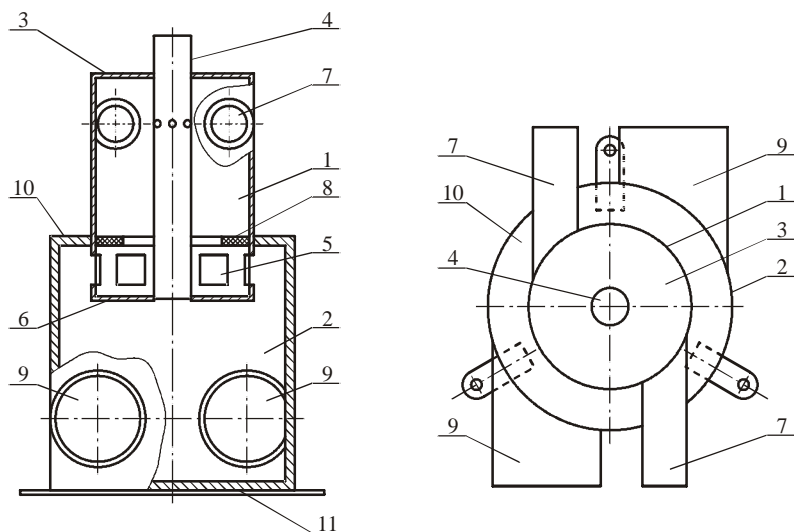


Рис. 1. Конструктивная схема центробежно-вихревого деаэратора ДЦВ-670:

1 – корпус; 2 – центробежный сепаратор; 3 и 6 – соответственно верхняя и нижняя торцевые крышки корпуса; 4 – трубопровод отвода пара; 5 – окна для отвода воды из корпуса; 7 и 9 – соответственно подводящие и отводящие тангенциальные патрубки; 8 – кольцевая перегородка (шайба); 10 и 11 – соответственно верхняя и нижняя торцевые крышки центробежного сепаратора

вода вскипает мельчайшими пузырьками, абсорбирующими растворенные газы. После этого парогазовые пузырьки вытесняются за границу раздела фаз по принципу центробежной сепарации.

ДЦВ способен работать при любом давлении в трубопроводе пара, то есть использоваться в качестве деаэратора вакуумного, атмосферного или повышенного давления. Работа в вакуумном режиме требует установки соответствующего воздухоудаляющего устройства.

Наиболее привлекательным с точки зрения удобства эксплуатации является вариант работы ДЦВ в режиме перегретой воды (для работы в таком режиме предназначена описанная выше модель ДЦВ-670). В этом случае не требуется подвод греющего теплоносителя, что упрощает конструктивную схему установки и эксплуатацию оборудования. Однако при этом ДЦВ становится прямоточным деаэратором с малым временем пребывания воды, из-за чего необходима организация второй ступени деаэрации. Прямоточность деаэратора не является существенной помехой для реализации эффективной деаэрации воды. Термодинамическое

преимущество противоточного деаэратора перед прямоточным невелико [1]. Кинетическое условие эффективности прямоточной деаэрации достижимо конструктивным путем. Таким образом, названная проблема является проблемой оптимизации и решается установкой, например, капельных деаэрационных устройств (КДУ) в паровом объеме деаэраторного бака. В этом случае деаэрируемая вода подается в ДЦВ, далее поступает в КДУ, откуда сливается в деаэраторный бак. Трубопроводы выпара ДЦВ и КДУ могут быть объединены; необходимые доли выпара из ДЦВ и КДУ обеспечиваются подбором соответствующих диаметров трубопроводов выпара. Разбрызгивание воды в КДУ происходит под действием избыточного давления воды, создаваемого за счет разности геометрических высот между выходным патрубком ДЦВ и входным патрубком КДУ, а также за счет разности давлений пара в ДЦВ и над поверхностью воды в деаэраторном баке и небольшого динамического напора, создаваемого в ДЦВ.

Преимуществами ДЦВ являются его сравнительно малые габариты и, соответственно, металлоемкость, а также широкий рабочий диапазон изменения производительности (от 20 до 120 %). ДЦВ в совокупности с КДУ обеспечивает получение воды высокого химического качества с концентрацией растворенного кислорода в деаэрированной воде от 5 до 30 мкг/дм³ при отсутствии свободной углекислоты. Удельный расход выпара для совокупности ДЦВ и КДУ варьируется в рабочем диапазоне от 10 до 20 кг/т деаэрированной воды.

Повышенный расход выпара, с одной стороны, является недостатком деаэраторов рассматриваемого типа, так как требует установки, например, смешивающего охладителя выпара с возвратом конденсата выпара в деаэратор. С другой стороны, для энергетических объектов, испытывающих дефицит в добавочной воде паровых котлов, повышенный расход выпара деаэратора может стать, наоборот, его преимуществом. Задачей настоящей работы является создание деаэрационной установки, полезно использующей повышенный расход выпара ДЦВ.

Специалистами фирмы ЗАО «Регион-Бизнес» (Зиминим Б.А., Магашовым С.-Х.А., Топоровым Е.Н.) совместно с сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета разработана схема двухцелевой деаэрационной установки на основе деаэраторов ДЦВ-670, предназначенная для деаэрации подпиточной воды тепловой сети и получения при этом дистиллята в качестве добавочной воды паровых котлов. Рассмотрим основные показатели работы такой установки применительно к условиям её использования на Омской ТЭЦ-5. Проектная производительность установки по подпиточной воде тепловой сети составляет 2680 т/ч

(теплосеть с открытым водоразбором). В соответствии с заданием на проектирование, установка создается на основе имеющихся четырех деаэраторов подпитки теплотрассы типа ДСВ-800. Схема подготовки подпиточной воды теплотрассы включает узел дозирования ингибитора отложений и собственно деаэрационную установку. Исходной водой является вода городского водопровода. Установка включает четыре автономных деаэрационных блока (рис. 2).

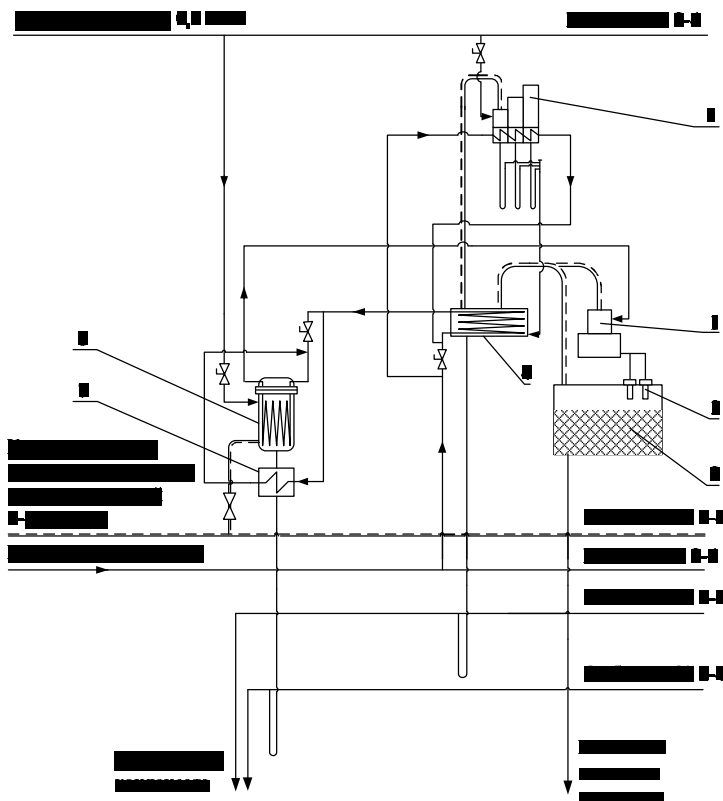


Рис. 2. Схема двухцелевого деаэрационного блока:

- 1 – ДСВ;
- 2 – деаэрационный бак (корпус деаэратора ДСВ-800);
- 3 – КДУ;
- 4 – конденсатор выпара;
- 5 – пароструйный трехступенчатый эжектор;
- 6 – подогреватель второй ступени;
- 7 – охладитель дренажа подогревателя второй ступени

Каждый из четырех деаэрационных блоков включает следующее основное оборудование: собственно деаэрационную установку, состоящую из центробежно-вихревого деаэратора модели ДЦВ-670 и двух капельных деаэрационных устройств типа КД-335; конденсатор выпара деаэратора – типовой сальниковый подогреватель ПС-250-30-0,5 (первая ступень нагрева деаэрируемой воды); подогреватель второй ступени ПСВ-650-6-25 с выносным охладителем дренажа (вторая ступень нагрева деаэрируемой воды); эжектор трехступенчатый паровой типа ЭП-3-25/75.

Конденсатор выпара охлаждается полным расходом воды, идущей на деаэрацию, для обеспечения эффективной конденсации выпара деаэратора. По этой причине охлаждающая вода в холодильный эжектор отбирается перед конденсатором выпара и возвращается на вход в него. Последовательное соединение конденсатора выпара и холодильника эжектора по воде недопустимо с точки зрения обеспечения работы эжектора в рабочей зоне его характеристики. Аналогичным образом подключен и охладитель дренажа подогревателя второй ступени.

Пар от общестанционного парового коллектора собственных нужд давлением 0,7 МПа используется в качестве рабочего пара эжектора и греющего пара подогревателя второй ступени. Последнее обусловлено особенностями тепловой схемы Омской ТЭЦ-5. В общем случае нагрев идущей на деаэрацию воды в подогревателе второй ступени может быть обеспечен либо низкопотенциальным паром, либо прямой сетевой водой.

Конденсат рабочего пара и выпара последней ступени эжектора сливается в конденсатор выпара. Конденсат греющего пара подогревателя второй ступени, предварительно прошедший охладитель дренажа, а также конденсат из конденсатора выпара деаэратора подается в баки сбора конденсата разными трубопроводами. Такая схема обеспечивает возможность сброса конденсата из конденсатора выпара при ухудшении его химического качества на конденсатоочистку без смешения с конденсатом греющего пара подогревателя второй ступени.

Производительность деаэрационной установки по дистилляту определяется её производительностью по деаэрированной воде на подпитку теплосети и температурой исходной воды. Результаты расчета показателей работы установки позволяют заключить, что существует возможность получения дистиллята в качестве добавочной воды паровых котлов с расходом до 13 т/ч от одного деаэрационного блока (рис. 3, а). Номинальная производительность-нетто по дистилляту (без учета конденсата рабочего пара эжектора и греющего пара подогревателя второй ступени) установки в целом составляет около 50 т/ч. При этом удельный расход выпара

деаэратора (рис. 3, б) не снижается менее 10 кг/т, что обеспечивает качественную деаэрацию подпиточной воды тепловой сети.

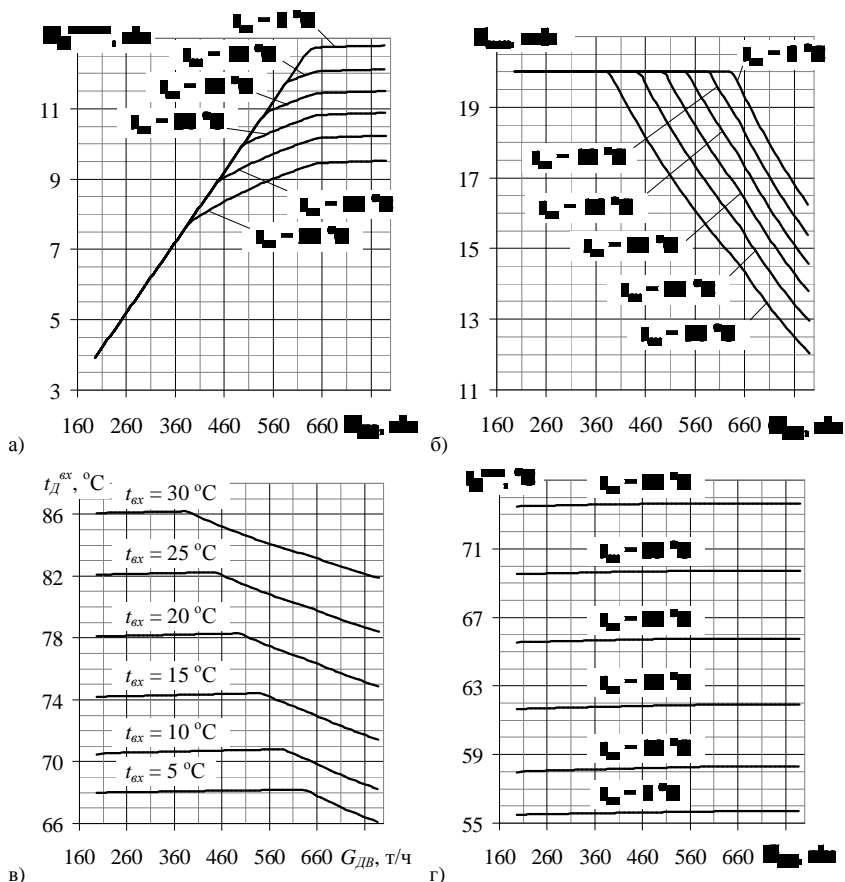


Рис. 3. Показатели работы установки (в расчете на один деаэрационный блок):

$G_{ДВ}$, т/ч – выработка деаэрированной воды на подпитку теплосети; $t_{вх}$, °C – температура воды на входе в установку (водопроводной воды); $G_{Д}^{нетто}$, т/ч – производительность-нетто по дистилляту; $d_{вып}$, кг/т – удельный расход выпара деаэратора; $t_{Д}^{ax}$, °C – требуемая температура воды перед деаэратором (на выходе из подогревателя второй ступени); $t_{Д}^{вх}$, °C – температура деаэрированной воды

Производительность установки по дистилляту может быть увеличена, если поддерживать удельный расход пара деаэратора на уровне более 20 кг/т. Однако при этом возникает вероятность ухудшения химического качества получаемого дистиллята из-за интенсификации капельного уноса деаэрируемой воды по трубопроводу пара из ДЦВ (капельный унос из деаэраторного бака существенно меньше), что требует реализации соответствующих дополнительных конструктивных решений.

Требуемая температура воды на входе в деаэратор (рис. 3, в) не превосходит 90 °С, что позволяет использовать в подогревателе второй ступени в качестве греющего теплоносителя пар от коллектора собственных нужд с давлением 0,12 МПа (при его наличии на ТЭС) или прямую сетевую воду. Значения температуры деаэрированной воды (подпиточной воды тепловой сети) (рис. 3, г) соответствуют увеличенным значениям температур для вакуумной деаэрации, что обеспечивает возможность применения рассматриваемой установки для подпитки теплосети с открытым водоразбором.

Определенные затруднения вызывает коррозия конструкционных материалов трубопроводов и конденсатора пара, обусловленная влажностью пара, обогащенного кислородом и свободной углекислотой. Защита от коррозии обеспечивается при использовании коррозионно стойких сталей.

Стоимость дистиллята для подпитки основного цикла ТЭС, получаемого при работе установки, сопоставима со стоимостью дистиллята, производимого многоступенчатой испарительной установкой, и в несколько раз меньше стоимости обессоленной воды, получаемой, например, по методу ионного обмена.

Двухцелевые деаэрационные установки, разработанные на базе деаэраторов Б.А. Зимины, рекомендуются для теплофикационных ТЭС и котельных с подключенными тепловыми сетями открытого типа, испытывающих дефицит в подпиточной воде паровых котлов.

Отметим, что предложенная схема в ближайшее время может оказаться весьма полезной при переводе вакуумных деаэраторов в атмосферный режим работы. Необходимость такого перевода обусловлена постепенным ужесточением требований к химическому качеству воды тепловых сетей открытого типа. В частности, в Постановлении Главного государственного санитарного врача Российской Федерации № 20 от 7 апреля 2009 г. «Об утверждении СанПиН 2.1.4.2496-09» [3] указано, что «...при открытой системе теплоснабжения деаэрация должна проводиться при температуре более 100 °С». И хотя энергетическое хозяйство России в настоящее время не готово к масштабной замене вакуумных деаэрацион-

ных установок атмосферными, по-видимому, направление предстоящих реконструкций следует считать заданным. Реконструкция вакуумных деаэрационных установок с использованием ДЦВ с получением конденсата для подпитки котлов или при конденсации пара в контактных охладителях и смешении его с подпиточной водой тепловой сети позволит существенно сократить капитальные затраты в сравнении с вариантом реконструкции, предусматривающим полную замену деаэраторов на аппараты атмосферного давления.

Библиографический список

1. **Шарапов, Владимир Иванович.** Термические деаэраторы / В.И. Шарапов, Д.В. Цюра. – Ульянов. гос. техн. ун-т. 2003. – 560 с. – 200 экз. – ISBN 5-89146-448-9.
2. **Деаэратор (тепломассообменник):** пат. 2131555 Рос. Федерация: F22D1/50, C02F1/20, B01D19/00 / Зимин Б.А.; заявитель и патентообладатель Зимин Б.А. – № 97121266/06; заявл. 09.12.1997; опубл. 10.06.1999, Бюл. № 22 (I ч.). – 4 с.
3. **Постановление** Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.04.2009 № 20 «Об утверждении СанПиН 2.1.4.2496-09», зарег. в Минюсте Российской Федерации 05.05.2009 № 13891.

*В.А. Буданов, к.т.н., доц., В.С. Рабенко, к.т.н., доц. (ИГЭУ),
Г.В. Томаров, д.т.н., проф. (МГОУ), А.А. Шипков, к.т.н., доц. (МЭИ)*

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ И БИНАРНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

В условиях реформирования жилищно-коммунальных хозяйств в нашей стране является актуальной задача реконструкции (замены) устаревших теплогенерирующих систем (котельных) [1]. Формирование концепции перевода котельных в мини-ТЭЦ и определение технических решений при практической реализации проектов имеет принципиальные отличия от случаев создания новых автономных когенерационных энергетических установок (КЭУ). Это связано с вопросами оптимизации совместной работы оставшегося котельного оборудования и встраиваемых КЭУ. При полной замене водогрейной котельной на мини-ТЭЦ не удаётся, как правило, подобрать оборудование так, чтобы электроэнергия вырабатывалась полностью по когенерационному циклу. На некоторых ре-

жимах тепло может быть невостребовано и выбрасываться в окружающую среду. Для утилизации не востребованной тепловой энергии можно интегрировать в схему когенерационной энергоустановки бинарный энергоблок (рис. 1).

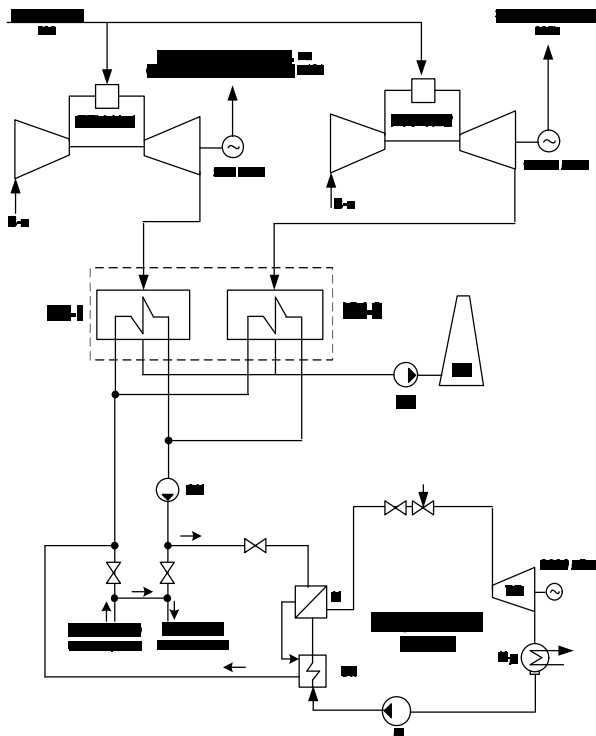


Рис. 1. Принципиальная схема интегрирования энергоблока с НРТ в схему газотурбинной мини-ТЭС для замены отопительной газовой котельной с двумя котлами КВГМ-20-150: ГТУ — газотурбинная установка, КУ — котёл утилизатор, В-х — воздух, СН — сетевой насос, И — испаритель пароперегревателя энергоблока с НРТ, Эк — экономайзер пароперегревателя энергоблока с НРТ, Н — питательный насос, К-р — конденсатор НРТ

Это позволит повысить эффективность использования топлива на мини-ТЭС и увеличить годовую выработку электроэнергии.

При выборе низкокипящего рабочего тела (НРТ) бинарного энергоблока приходится учитывать множество различных факторов. Прежде

всего, это – экологическая безопасность технологии, теплофизические свойства рабочего тела (теплопроводность и теплоемкость, вязкость, критические параметры), термохимические характеристики, стоимость, доступность, изученность. Выбор НРТ сопряжен с многоуровневым сопоставительным анализом целого комплекса его характеристик и определением их взаимосвязи с термодинамическими характеристиками цикла, теплоэнергетическими и массогабаритными характеристиками основного и вспомогательного оборудования. Принципиальная блок-схема выбора НРТ приведена на рис. 2.

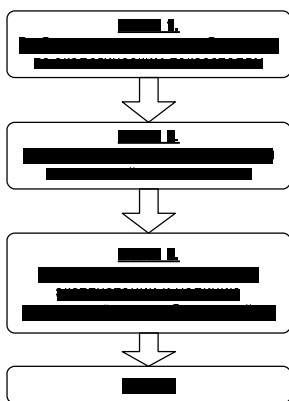


Рис. 2. Принципиальная блок-схема выбора НРТ

На сегодняшний день насчитывается всего около 300 химических соединений, которые теоретически возможно использовать в цикле паротурбинной установки. Однако, на практике известен опыт применения около 15-ти низкокипящих рабочих тел (НРТ), в том числе смесей [2, 3]. В настоящее время отмечается переход на использование озонобезопасных рабочих тел.

Большая часть ранее изученных НРТ в соответствии с экологическими резолюциями попадает под экологический запрет и возникает необходимость исследования новых НРТ. Вредность веществ по отношению к озоновому слою планеты оценивается с помощью характеристики ODP. В соответствии с условиями Монреальского соглашения разбиение НРТ по трем экологическим группам выглядит следующим образом (табл. 1).

Таблица 1. Распределение НРТ по экологическим группам

Разрешенные		Переходные		Запрещенные
Углеводородная группа (HCs)	Гидрофторуглеродная группа (HFCs)	Фторуглеродная группа (FCs)	Гидрохлорфторуглеродная группа (HCFCs)	Хлорфторуглеродная группа (CFCs)
R-600, R-601	R-245fa R-134a	FC-87	R-21, R-22, R-142b, R-123	R-11, R-12, R-114

Экологические характеристики НРТ являются наиболее весомыми, так как в первом приближении позволяют определить круг возможных рабочих тел. Для проведения оптимизационных исследований параметров бинарного энергоблока из группы разрешенных НРТ были выбраны два рабочих тела наиболее часто используемые в бинарных энергоблоках в нашей стране и за рубежом: бутан (R600, $t_{кр} = 151,98$ °C, $p_{кр} = 3,796$) и тетрафторэтан (R134a, $t_{кр} = 101,1$ °C, $p_{кр} = 4,059$). Сравнение основных характеристик исследуемых рабочих тел приведено в табл. 2.

Таблица 2. Сравнение экологических характеристик выбранных для исследования НРТ

Характеристики рабочего тела	Размерность	R600 (бутан) C ₄ H ₁₀	R134a (тетрафторэтан) CF ₃ CFH ₂
Пожароопасность	—	Горючий газ	Негорючий газ
Потенциал разрушения озона (ODP)	—	0	0
Потенциал глобального потепления (GWP)	—	<10	1300
Время жизни в атмосфере	лет	<1	13,6/210
Предел долговременного воздействия на рабочем месте (LTEL)	ppm	1 000	1 000
Класс безопасности (ASHRAE)	—	A3	A1

Анализ экологических характеристик рабочих тел, показал, что с экологической точки зрения R134a более приемлем, так как у него в сравнении с R600 более высокий класс безопасности ASHRAE.

Теплофизические свойства выбранных для исследования рабочих тел обуславливают различия в тепловых схемах бинарных энергоблоков, которые их используют (рис. 3).

Пограничная кривая для бутана в T-s координатах имеет положительную производную. Поэтому процесс расширения в турбине заканчивается в области перегретого пара, что исключает эрозию лопаток и не требует перегрева пара перед турбиной. Таким образом, в парогенераторе бутанового контура отсутствует пароперегреватель, а в парогенераторе

контура с R134a для исключения эрозии лопаток турбины имеется пароперегреватель.

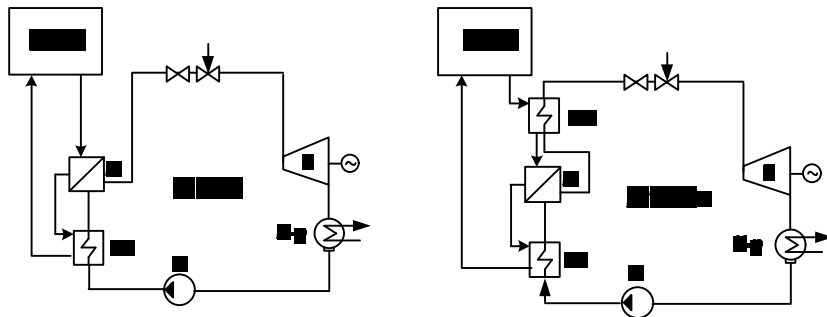


Рис. 3. Принципиальные тепловые схемы совместной работы когенерационного и бинарного энергоблоков для НРТ R600 и R134a: И — испаритель пароперегревателя энергоблока с НРТ, Эк — экономайзер пароперегревателя энергоблока с НРТ, Н — питательный насос, К-р — конденсатор НРТ, КЭУ — когенерационная энергоустановка

Расчётные исследования параметров тепловых схем совместной работы когенерационных и бинарных энергоблоков проводились с целью определения влияния температуры насыщения в испарителе парогенератора и температуры насыщения в конденсаторе паровой турбины на технико-экономические показатели работы бинарной энергоустановки. В результате было выявлено, что удельная электрическая мощность паротурбинного контура с НРТ, а также удельный расход греющей среды на 1 кВт·ч выработанной энергии имеют оптимумы при определённых температурах насыщения в испарителе парогенератора (рис. 4).

Таким образом, была получена зависимость оптимальной температуры насыщения в испарителе (при которой электрическая мощность контура с НРТ максимальна и удельный расход греющей среды на 1 кВт·ч выработанной энергии минимален) от температурах насыщения в конденсаторе (рис. 5).

Полученная зависимость позволяет сделать вывод о том, что бинарный энергоблок, использующий в качестве теплоносителя R134a менее чувствителен к изменению параметров на режимах, отличных от номинального. Например, при увеличении температуры насыщения в конденсаторе на 10 °С больше проектной, оптимальная температура насыщения в испарителе БЭУ с R134a меняется на 2,5 °С, а у БЭУ с бутаном на 4,5 °С.

Исходные данные:

1. Температура греющей среды: 150 °С.
2. Минимальный температурный напор в испарителе: 10 °С.
3. Величина перегрева для R134a: 10 °С.

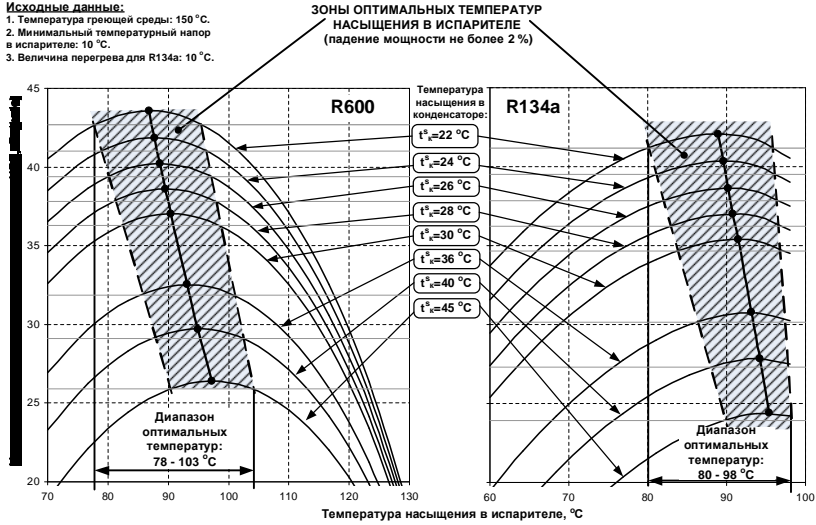


Рис. 4. Зависимости мощности нетто контура с НРТ от температуры насыщения в испарителе при различных температурах насыщения в конденсаторе

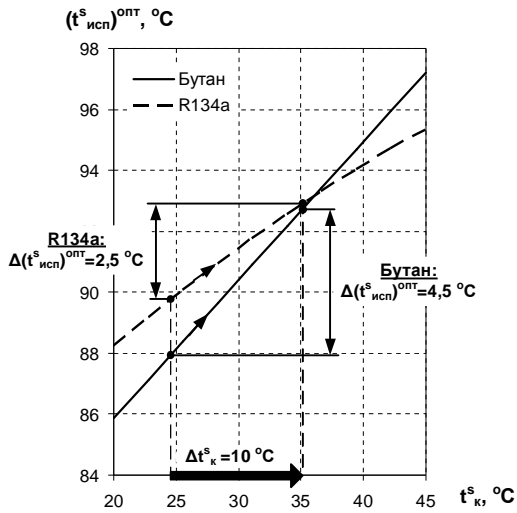


Рис. 5. Зависимость оптимальной температуры насыщения в испарителе (оптимизируемый параметр — удельная мощность нетто бинарного энергоблока)

Целью интегрирования бинарного блока в схему мини-ТЭЦ является утилизация избыточной тепловой энергии, величина которой на разных режимах (при разных температурах наружного воздуха) изменяется. Таким образом, бинарный энергоблок будет работать в основном на режиме, отличных от номинального. Следовательно, использование в качестве рабочего тела R134a предпочтительнее.

Были проведены расчётные исследования использования бинарного энергоблока с R134a в схеме газотурбинной мини-ТЭЦ, построенной на базе отопительной котельной с двумя котлами КВГМ-20-150. Интегрирование в схему газотурбинной мини-ТЭЦ бинарного энергоблока использующего R134a с оптимальными термодинамическими параметрами позволит увеличить годовую выработку электроэнергии на 6 % и годовой коэффициент использования топлива на ТЭЦ на 3 %. При этом не потребуются увеличения расхода газа на ТЭЦ, а срок окупаемости проекта увеличится не более чем на 1 год.

Выводы

1. Результаты проведенного комплексного анализа технологических свойств веществ использованы при выборе рабочего тела для строящегося на Паужетской ГеоЭС отечественного пилотного бинарного энергоблока, а также могут быть востребованы при применении бинарных блоков в схемах КЭУ.
2. Получены значения диапазонов оптимальных температур в испарителе и конденсаторе бинарных блоков, при использовании в качестве рабочего тела R134a и R600.
3. Определена зависимость чувствительности мощности (нетто) бинарного блока от температуры насыщения в конденсаторе.
4. Установлена эффективность применения бинарных блоков в схемах газотурбинных мини-ТЭЦ.

Библиографический список

1. **Модернизация** муниципальных котельных с установкой когенерационного оборудования. В.А. Бутузов, Г.В. Томаров, В.Х. Шегов / Новости теплоснабжения, №6, 2008, С. 21 – 23.
2. **Сравнительная** эффективность термодинамических циклов геотермальных энергоблоков. О.А. Поваров, М.Ю.Боярский, А.И. Никольский, А.А. Шипков / Новое в российской электроэнергетике, 2005, № 9.
3. **Промышленные** фторорганические продукты: справ. изд. / Б.Н. Максимов, В.Г. Барабанов, И.Л. Серушкин и др. СПб: Химия, 1996.

А.А. Митюшов, ген. директор (ОГК-6)

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ

Для повышения эффективности работы тепловых электростанций наиболее ответственные и наиболее дорогие элементы оборудования должны заменяться на новые незадолго до достижения ими предельного состояния. Существовавшая ранее концепция обеспечения надежности предполагала, что предельное состояние наступает немедленно после выработки расчетного срока службы, т.е. при выработке паркового ресурса элементов. Однако действующие нормы и правила расчета построены образом, чтобы обеспечить прочность элементов при наиболее неблагоприятных режимах работы в заданных условиях, а также при минимальных уровнях механических характеристик конструкционных материалов в соответствии с допусками заводов-изготовителей. В реальных условиях качество материалов может быть выше, а условия эксплуатации более щадящими, что приводит к увеличению индивидуального ресурса элементов по сравнению с расчетным.

Согласно Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций [1] дальнейшая эксплуатация оборудования после выработки паркового ресурса допускается только при положительных результатах технического диагностирования, причем оценка технического состояния проводится несколькими методами, основанными на различных физических явлениях.

Для каждого из ответственных элементов оборудования разработаны свои критерии оценки состояния, обеспечивающие дальнейшую безопасную эксплуатацию. Однако их все можно свести к четырем требованиям:

- 1) отсутствие заранее оговоренных недопустимых дефектов;
- 2) изменение микроструктуры металла не должно выходить за определенные границы;
- 3) остаточная деформация не должна превышать определенной величины;
- 4) толщина стенок элемента должна обеспечивать его целостность при ожидаемых рабочих напряжениях и температурах.

В том случае, если элемент не соответствует хотя бы одному показателю, он должен быть заменен, для остальных элементов в пределах остаточного ресурса разрешается эксплуатация до следующего обследования.

Принципиальным моментом в этой схеме обеспечения безопасной работы оборудования, которому, на наш взгляд, уделяется недостаточное внимание, является прогнозирование износа элемента при дальнейшей эксплуатации.

Если обнаружены недопустимые дефекты или состояние элемента позволяет уверенно утверждать, что износ невелик и можно рассчитывать на длительную безопасную работу, проблемы с оценкой остаточного ресурса не существует. В первом случае дальнейшая эксплуатация такого элемента прекращается, а во втором – допустимы значительные погрешности в оценке, т.к. при последующем обследовании эту оценку можно уточнить.

Более сложная и неприятная ситуация возникает в том случае, когда величина остаточного ресурса сопоставима с межремонтным интервалом. В этом случае более высокие требования должны предъявляться как к оценке текущего состояния элемента, так и прогнозированию его состояния на продолжительность эксплуатации до следующего обследования. Более жесткие оценки текущего состояния и интенсивности износа приводят к завышенным затратам на замену еще годного оборудования, а излишне оптимистичные оценки – к возможности возникновения аварий и более значительным потерям на ликвидацию последствий аварий.

Первые затруднения возникают при количественной оценке степени износа. В результате диагностики состояния измеряются некоторые отдельные параметры, с разных сторон характеризующие состояние объекта. В частности, при обследовании паропроводов появляются данные о микроструктуре металла, величине остаточной деформации и толщине стенок. Каждый из этих параметров содержит лишь частичную информацию о степени износа. В частности, не допускаются к эксплуатации работающие в условиях ползучести трубы, если остаточная деформация ϵ на прямых трубах превышает предельную величину $\epsilon_{\text{пред}} = 1,5\%$ или и микроповрежденность структуры металла выше 4-го балла по стандартной шкале микроповрежденности [2]. При этом минимальная толщина стенок трубы δ должна быть больше предельно допустимой $\delta_{\text{пред}}$ по результатам расчета на прочность элемента. Кроме того, дополнительно регламентируются механические свойства сталей. Таким образом, в качестве критериев состояния элемента паропровода используются следующие характеристики: толщина стенки, остаточная деформация, механические свойства стали, структура металла.

Характерной особенностью условий работы оборудования в теплоэнергетике является высокая стабильность температуры и внутреннего

давления рабочих параметров пара и, следовательно, условий работы металла оборудования большую часть времени. Значительные изменения этих параметров происходят только во время относительно редких пусков и остановов оборудования и менее значительные колебания параметров при изменении нагрузки энергоустановки. Наблюдаемые при проведении диагностики состояния оборудования значения параметров отражают влияние статических напряжений при стационарных режимах и дополнительных напряжений, возникающих в переходных процессах. Фактическое состояние оборудования может отличаться от показанного диагностикой, т.к. результаты диагностики отягощены погрешностью измерений, обусловленной несовершенством методик и измерительной аппаратуры.

Следующие трудности возникают при составлении прогноза на дальнейший период эксплуатации. Если не предполагается значительного изменения режимов работы энергоустановки, то оценка будущего состояния может быть выполнена путем экстраполяции результатов диагностики по каждому критическому параметру. Достоверность полученной оценки зависит от точности оценки состояний оборудования в предшествующие моменты времени, метода экстраполяции и глубины прогноза.

Действующая в теплоэнергетике методика экстраполирует значения параметров по прямой, проходящей из начала координат через точку, полученную при последнем обследовании и соответствующую наработке элемента τ_n . Однако результаты диагностики, проведенной в различные периоды эксплуатации оборудования, показывают, что экспериментальные точки значительно отклоняются от усредненной прямой. Это свидетельствует, во-первых, о том, что реальный процесс износа оборудования может существенно отличаться от линейной зависимости, и, во-вторых, о существенном влиянии случайных факторов. В этой связи каждый результат обследования должен рассматриваться как единственный результат реализации случайного процесса. Поэтому при прогнозировании остаточного ресурса необходимо учитывать как последние данные диагностики, так и предысторию процесса износа, т.е. результаты предыдущих обследований.

Процесс износа происходит под воздействием статических напряжений, зависящих в основном от нагрузки оборудования и конструкции элемента, и динамических напряжений, возникающих при изменении режима работы оборудования. Статические напряжения достаточно стабильны, их значения приблизительно одинаковы для однотипных элементов различных объектов. Поэтому и долю износа оборудования, вы-

званного этими напряжениями, можно считать детерминированной величиной, зависящей от уровня нагрузки и продолжительности работы элемента.

Динамические напряжения более изменчивы и зависят от ряда факторов, учет которых сложен или вообще невозможен. Их вклад в износ элемента носит принципиально индивидуальный характер, именно их влиянием объясняется различия в состоянии однотипных элементов, работающих одинаковое время приблизительно в одинаковых условиях. Если принять, что только ускоряют процесс износа, то каждое и последующих измерений любого из параметров должно показывать увеличение износа элемента. Наблюдаемое при последующих измерениях улучшение состояния объясняется погрешностью оценки.

Как правило, база данных по каждому из параметров отдельного элемента за весь период эксплуатации содержит не более 3-4 измерений, поэтому для повышения достоверности прогнозирования в массив данных, по которым будет проводиться прогноз, целесообразно включить результаты измерения конструктивно подобных элементов, работающих приблизительно в одинаковых условиях. При этом по возможности следует попытаться выделить статическую составляющую износа, зависящую только от продолжительности наработки и одинаковую для всех однотипных элементов нескольких энергоустановок, и вклад динамических нагрузок, отражающий влияние переменных нагрузок конкретной установки.

Обычно считают, что наиболее достоверные и представительные знания о состоянии металла дают результаты микроструктурного анализа. Однако результаты обследования состояния гибов паропроводов острого пара Рязанской ГРЭС свидетельствуют о том, что характеристики микроповрежденности металла остаются почти неизменными в течение длительного периода эксплуатации. Такая зависимость от наработки объясняется тем, что на установившемся (втором) этапе ползучести, который охватывает основную часть процесса, накопление дефектов происходит медленно. Заметное изменение микроструктуры металла происходит на заключительном (третьем) этапе ползучести с образованием цепочек микропор и микротрещин. Поэтому этот параметр без использования данных об изменении других параметров дает достаточно полную информацию о текущем состоянии элемента, но малоинформативен для проведения прогноза.

Значения остаточной деформации гибов и толщины стенки имеют более выраженную зависимость от продолжительности наработки и менее подвержены случайным колебаниям. Поэтому именно эти параметры

наиболее удобны для прогнозирования процесса износа металла. Для увеличения достоверности прогноза можно построить временные ряды по каждому из параметров и воспользоваться корреляцией между рядами, оценивая вероятность появления того или иного значения параметра через заданный промежуток времени не только по собственному ряду, но также учитывая поведение рядов по другим параметрам и значение микроповрежденности на текущий момент времени.

Библиографический список

1. **Инструкция** о порядке обследования и продления срока службы паропроводов сверхпаркового ресурса СО 153-34.17.470-2003.
2. **ОСТ 34-70-690-96.** Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации. М.: ВТИ, 1998.

*А.А. Беляков, инж., В.К. Семёнов, д.т.н., проф. (ИГЭУ),
Н.Г. Шепалина, нач. лаборатории металлов и сварки
(Рязанская ГРЭС)*

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЧИСЛА ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ТРУБОПРОВОДАХ ТЭС

Одной из важных задач современной энергетики является повышение эффективности работы существующих энергоблоков, продление их сроков службы, а также сооружение новых блоков. Ситуация в энергетике такова, что большинство работающих блоков уже исчерпали свой ресурс, причем на многих из них оборудование работает без замены с момента первого пуска. Неисправности в работе тепломеханического оборудования и обладающих большой протяженностью трубопроводов электрических станций приводят к вынужденным простоям энергоблоков, дополнительным материальным и трудовым затратам, что является причиной снижения экономичности блока в целом.

Для отслеживания процессов износа и старения оборудования необходимо создание дополнительной системы, задачей которой являлся бы сбор данных об истории работы конкретного оборудования и прогнозирование его последующих состояний с тем, чтобы на основе данного прогноза можно было бы принять решение о необходимости и объеме предстоящего ремонта. Такой подход позволит вовремя предпринимать необ-

ходимые меры по ремонту и поддержанию состояния оборудования на должном уровне.

Существует ряд методов прогнозирования количества повреждений в элементах тепломеханического оборудования на основе среднестатистических показателей. Эти математические модели прогнозирования остаточного ресурса, в частности трубопроводов, можно разделить на две группы.

К первой группе относятся методы, касающиеся среднестатистических показателей каждого типа оборудования. Сюда относятся модели, основанные на анализе зависимости отказов от времени, методы механики линейного суммирования повреждений, методы параметрического прогнозирования, модели "нагрузка-несущая способность", модели на основе механики разрушений, а также различные вероятностные модели [1, 2]. В моделях этого типа исследуются характеристики группы идентичных единиц оборудования, работающих в одинаковых условиях. Названные модели позволяют оценить ресурс некоего среднестатистического объекта, и не пригодны для прогнозирования состояния каждой конкретной единицы оборудования. Такие модели весьма важны на стадии проектирования и на начальной стадии эксплуатации, когда аппаратура далека от исчерпания своего ресурса, однако в современных условиях важным является прогнозирование состояния конкретного оборудования, работающего в уникальных условиях, а не некоего среднестатистического.

Ко второй группе относятся методы индивидуального прогнозирования. При этом используются как чисто динамические, так и стохастические модели: метод линейной фильтрации, метод нейронных сетей, фильтр Кальмана, авторегрессия с обучением [3-5]. Решающее значение для всех моделей, определяющих достоверность индивидуального прогнозирования, имеет выбор функции прогноза. Этот выбор может быть сделан непосредственно на основе результатов обследования объекта с использованием различных распределений (экспоненциального распределения, распределения Пуассона, Вейбулла и пр.).

Другой подход основывается на выявлении тенденции, определяющей поведение объекта в течение эксплуатации. По сравнению с предыдущим этот подход является более продуктивным, поскольку базируется не на случайном подборе прогнозирующей функции, хорошо аппроксимирующей процесс старения объекта на данном временном промежутке, а на законе, которому подчиняется поведение объекта в течение всего срока эксплуатации.

Основываясь на данном подходе, нами разработаны стохастические модели, позволяющие прогнозировать число повреждений паропроводов,

а также флуктуации этой величины [6, 7]. На основе этих моделей для проведения прогноза получены расчетные формулы для среднего числа повреждений и дисперсии распределения:

$$N^* = 1 - \exp\left(-\int_0^t \alpha(t) dt\right), \quad (1)$$

$$\frac{\Delta}{N_p} = \langle N^* \rangle (1 - \langle N^* \rangle), \quad (2)$$

где N^* – нормированное на N_p количество повреждений, N_p – количество опасных мест на трубопроводе, $\alpha(t) = \alpha_0 + \alpha_1 t + \alpha_2 t^2$ – эмпирический коэффициент, $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2$ – коэффициенты идентификации функции прогноза, определяемые обработкой данных о повреждениях на основе метода наименьших квадратов, Δ – дисперсия распределения числа повреждений.

На основе приведенной модели создан электронный паспорт прогноза повреждений паропроводов. Главное окно программы изображено на рисунке. Исходными данными для работы служит информация о количестве повреждений, собранная за существующий период эксплуатации конкретного оборудования. Информация вводится отдельно для каждого трубопровода, что позволяет строить индивидуальный прогноз, учитывая уникальные условия работы элементов.

В результате расчета пользователю выдается прогноз о предполагаемом количестве повреждений на выбранном трубопроводе на выбранный период с учетом погрешности вычислений. Также строится график интегральной зависимости количества повреждений, полученных по формулам, указанным выше, от времени. Интегральная зависимость необходима, потому что количество повреждений из года в год распределяется скачкообразно и представление данных на графике в явном виде не наглядно.

Программа обладает следующими возможностями:

- прогноз для отдельных трубопроводов;
- построение графиков прогноза;
- добавление новых и редактирование уже введенных данных о количестве поломок на трубопроводе;
- создание отчета с возможностью его печати;
- вызов справки при возникновении затруднений в работе с программой.

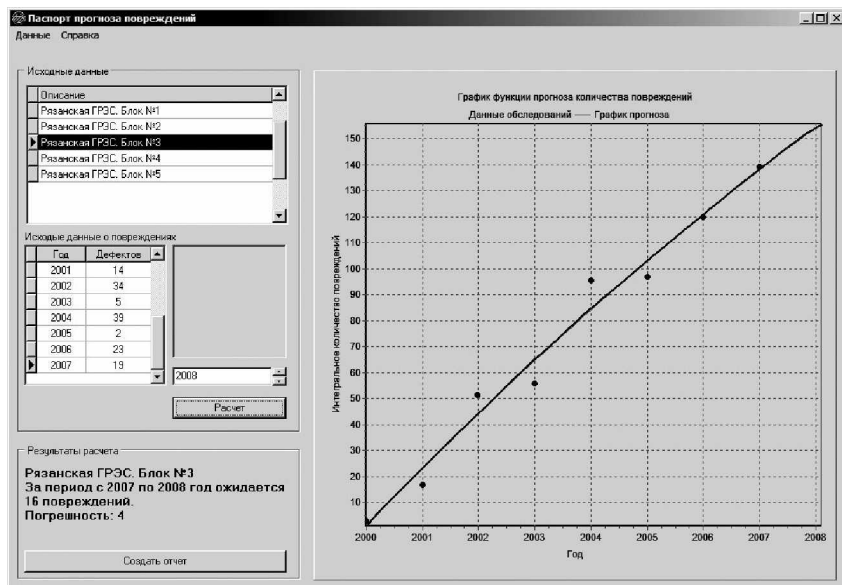


Рисунок. Главное окно программы паспорта прогноза повреждений

Для оценки работы программы составлены прогнозы количества повреждений трубопроводов пяти блоков Рязанской ГРЭС без учета последних известных точек данных. Результаты расчета представлены в таблице.

Таблица. Результаты верификации прогноза количества повреждений трубопроводов Рязанской ГРЭС

Номер блока	1	2	3	4	5
Количество повреждений по прогнозу	9	20	18	13	36
Истинное количество повреждений	9	23	19	14	35
Точность прогноза	100%	86,9%	94,7%	92,9%	97,1%

Как показали оценки, точность прогноза довольно высока и достигает 80, а в отдельных случаях и 100 %. На основе полученных данных можно судить о величине или же необходимости ремонтных работ на конкретном трубопроводе при проведении плановых ремонтов.

Библиографический список

1. **Острейковский В.А.** Старение и прогнозирование ресурса оборудования атомных станций. – М.: Энергоатомиздат, 1994.
2. **Болотин В.В.** Прогнозирование ресурса машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1984.
3. **Круглов В.В., Борисов В.В.** Искусственные нейронные сети. Теория и практика. – М.: Горячая линия - Телеком, 2001.
4. **Острейковский В.А.** Теория надежности: учебник для вузов. – М.: Высшая школа, 2003.
5. **Дуброва Т.А.** Статистические методы прогнозирования. – М.: Юнити, 2003.
6. **Семенов В.К., Беляков А.А.** Прогнозирование количества повреждений сетевых трубопроводов и паропроводов ТЭС // Теплоэнергетика. 2010. №1. С. 34-39.
7. **Семенов В.К., Беляков А.А., Щербин В.С.** Прогнозирование накопления дефектов на трубопроводах ТЭС и АЭС // Вестник ИГЭУ. 2009. №2. С. 48-51.

*А.В. Беляков, зав. лабораторией, к.т.н., доц., А.Н. Горбачев, с.н.с.,
А.А. Фокин, н.с., Д.Г. Соколов, м.н.с. (ОАО «ВТИ»),
М. Дерета, директор, (Республика Сербия, ДОО «Рума-Дем-Киев»)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОИСКРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСА И НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Эксплуатация энергетического оборудования предопределяет воздействие различных факторов, приводящих к износу его элементов, что в свою очередь, определяет ресурс и надежность энергетического оборудования в целом [1–3]. В этой связи затраты на замену изношенных и мало-надежных элементов не только неизбежны, но и так велики, что проблема повышения ресурса и надежности элементов энергетического оборудования является весьма важной и актуальной. Неуклонное возрастание мощности энергетического оборудования определяет повышение эксплуатационных параметров (удельные нагрузки, давления, скорости, температуры и пр.), что еще больше ужесточает характер эксплуатации оборудования и изнашивания элементов его составляющих.

Среди проблем, которые остро стоят в тепловой и атомной энергетике, это проблемы эрозийного изнашивания входных кромок и кавитационного изнашивания выходных кромок паровых турбин. Элементы про-

точной части в виде рабочих и направляющих лопаток паровых турбин тепловых электростанций подвергаются интенсивному абразивному изнашиванию оксидными частицами, образующимися на поверхностях нагрева котла и паропроводов, и материалом сварочного «града», формирующегося в процессе ремонтов паросилового оборудования, которые попадают в проточную часть турбины с паровым потоком. Учитывая интенсивное воздействие на элементы проточной части влажного пара и абразивных частиц, необходимо применение защиты элементов проточной части от эрозионного и абразивного износов.

Актуальность исследований по эффективным методам защиты от эрозионного износа РЛ возрастает в связи с повышением окружных скоростей на периферии РЛ (до 630÷660 м/с) и ухудшением водного режима на электрических станциях. В этой связи возникает актуальная задача повышения надежности и ресурса РЛ последних ступеней ТЭС и АЭС, изготовленных из коррозионно-стойких сталей и титановых сплавов.

Технико-экономический анализ методов активной (схемно-конструктивной) и пассивной (технологической) защиты от эрозионно-коррозионного изнашивания входных и выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин позволил обратить серьезное внимание на возможности метода ЭИЛ при формировании эрозионно-стойких защитных покрытий на входной и выходной кромках [4–9].

Решение этих задач потребовало серьезной проработки технологических вопросов, связанных с разработкой мощных электроискровых установок для формирования покрытий, разработки коммутирующих устройств и общих принципов технологического процесса с целью уменьшения затрат на проведение ремонтов паровых турбин и возможности осуществления формирования защитных покрытий на стационарном оборудовании. В результате проведения опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ были созданы установки ГБФ-2М, ГБФ-3, КГБ-5, КГБ-5М, электромеханические вибраторы [10], позволившие обеспечить на два порядка ресурс электромагнитных вибраторов. На базе указанного оборудования был разработан процесс формирования защитных покрытий в процессе изготовления элементов проточной части паровых турбин, а также ремонта, проводимого непосредственно на энергоблоках тепловых и атомных электростанций. Наибольшим достижением технологического процесса является возможность формирования защитного покрытия на входных и выходных кромках рабочих лопаток без разлопачивания роторов при следующих их возможных положениях:

- ротор находится на ступеле или козлах ремонтной площадки (вынут из цилиндра паровой турбины);

- ротор находится на подшипниковых опорах в цилиндре паровой турбины («постели») при вскрытой верхней половине цилиндра (крышке);

- ротор находится в цилиндре с закрытой крышкой (технологический процесс формирования покрытия осуществляется только на последних ступенях паровых турбин через выхлоп турбины). Применение технологического процесса формирования защитных покрытий позволило увеличить ресурс лопаток высокого и среднего давления, подвергающихся абразивному изнашиванию в 3 раза, а рабочих лопаток последних ступеней – на 80÷150 %. Указанные технологические процессы реализованы на большом количестве разных типов турбин, как в России, так и за рубежом. На рис. 1 показаны варианты технологического процесса формирования защитных покрытий на входных и выходных кромках рабочих лопаток различных турбин.



Рис. 1. Формирование покрытия на входных кромках рабочих лопаток 30-й ступени турбины ПТ-80-130 ЛМЗ АО «Кишиневская ТЭЦ-2» (ст. № 1) при положении ротора на козлах ремонтной площадки



Рис. 2. Формирование покрытия входных кромок рабочих лопаток 34-й и 39-й ступени турбины К-300-240 ЛМЗ ТЭС «Гацко» (ст. № 1) в г. Гацко Республики Сербской. (Ротор находится в подшипниковых опорах при снятой крышке цилиндра)



Рис. 3. Формирование покрытия на входную и выходную кромки рабочих лопаток 29-й ступени через конденсатор при текущем ремонте турбины К-300-240 ЛМЗ на Рязанской ГРЭС (ст. № 3) через конденсатор турбины

Основными достоинствами разработанного технологического процесса являются:

- высокая производительность подготовки поверхности под формирование покрытия (20–25 рабочих лопаток в смену – 8 часов);

- высокая производительность нанесения защитно-упрочняющего покрытия (15–20 рабочих лопаток в смену – 8 часов, что соответствует $0,5 \div 1,5$ мин/см²);

- мобильность оборудования (небольшие габариты) и вес;

- время развертывания оборудования на ремонтной площадке 20–25 мин.;

- исключение термического влияния на материал лопатки (в процессе формирования защитно-упрочняющего покрытия материал лопатки остается холодным);

- возможность локального нанесения покрытия.

Металлографические исследования формируемых покрытий показали высокое качество формируемых покрытий. На рис. 4 и 5 представлены микроструктуры электроискровых покрытий, получаемых на установках ГБФ-2 (ГБФ-2М) в процессе упрочнения и восстановления лопаток из стали 15X11МФ-Ш. Микротвердость покрытий из твердого металлокерамического сплава ВК6ОМ составляет от 8000 до 12000 МПа. Микротвердость покрытия (W + стеллит ВЗК) – 6000–10500 МПа. Изменение микротвердости обусловлено неравномерным по слою содержанием электродного материала на стали, процентное содержание которого увеличивается по направлению к поверхности и достигает величин 70–90 %.

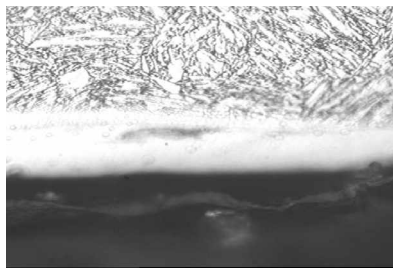


Рис. 4. Микроструктура стали 15X11МФ-Ш с покрытием (W + стеллит ВЗК). Толщина покрытия 160 мкм.

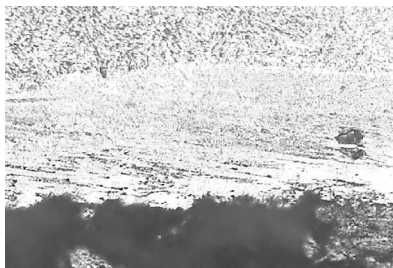


Рис. 5. Микроструктура стали 15X11МФ-Ш с покрытием ВК6ОМ. Толщина покрытия 250 мкм.

Оптимизация технологических решений позволила получить новые конструктивные решения по РЛ последних ступеней [10, 11].

Получение достоверной информации при проведении диагностики состояния металла тепломеханического оборудования является одной из важнейших задач в области контроля.

Существующие методы отбора образцов для проведения металлографических исследований в виде сколов, опилок не всегда удобны, а, зачастую, просто невозможны. Получение сколов, как показывают многолетние исследования, создает заведомо дефектные структуры металла при отборе, что, в свою очередь, сильно затрудняет проведение металло-

графического анализа структурного состояния исследуемого объекта. Получение образцов опиливанием не всегда возможно просто технически.

Учитывая перечисленные выше недостатки существующих методов отбора образцов, экспериментальные работы с применением установки электроискрового легирования УЭЛ-ВБ-1М, был разработан электроэрозийный метод выборки микрообразцов металла и устройство для его осуществления – УВО-1 [12].

Устройство УВО-1 состоит из 2-х частей: блока питания, имеющего в своем составе трансформатор 220/24 В и вибратор с устройствами крепления самого вибратора на объекте и поворотного механизма на вибраторе. Общий вес устройства составляет 10 кг. Потребляемая мощность из сети с напряжением 220 В не превышает 120 ВА. Габаритные размеры транспортной тары – 200 × 200 × 250. В связи с тем, что процесс выборки микрообразцов осуществляется не в воздушной среде, а в жидкой электрической среде, то к устройству прикрепляется система капельной подачи раствора жидкого стекла или другой диэлектрической жидкости, которая осуществляет дискретную подачу среды в место отбора микрообразца. Крепление узла поворотного устройства и станины к объекту обработки осуществляется при помощи постоянных магнитов, прикрепляемых к станине или с помощью гибкого тросика, которого также могут быть прикреплены к станине.

Устройство позволяет осуществлять выборку микрообразцов, практически, из любого токопроводящего материала и предназначено для выборки микрообразцов из тепловых канавок, придисковых галтелей роторов паровых турбин, корпусных деталей, с приповерхностных зон прямых участков и гибов паропроводов, трубопроводов.

По форме микрообразцы представляют собой сегментноподобные темплеты, внутренняя поверхность которых соответствует форме и размерам электрода-инструмента. Размеры микрообразцов зависят от задач исследователей, конструкции объекта. Как правило, номинальные размеры микрообразцов (длина, ширина, высота (глубина врезки электрода-инструмента) составляет 16×2×3 мм (тепловая канавка), 8×3×1,5 (гибы и придисковые галтели). Размеры выбираемых микрообразцов могут регулироваться.

Продолжительность выборок составляет 40–70 мин. (тепловая канавка), 15–30 мин. (гибы и прямые участки паропроводов), 30–50 мин. (придисковая галтель). Продолжительность выборок зависит, в основном, от электрофизических свойств материала (электросопротивления, электроэрозийных свойств и пр.).

Общий вид устройства для выборки микрообразцов представлен на рис. 6.

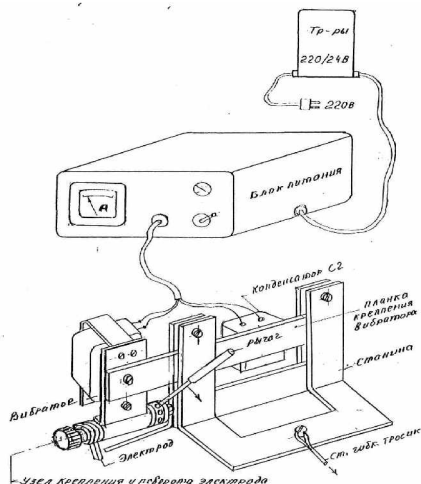


Рис. 6. Общий вид устройства для выборки микрообразцов

Придерживая ось рычагом, можно отвернуть гайку на оси и заменить электрод. Питание катушки вибратора – от отдельного трансформатора Т2.

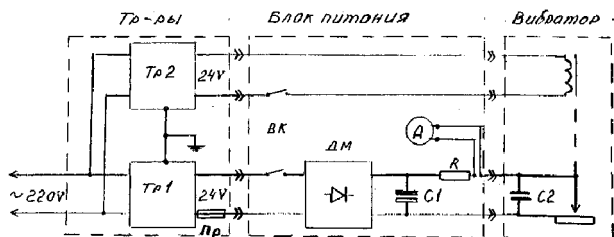
Устройство работает следующим образом. После установки устройства на объекте подается диэлектрическая жидкость в зону соприкосновения электрода с деталью. Питание 24 В от трансформатора ТР1 подается на блок питания.

Блок питания заряжает конденсатор С2. При достижении на конденсаторе напряжения определенной величины и в зависимости от расстояния между электродами, которое зависит от устройства перемещения электрода и вибратора, возникает искровой разряд между электродом и элементом оборудования, расположенными в среде раствора воды с жидким стеклом.

После разряда конденсатор С2 заряжается вновь, цикл повторяется. При разряде с поверхности ротора удаляется частичка металла. В процессе работы электрод как бы входит в металл и вырезает образец. На рис. 7 представлен пример получения микрообразца из тепловый канавки ротора высокого давления паровой турбины К-300-240 ХТГЗ.

Электрическая схема устройства для выборки микрообразцов представлена на рис. 7.

Блок питания включает в себя силовой трансформатор Т1, диодный мост ДМ, сглаживающий конденсатор С1, резистор, сигнальную лампочку и выключатель. Разрядный конденсатор С2 вынесен и закреплен на вибраторе. Последний выполнен из электромагнита реле. Роль якоря выполняет планка, к которой закреплен узел поворота электрода. Поворот электрода осуществляется рычагом в виде шпильки диаметром 4 мм с изолятором.



Электрическая схема устройства для выборки микрообразцов УВО-1. Условные обозначения: Тр1 – трансформатор 220/24 В; Тр2 – трансформатор 220/24 В; ВК – выключатель; ДМ – диодный мост; С1 – конденсатор; С2 – рабочая емкость; R – балластный резистор; А – амперметр; Пр – предохранитель.

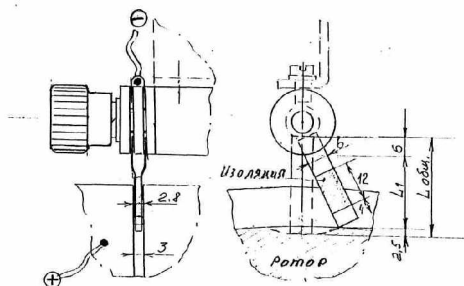


Рис. 7. Пример получения микрообразца из тепловой канавки ротора высокого давления паровой турбины К-300-240 ХТГЗ.

Создание такого устройства, как УВО-1 позволило расширить возможности контроля над состоянием металла паросилового оборудования тепловых и атомных электростанций.

Библиографический список

1. Рыженков В.А. Состояние проблемы и пути повышения износостойкости энергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. – 2000. - №6.
2. Яблоков Л.Д., Логинов И.Г. Паровые и газовые установки. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Перельман Р.Г., Пряхин В.В. Эрозия элементов паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Сельский С.В., Сорокина Т.М. Повышение эрозионной стойкости лопаток турбин закалкой с нагревом ТВЧ // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2000. - №4.
5. Хромченко Ф.А., Лаппа В.А., Федина И.В., Карев А.Н., Должанский П.Р. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 1. Ремонт методом нанесения высокохромистой наплавки // Сварочное производство. - 1998. - №11.

6. Хромченко Ф.А., Лаппа В.А., Федина И.В., Карев А.Н., Должанский П.Р. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 2. Ремонт комбинированным способом сварки и наплавки // Сварочное производство. – 1999. - №2.
7. Хромченко Ф.А., Лаппа В.А., Федина И.В., Карев А.Н., Должанский П.Р. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 3. Усталостная прочность отремонтированных рабочих лопаток // Сварочное производство. – 1999. - №4.
8. Сичиков М.Ф. Металлы в турбостроении. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1974.
9. Иванов Г.П. Технология электроискрового упрочнения инструментов и деталей машин. 2-е изд., исп. и доп. – М.: МАШГИЗ, 1961.
10. Патент РФ на полезную модель № 52104 «Рабочая лопатка с защитным покрытием для влажно-паровой ступени паровой турбины» / А.В. Беляков, В.Ф. Резинских, А.Н. Горбачев, О.Ю. Гурылев и др. – 2005.
11. Патент РФ на полезную модель № 63451 «Рабочая лопатка влажнопаровой ступени турбины с двухслойным эрозионностойким покрытием пера лопатки» / А.В. Беляков, А.Н. Горбачев, О.Ю. Гурылев, Ф.Ф. Сергеев и др. – 2007.
12. Беляков А.В., Куликов В.Н., Горбачев А.Н. Устройство для выборки микрообразцов металла при оценке состояния металла теплотехнического оборудования тепловых и атомных электростанций на основе электроэрозии. Материалы международной научно-технической конференции "Состояние и перспективы развития электротехнологии", посвященной 125-летию открытия сварки металлов Н.Н. Бенардосом – Иваново, 2006 г.

*А.В. Беляков, зав. лабораторией, к.т.н., доц.,
А.Н. Горбачев, с.н.с., (ОАО «ВТИ»),
В.И. Шапин, к.т.н., проф. (ИГЭУ)*

РАЗРАБОТКА УСТАНОВОК ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОИСКРОВЫХ ПОКРЫТИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС И АЭС

Среди проблем, которые остро стоят в тепловой и атомной энергетике, это проблемы эрозионного изнашивания входных кромок и кавитационного изнашивания выходных кромок паровых турбин. Элементы проточной части в виде рабочих и направляющих лопаток паровых турбин тепловых электростанций подвергаются интенсивному абразивному изнашиванию оксидными частицами, образующимися на поверхностях нагрева котла и паропроводов, и материалом сварочного «града», формирующегося в процессе ремонтов паросилового оборудования, которые попадают в проточную часть турбины с паровым потоком. Указанные проблемы определяют разработку технологических процессов для повышения ресурса и надежности изнашиваемых элементов. Одним из приме-

няемых методов пассивной защиты для входных кромок рабочих лопаток (РЛ) паровых турбин является метод электроискрового формирования покрытий, разработанный в 60-х годах прошлого века ЦНИИТМаш и внедренный в производство Харьковским турбинным заводом «Турбоатом» [1]. С помощью установок ИАС-2, ИАС-3 на входных кромках рабочих лопаток формируют эрозионностойкое покрытие из металлокерамического твердого сплава Т15К6.

В последние годы возросла роль ремонтных технологий для продления паркового ресурса и повышения надежности. Для продления срока службы элементов лопаточного аппарата потребовалось применение электроискровых покрытий. Однако производимые электроискровые установки типа «ЭФИ», «ЭЛИТРОН», «Alier» не в полной мере могли удовлетворить требования, которые предъявляются для работы по формированию защитных покрытий в условиях электростанций. В частности, основными требованиями были: минимальные габариты и вес при требуемых параметрах единичного импульса. Необходимо также отметить, что применяемые электромагнитные вибраторы часто выходили из строя и наработка их до первого отказа составляла от 1 до 100 часов эксплуатации. Это обуславливалось нагревом корпусных деталей вибратора, поломками движущихся частей вибратора усталостного характера, низкими прочностными характеристиками элементов вибратора. При низкой надежности электромагнитные вибраторы плохо поддавались регулированию и отладки, так как для этих процедур требовалась полная разборка корпуса вибратора.

При разработке установок для электроискрового легирования объектами непосредственной работы были генератор импульсов и коммутирующее устройство – вибратор. Было создано семейство установок марок ГБФ и КГБ. Установки КГБ-5, КГБ-5М стали применяться для формирования защитных покрытий на входных кромках рабочих и направляющих лопаток последних ступеней паровых турбин, подвергающихся интенсивной влажно-капельной эрозии, установки ГБФ-2, ГБФ-2М и ГБФ-3 стали использоваться для формирования покрытий, защищающих элементы рабочих и направляющих лопаток от кавитационного и абразивного изнашивания. Конструктивно установки КГБ-5 и КГБ-5М отличаются тем, что генератор импульсов установки КГБ-5 представляет собой 2-х корпусной элемент, соединенный между собой кабелем длиной 10 мм. Такая конструкция установок позволила разделить низковольтную и высоковольтную части установки и обеспечить возможность формирования покрытий через конденсатор (выхлоп) турбины.

Основные характеристики установок представлены в табл. 1.

Таблица 1. Основные характеристики установок электронского легирования

	Элитрон 20 (двояная)	ГБФ-2М	ГБФ-3	КГБ-5	КГБ-5М
Количество режимов	9	7	9	7	
Энергия единичного импульса (Дж)	0,1, 0,2, 0,29, 0,19, 0,38, 0,57, 0,4, 0,8, 1,2	0,27, 0,54, 0,81, 1,08, 1,35, 1,62, 1,99	9, 12, 16, 20, 25, 30, 36, 42, 49	16, 20, 25, 30, 36, 42, 49	
Толщина покрытия ВКБОМ, мкм	До 120	До 150	До 250	До 250	
Источник питания	Сеть переменного тока 220 В	Сварочная сеть 60 В и сеть переменного тока 220 В	Сварочная сеть 60 В	Сеть переменного тока 220 В	
Габариты (мм)	480x(2x200)x480	480x220x420	480x120x500	360x165x400 300x130x230	400x130x470
Вес (кг)	2x25	20	15	12,2	18,5
Подключаемые вибраторы	Электромагнитный	Электро-механический, электромагнитный	Электро-механический, электромагнитный	Электромагнитный, электро-механический	
Основное применение	Используется ограни-ченно	Выходные кромки рабочих лопаток последних ступеней, рабочие и направляющие лопатки части ВД и СД	Используется ограни-ченно	Входные кромки рабочих лопаток последних ступеней, замена отлетевших стеллитовых пластин	

Примечания:

1. Для увеличения толщины покрытия используются две установки, соединенные электрически между собой;
2. Установка состоит из двух блоков: один из которых, в соответствии с техникой безопасности, можно использовать внутри конденсатора турбины. Длина соединительного кабеля 10 метров.

Для обеспечения бесперебойной работы при формировании покрытия, а также увеличения надежности и ресурса вибраторов была разработана конструкция электро-механического вибратора. На рис. 1 представлен эскиз электромагнитного вибратора с шарнирным закреплением якоря электрододержателя с частотой вибрации 100 Гц и амплитудой 0,15±0,2 мм. Однако указанное значение амплитуды вибрации, как показали исследования, не достаточны, чтобы формировать покрытие с максимальной толщиной. Электромагнитный вибратор имел полый электрододержатель, в нижний конец которого закреплялся электрод из материала формируемого покрытия, а в верхний конец с помощью шланга при-

соединялся к системе подачи воздуха. Это позволяло обеспечить охлаждение, как электрода, так и зоны обрабатываемой поверхности.

Исходя из условий обеспечения стабильной амплитуды колебаний вибратора, влияющей на параметры производительности и толщины формируемых покрытий ОАО "ВТИ" совместно с кафедрой теоретической и прикладной механики ИГЭУ была разработана принципиально новая конструкция вибратора [2], отличающаяся тем, что механические колебания в вибраторе возбуждаются электродвигателем. Электродвигатель приводится во вращение до 6000 об/мин. переменным (постоянным) током с напряжением до 27 В, что позволяет регулировать частоту вибрации электрода в пределах 20÷100 Гц. На рис. 2 представлена конструктивная схема электромеханического вибратора. Электрододержатель совершает механические колебания с фиксированной амплитудой, равной заданному эксцентриситету (для чего используются сменные эксцентрики со значениями эксцентриситета 0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2 мм. Исследования кинетики формирования покрытия показали, что для большинства материалов, применяемых для формирования покрытий на РЛ, амплитуда вибрации составляет 0,8 или 1,0 мм. Для одновременного охлаждения двигателя, электрододержателя и рабочей зоны в конструкции предусмотрена система охлаждения сжатым воздухом посредством шлангов, штуцеров и патрубков. Выходящий из вибратора воздух охлаждает как электрод, так и поверхность, которая подвергается обработке. Испытания вибратора показали его высокую надежность и стабильность обеспечения технологических параметров. Ресурс вибратора до первой незначительной поломки составил примерно 12000 часов.

Воздух к установкам (непосредственно к вибраторам) подается через воздушные шланги от воздушной разводки, находящейся на ремонтной площадке под давлением 0,4÷0,6 МПа. Сбалансированная подача воздушной массы позволяет получить не только охлаждение электрода и зоны обрабатываемой детали, но и обеспечить дополнительные условия для получения максимального переноса электродного материала на поверхность обрабатываемой детали и, соответственно, способствовать обеспечению максимальной толщины слоя покрытия.

В связи с тем, что технологический процесс формирования покрытия на РЛ предусматривает ручной труд, то для соблюдения ограничения вибратора по массе (не более 0,8 кг) применялись прочные и легкие материалы. Использование капролактама для изготовления корпуса и дюралюминия для крышек и съемной ручки позволили получить следующие конструктивные и технологические параметры вибратора:

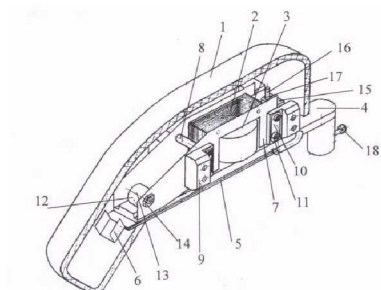


Рис. 1. Конструкция электромагнитного вибратора:

1 – корпус, 2 – сердечник, 3 – катушка, 4 – электрододержатель, 5 – ярлык электрододержателя, 6 – клемма, 7 – каркасная пластина, 8 – втулка, демпфер, 10 – пластина, 11 – винт М3, 12 – втулка, 13 – ось, 14 – гайка М6, 15 – корпус регулятора зазора, 16 – ось регулятора, 17 – гайка М5, 18 – винт прижимной

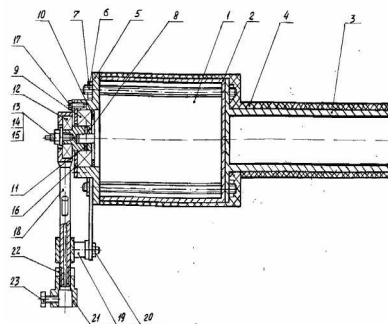


Рис. 2. Конструкция электромеханического вибратора:

1 – электродвигатель, 2 – корпус из капролактама, 3 – рукоятка, 4 – изоляционный материал, 5 – крышка, 6, 7 – шпильки и гайки, 8 – эксцентрик, 9 – подшипник, 10 – шайба, 11 – штифт, соединяющий эксцентрик с валом, 12 – шарикоподшипник, 13, 14, 15 – шпилька, винт и гайка, 16 – крышка подшипника, 17 – винт, 18 – шатун-электрододержатель, 19 – направляющая втулка, 20 – кронштейн, 21 – головка электрододержателя, 22 – контргайка, 23 – зажимной винт для электрода

- вес от 600 г (без рукоятки) до 750 г (с рукояткой);
- длина соответственно: 155 и 235 мм.

Сравнительные характеристики виброактивности (табл. 2) вибраторов, показали, что ускорение вибрации снижено почти на порядок за счет качественного исполнения узлов и снижения веса виброударного инструмента.

Таблица 2. Результаты виброизмерений вибраторов

Место измерения виброактивности	Ускорение вибрации, м/с ²	
	Тип вибратора	
	Электромагнитный	Электромеханический
Электрододержатель (холостой ход)	150,0	46,0
Электрододержатель (работа)	130,0	38,0
Рукоятка	80,0	10,0
Запястье	3,2	2,0
Локоть	2,0	0,2

Конструкция установок позволяет наносить покрытия в условиях стационарного ремонта при положениях ротора:

- на опорах ремонтной площадки;
- непосредственно на турбоагрегате при вскрытой крышке цилиндра;
- непосредственно на турбоагрегате без вскрытия крышки цилиндра через конденсатор (КГБ-5).

Разработанные технологические решения были представлены на Всемирной выставке инновационных технологий «EVRICA-2005» в Брюсселе (Бельгия) и были удостоены диплома 1-й степени и золотой медали.

Библиографический список

1. **Иванов Г.П.** Технология электроискрового упрочнения инструментов и деталей машин. 2-е изд., исп. и доп. – М.: МАШГИЗ, 1961.
2. **Патент РФ на полезную модель № 38661** «Устройство для электроискрового легирования с приводом от вращающегося ротора» / А.В. Беляков, А.Н. Горбачев, В.И. Шапин, С.В. Вихрев. – 2004.

*В.С. Рабенко, к.т.н., доц., А.Л. Виноградов, к.т.н., доц. (ИГЭУ),
В.В. Светушков, гл. инж. (филиал ОАО «ОГК-3» Костромская ГРЭС)*

ТРЕНАЖЕР НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПТК «КВИНТ»

В настоящий момент вопрос о необходимости непрерывной тренажерной подготовки персонала энергопредприятий не вызывает никаких споров. В первую очередь это связано с борьбой за повышение надежности, безаварийности и экономичности работы оборудования энергоблока.

Доля аварий и нарушений по вине персонала достигает 15 %, а некоторые эксперты называют 40 % аварий по вине операторов как реальный показатель для энергоблоков 200-1200 МВт [1–5]. Опыт эксплуатации свидетельствует, что во время освоения новых технологий управления энергоблоками, их аварийность значительно выше и нарушения по вине операторов достигают от 25 до 80 % [6].

Причины ошибочных действий персонала многообразны. В основе ошибок могут лежать недостаточная квалификация оператора, его психологическая неустойчивость, приводящая к растерянности и стрессовому состоянию во внезапно возникающих аварийных ситуациях, когда требуется в ограниченное время найти и реализовать единственно правильное

решение, общее психологическое состояние человека, отвлечение внимания, машинальные действия и пр. Таким образом, поведение людей – источник неопределенности, тем более, что разные люди могут считать правильными различные действия, а ошибки могут совершаться как при выполнении действий, так и при бездейственности.

В связи с этим первоочередной задачей подготовки персонала на тренажере является задача научить персонал ориентироваться в сложных ситуациях аварийных и переходных режимов и выбирать правильные решения. Составными частями этого умения являются способность мгновенно оценивать ситуацию и прогнозировать ее развитие по наблюдаемым параметрам, выявлять самые существенные стороны и находить решения, порой нетривиальные, видя при этом весь спектр возможных решений, оценивая сильные и слабые стороны каждого из них, возможные последствия каждого решения с тем, чтобы на базе этой оценки принять итоговое решение. При этом должна быть реализована непрерывная эксплуатационная подготовка каждого специалиста, сначала как студента, затем как работника станции на каждой ступени его деятельности. Надо иметь в виду, что с переходом к следующей, более высокой ступени повышается степень ответственности принимаемых на практике решений.

Тренажерная подготовка персонала. В связи со спецификой работы оборудования ТЭС возможности обучения и тренировки персонала на действующем оборудовании ограничены. Поэтому подготовка высококвалифицированного персонала невозможна без обучения на тренажерах. Вопрос подготовки на тренажерах в настоящее время выдвигается на первый план. Тепловые электростанции, особенно в России, несколько отстали в этом вопросе, хотя в последнее время и здесь наметились существенные сдвиги [5, 6]. В настоящее время введен в действие ряд документов с правилами обязательной подготовки оперативного персонала на тренажерах [7, 8].

Тренажерная подготовка открывает возможности разыгрывания на математических моделях, положенных в основу тренажера, самых разнообразных ситуаций, которые могут встретиться на практике, в том числе самых маловероятных аварий, не рискуя при этом оборудованием станции.

В связи с внедрением на ряде ТЭС РФ нового поколения АСУ ТП энергоблоков на базе ПТК «Квинт», в Ивановском энергетическом университете по заказу Костромской ГРЭС был создан тренажер энергоблока 300 МВт с воспроизведением операторского информационно-управляющего интерфейса ПТК «Квинт» (рис. 1).

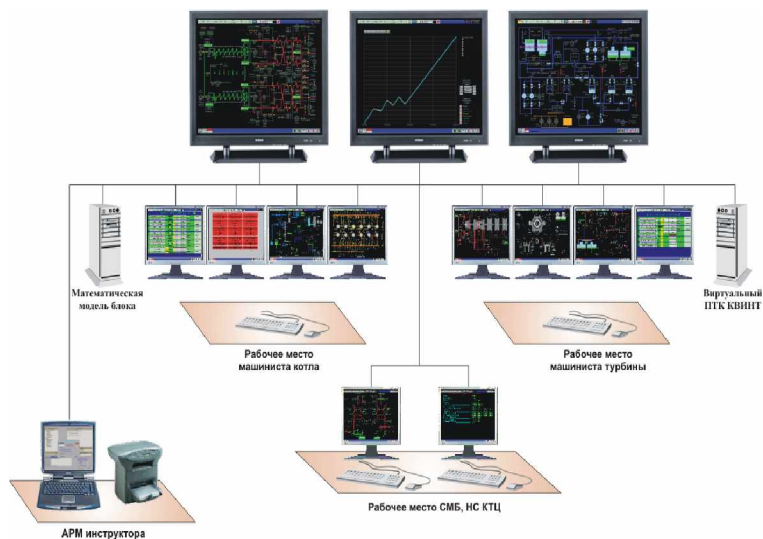


Рис. 1. Тренажер энергоблока 300 МВт ОАО «Костромская ГРЭС» под АСУ ТП «КВИНТ»

Следует отметить, что внедрение АСУ ТП на базе современных ПТК меняет функции операторов в сторону слежения за работой АСУ ТП при работе блока под нагрузкой, так как уровень автоматизации значительно возрос. Однако до настоящего времени пуски блоков из различных тепловых состояний являются прерогативой операторов, так как АСУ ТП на базе современного поколения ПТК еще не доведена до пусков блоков «от кнопки». Наш анализ показывает, что при ведении операторами пусковых режимов нагрузка на них существенно возросла. Это объясняется дисплейным способом управления блоком и значительно возросшим потоком информации. Безусловно, возросла ответственность и соответственно нагрузка на операторов при возникновении на блоке нештатных ситуаций.

В этих условиях подготовка специалистов на тренажерах энергоблоков с АСУ ТП нового поколения позволяет не только сократить количество отказов и аварий в работе оборудования по вине персонала, но и снизить возможные финансовые потери поставщиков энергии и мощности.

На данном этапе создания тренажеров была выполнена достаточно качественная копия операторского интерфейса ПТК «Квинт». При этом

алгоритмы, математика и программное обеспечение АСУ ТП энергоблока (автоматика, защиты, блокировки, сигнализация) реализованы собственными разработчиками модели тренажера.

Наш анализ показывает, что такой подход к созданию тренажеров для энергоблоков с АСУ ТП нового поколения вполне достаточен для подготовки оперативного персонала всех должностей котлотурбинного цеха. Тренажер не перегружен программным обеспечением контроллерной группы, архивами, редакторами, поэтому разворачивается на минимальном количестве серийных ПЭВМ. Это обеспечивает его доступность, мобильность, дешевизну, простоту работы и обслуживания.

АСУ ТП энергоблоков на базе современных ПТК совершенствуется и развивается, постепенно двигаясь в сторону полной автоматизации пусков блоков и автоматизации приведения блока в границы безопасного состояния при возникновении нештатных ситуаций. Такие попытки уже делались, однако закончились в целом неудачей, кроме автоматизации управления некоторыми технологическими системами. Пошаговое, функциональное групповое управление всем блоком можно реализовать, проведя предварительные исследования и пуско-наладочные работы на полномасштабной модели блока.

При современном уровне развития вычислительной техники и САУ эта задача давно была бы решена, если бы разработчики АСУ ТП блоков имели в своем распоряжении так называемый виртуальный энергоблок. Иначе говоря, речь идет о программно-техническом комплексе, включающем в себя математическую модель энергоблока, позволяющем легко подключиться к АСУ ТП реального блока (или ее программному (виртуальному) аналогу) и заменить собой реальное оборудование энергоблока (рис. 2). Наличие подобного комплекса дает возможность решить широкий круг задач, вплоть до полной автоматизации управления блоком.

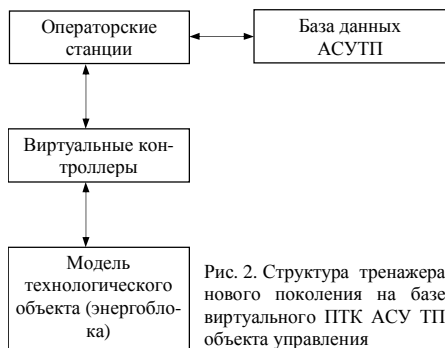


Рис. 2. Структура тренажера нового поколения на базе виртуального ПТК АСУ ТП объекта управления

Работы в направлении создания виртуального энергоблока велись и ведутся рядом организаций, но до настоящего времени задача не была решена.

Сложившийся в ИГЭУ (Учебно-научный центр тренажеров в энергетике научно-исследовательского сектора ИГЭУ) и признанный энергетикой высокий уровень разработки математических моделей и

программного обеспечения для тренажеров энергоблоков на сверхкритические параметры пара, позволил вновь подойти к этой задаче вплотную.

Три организации: ИГЭУ (разработка программно-технического комплекса с математической моделью), ООО «Квинтсистема» (разработка программного обеспечения виртуальных контроллеров) и ООО «АЭН-Партнер» (подключение и настройка) объединили свои усилия и при поддержке руководства Костромской ГРЭС на базе модели тренажера энергоблока 300 МВт Костромской ГРЭС и виртуальной АСУ ТП этого блока успешно решили эту задачу. В настоящее время существует полно-объемная версия виртуальной ПТК «Квинт» для блока 300 МВт КГРЭС (включая турбинный контроллер) с математической моделью (рис. 3).

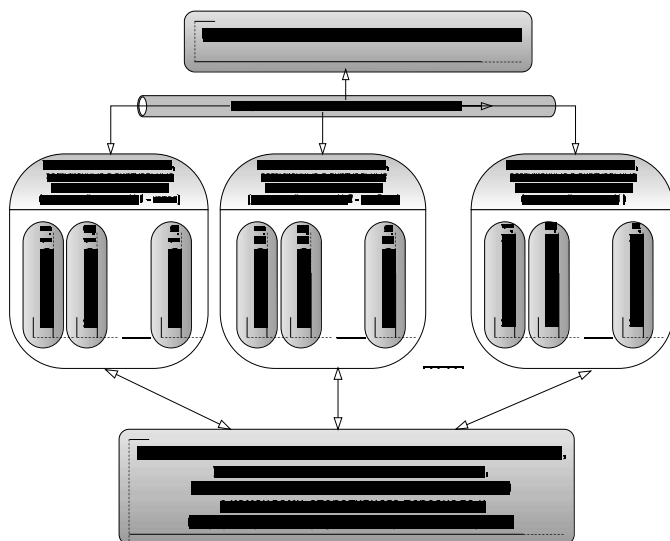


Рис. 3. Структура тренажера нового поколения на базе виртуального ПТК АСУ ТП энергоблока

Компьютерный тренажер, ПТК с виртуальными контроллерами, включая турбинный, позволит:

1. Получить полную идентичность интерфейса и работы автоматики на блоке и на тренажере.
2. Производить предварительную проверку и тестирование новых систем автоматики на тренажере до реализации их на блоке.

3. Тестировать работу действующей автоматики на тренажере в различных технологических режимах.

4. Без доработки, автоматически учитывать изменения графического интерфейса ПТК «КВИНТ» в тренажере. Интерфейс систем управления реального блока и тренажера будет полностью идентичен, что позволит классифицировать тренажер как полномасштабный.

Наличие реального интерфейса, реальных алгоритмов работы электроники, реальной коммутации (при достаточно высоком качестве математической модели) позволит использовать тренажер для опробования и отработки новых алгоритмов автоматического управления.

5. Расширить перечень имитации отказов автоматики на тренажере путем введения отказов первичных датчиков и УСО.

6. Значительно расширится перечень оперативных работников, подготавливаемых на тренажере (включая персонал чеха АСУ).

7. Использование реальных алгоритмов системы контроля и управления энергоблока позволит значительно улучшить качество подготовки на тренажере. При этом становится реальной решение задачи подготовки оперативного персонала до начала пуско-наладочных работ на строящихся энергообъектах, включая газотурбинные ТЭС.

8. Модель реального блока при постановке соответствующей задачи позволит до пуска блока отработать предстоящие режимы работы, определить наиболее оптимальные из них, разработать режимные карты и энергетические характеристики, которые актуализируются после корректировки на работающем оборудовании, существенно сокращая время освоения блока.

9. Для проектных и пусконаладочных организаций появляется возможность проверки проектных решений на стадии проектирования АСУ ТП. В частности, возможна проверка объема и правильности работы технологических защит, технологических блокировок, в том числе блокировок взрывобезопасности. Возможна предварительная оценка настроечных коэффициентов автоматических регуляторов.

Таким образом, тренажер превращается в «полигон» на котором кроме подготовки и повышения квалификации широкого спектра категорий персонала блока, можно проводить опробование и отладку различных инновационных технологий и новые технологии управления оборудованием.

Библиографический список

1. **Чачко А.Г.** Подготовка операторов энергоблоков. Алгоритмический подход.- М.: Энергоатомиздат, 1986.- 231 с.

2. **Анализ** перспектив развития отечественной теплоэнергетики / А.В. Мошкарин, М.А. Девочкин, Б.Л. Шельгин, В.С. Рабенко; Под ред. А.В. Мошкарин; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
3. **Рабенко В.С., Мошкарин А.В.** Повышение безопасности, надежности, экономичности и продление срока службы оборудования предприятий тепловой энергетики средствами новых компьютерных технологий подготовки оперативного персонала / Энергосбережение и водоподготовка. – 2002. – №2. – С. 31-39.
4. **Программно-технический** комплекс «Квинт» / Н.М. Курносоев, В.В. Певзнер, А.Г. Уланов, Е.А. Яхин // Теплоэнергетика. – 1993. – №10. – С. 2–10.

*Б.Л. Шельгин, к.т.н., проф., А.В. Мошкарин, д.т.н., проф.,
Т.А. Жамлиханов, инж. (ИГЭУ)*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ТЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБУЧАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

Компьютерные технологии должны органично вписываться в учебный процесс, не вытесняя традиционных форм обучения. Деятельность преподавателя должна быть направлена на организацию интенсивного усвоения обучающимися содержания учебной дисциплины.

К наиболее прогрессивным методам обучения относится использование компьютерных разработок в виде автоматизированных обучающих систем (АОС) [1].

При этом контроль знаний студентов должен производиться достаточно часто. Преподавателю трудно организовать тщательный индивидуальный контроль целой группы студентов. Автоматизация именно этой функции является одной из главных задач при внедрении компьютерных обучающих технологий.

Кроме того, использования компьютерных средств позволяет существенно снизить трудозатраты преподавателей, уровень психологической нагрузки и повысить объективность оценки знаний обучающихся.

Учитывая повышенные требования высшей школы к подготовке эксплуатационного персонала, на кафедре ТЭС ИГЭУ разработан комплекс трех АОС, предназначенных для подробного изучения конструктивных, компоновочных и эксплуатационных особенностей паровых, водогрейных котлов и котлов-утилизаторов (КУ) энергопредприятий [2-5].

В настоящей работе представлен материал заключительной АОС «Котлы-утилизаторы ПГУ электростанций». Компьютерный учебник содержит пять автоматизированных учебных курсов (АУК):

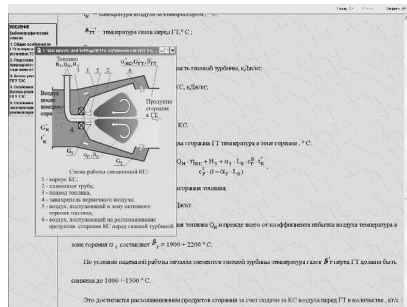


Рис. 1. Схема работы секционной камеры сгорания ГТУ

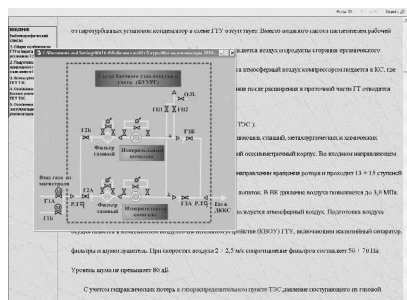


Рис. 2. Схема газораспределительного пункта ТЭС

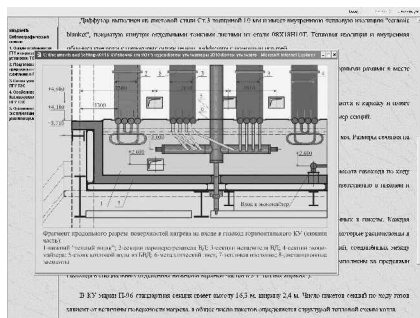


Рис. 3. Продольный разрез газохода горизонтального КУ

1. Особенности газотурбинных и парогазовых установок ТЭС.

В курсе приводится схема ГТУ, дается характеристика основных элементов и показателей работы. Изучаются процессы, протекающие в компрессоре, камере сгорания (рис. 1) и газовой турбине энергоустановки с приведением рабочих параметров. Объясняются преимущества ПГУ, предлагаются варианты, повышающие эффективность работы современных ПГУ.

2. Подготовка природного газа к сжиганию в газотурбинных установках ТЭС.

Данный АУК посвящен технологическим характеристикам и особенностям сжигаемого в камерах сгорания ГТУ природного газа.

Дается общее описание газового хозяйства ТЭС (рис. 2), содержащей ГТУ. Приводятся фрагменты его схемы с пояснением назначения составляющих элементов. Объясняются последовательность и особенности подготовки газового топлива к сжиганию в ГТУ. Изучаются требования к элементам системы газоснабжения и меры безопасности при их эксплуатации.

3. Котлы-утилизаторы ПГУ ТЭС.

В курсе приводится общая схема КУ энергопредприятий с представлением рабочих параметров потоков

и основных экономических показателей парогенератора. Изучаются варианты компоновок, особенности поверхностей нагрева (рис. 3), характеристик используемых оребренных труб и элементов КУ ПГУ, выпускаемых ЗАО ЗиОМАР. Рассматриваются конструктивные особенности элементов и труб поверхностей нагрева КУ. Приводятся основные характеристики марок сталей.

4. Особенности работы котлов-утилизаторов ПГУ ТЭС.

Данный АУК состоит из 3 разделов.

Котел-утилизатор марки «П-96» для теплофикационного энергоблока ПГУ-450Т. Изучаются особенности работы КУ «П-96» с горизонтальной компоновкой поверхностей нагрева (рис. 4) при работе с паровой турбиной Т-150-7,7 в составе ПГУ-450Т. Приводятся общая характеристика основного оборудования энергоблока и конструктивные данные КУ. Изучаются технологическая схема энергоустановки и рабочие тракты КУ с приведением и подробным описанием фрагментов контуров высокого (ВД), низкого давлений (НД) и газового подогревателя конденсата (ГПК). Рассматриваются расчетные характеристики КУ и изменение показателей работы в зависимости от температуры наружного воздуха. Рассмотрены особенности работы отдельных элементов КУ и их взаимосвязи с другими трактами установки.

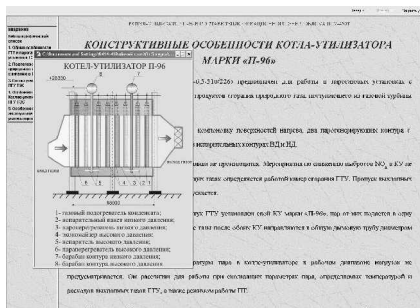


Рис. 4. Продольный разрез КУ П-96

Котел-утилизатор марки «П-108» для энергоблока ПГУ-130.

Изучаются особенности работы КУ марки «П-108» с вертикальной компоновкой поверхностей нагрева (рис. 5) при работе с паровой турбиной SST PAC-400 в составе ПГУ-130. Приводятся характеристика основного оборудования энергоблока и конструктивные данные КУ. Изучаются технологическая схема энергоустановки и рабочие тракты КУ с приведением и описанием фрагментов контуров ВД, НД и ГПК. Рассматриваются

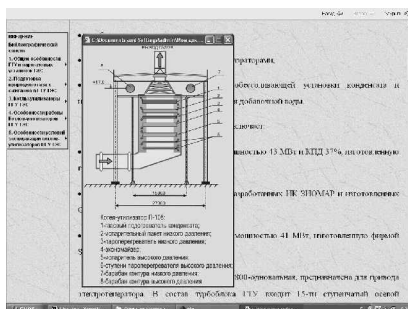


Рис. 5. Технологическая схема КУ П-108

В настоящее время разрабатывается АУК по изучению пуска, эксплуатации и останова КУ энергоблока ПГУ.

Библиографический список

1. **Стратегическое** управление качеством образования: учеб. пособие / В.Н. Нуждин и др.; Иван. гос. энег. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново, 2003
2. **Свидетельство** об официальной регистрации программы для ЭВМ №2003610112. Мошкарин А.В., Пантелеев Е.Р., Шельгин Б.Л., Преснов Е.К. Интернет-учебник «Котельные установки ТЭС и промышленных предприятий». Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ. 08.01.03 г.
3. **Использование** автоматизированных учебных курсов для повышения эффективности изучения котельных установок / П.А. Антонов, А.С. Инзин, М.С. Сонин, А.В. Мошкарин, Б.Л. Шельгин. // Вестник ИГЭУ. – Вып. 4, – 2005 г. – С. 138 –140.
4. **Свидетельство** об официальной регистрации программы для ЭВМ №2008612066. Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Асташов Н.С. Автоматизированная обучающая система «Водогрейные котлы». Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ. 25.04.08 г.
5. **Свидетельство** об официальной регистрации программы для ЭВМ №2009615070. Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Асташов Н.С. Автоматизированная обучающая система «Котлы-утилизаторы парогазовых установок ТЭС». Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ. 16.09.09 г.

А.И. Гремякин, руководитель Дирекции перспективного строительства (филиал ОАО «ОГК-6» Рязанская ГРЭС)

НАДСТРОЙКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПАРОСИЛОВОГО ЭНЕРГОБЛОКА 310 МВт СТ. №7 РЯЗАНСКАЯ ГРЭС ГАЗОВОЙ ТУРБИНОЙ ГТЭ-110

Техническое перевооружение энергоблока №7 РГРЭС заключается в надстройке действующего энергоблока 310 МВт газотурбинной установкой ГТЭ-110 производства НПО «Сатурн».

Энергоблок №7 мощностью 310 МВт (паротурбинная часть ранее спроектированного МГД-энергоблока), который состоял из котлоагрегата типа П-74, турбоагрегата К-300-240-4 (ЛМЗ) и турбогенератора ТВВ-320-2ЕУЗ, пущен в эксплуатацию в 1988 г.

Уникальный котлоагрегат П-74 (производства ЗИО, прямоточный, с промперегревом, однокорпусный, газоплотный) паропроизводительностью 1000 т/ч на параметры пара – 255 кгс/см², 545/545 °С спроектирован как котел утилизатор в составе МГД-энергоблока мощностью 570 МВт.

Конструктивное исполнение топки котла (под топкой расположен на отм. 20 м) позволяет с минимальными переделками состыковать выхлоп газовой турбины с котлом. Для утилизации тепла уходящих газов в хвостовых поверхностях нагрева котла в дополнение к уже имевшемуся предвключенному экономайзеру (ПЭКу) установлен (параллельно РВП по газам) газовый подогреватель конденсата (ГПК). Подача конденсата на ГПК осуществляется конденсатными насосами из линии основного конденсата за ПНД-1. ПЭК включен по питательной воде параллельно группе ПВД.

Реконструкция энергоблока № 7 310 МВт филиала ОАО «ОГК-6» Рязанская ГРЭС началась в июне 2008 г., и в мае 2010 г., успешно пройдя комплексное испытание, ПГУ-420 запущен в промышленную эксплуатацию.

Состав реконструированного энергоблока:

- газовая турбина типа ГТЭ-110 $N_n = 110$ МВт производства ОАО «НПО «Сатурн» в комплекте с генератором типа ТТК-110-2УЗ производства ОАО «Тяжмашпривод» г. Лысьва и вспомогательным оборудованием включая КВОУ, в здании, пристроенном к котельному отделению (см. табл. 1);

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели ГТУ-110

Наименование параметра	Базовая номинальная мощность	Пиковая номинальная мощность
Мощность на клеммах электрического генератора, МВт	110	120
КПД эффективный, %	34,5	35
Мощность на выходном фланце (без учета потерь на входе и выходе), МВт	114,5	125
КПД (без учета потерь на входе, выходе и в генераторе), %	36	36,5
Температура на выходе из камеры сгорания, °С	1210	1270
Температура выхлопных газов, °С	517	547
Расход выхлопных газов, кг/с	362±5	362±5
Выбросы оксидов азота не более, мг/м ³	50	–
Степень повышения давления в компрессоре	14,7	15,0
Расход топлива – природный газ, кг/ч	23000	24700
($Q_n^p = 50056$ кДж/кг – по ТП на ГТЭ), нм ³ /ч	33500	36000
Частота вращения ротора ГТЭ-110, об/мин	3000	3000

- котлоагрегат типа П-74 (существующее оборудование с учетом реконструкции подовой части топки котла для приема отработанных газов от ГТУ с установкой подовых горелок, байпасов РВП с установкой ГПК и др.). Температура уходящих газов осталась на прежнем уровне;

- турбоагрегат типа К-300-240 (существующее оборудование с реконструкцией в части узла отвода основного конденсата на рециркуляцию в ГПК, в деаэратор, на всас насосов КЭН-ГПК). Регенерация низкого и высокого давления разгружена, расход пара в конденсатор максимальный более 600 т/ч. Вакуум поддерживается нормативный за счет работы СШО;

- новые газопроводы и оборудование для очистки и компримирования природного газа, включая газовый компрессор фирмы ОАО «Хафи Рус».

Результаты работы надстроенного энергоблока за прошедшее время с выполнением диспетчерского графика нагрузок показали правильность разработанных конструктивных и технологических решений. Сохранена возможность работы энергоблока в автономном режиме с мощностью 310 МВт при плановых и аварийных отключениях ГТУ.

Реконструкция позволила заметно улучшить технико-экономические показатели энергоблока при номинальной нагрузке (табл. 2), а именно:

- увеличить установленную мощность на 110 МВт;
- увеличить годовую выработку электроэнергии на 715 млн. кВт·ч (при числе часов использования 6500 ч/год);
- снизить удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию на 30,6 г/кВт·ч;
- снизить себестоимость электроэнергии за счет снижения топливной составляющей на 9 %;
- повысить конкурентоспособность работы блока на рынке электроэнергии.

Таблица 2. Техничко-экономические показатели работы блока

Наименование	Блок 310 МВт (Автономный режим)	Надстроенный блок (Совместный режим)
Электрическая мощность, МВт	310	420
Расход топлива, т у.т.	96	116,4
К.п.д., %	38,4	42,5
Удельный расход топлива на отп. кВт·ч, г у.т./кВт·ч	320	289,4
Расход эл.энергии на С.Н., %	3,2	4,3
Температура наружного воздуха, °С	17	
Температура циркуды, °С	22	
Расход основного конденсата на ГПК, т/ч	-	400
Расход питательной воды на ПЭК, т/ч	200	500
Температура уходящих газов, °С	90	90

*Г.Д. Баринберг, д.т.н., проф., (Уральский федеральный университет),
А.Е. Валамин, технический директор-главный конструктор СКБт,
А.Ю. Култышев, к.т.н., доцент, заместитель главного конструктора*

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ ЗАО «УРАЛЬСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД» В СОСТАВЕ ПГУ

В последние годы в российской энергетике интенсивно пропагандируется целесообразность повышения эффективности ТЭЦ путем установки на них паровых турбин, работающих в составе парогазовых установок (ПГУ) [1].

Классическая ПГУ с котлом-утилизатором состоит из одной-двух газовых турбин, одного-двух котлов-утилизаторов (КУ), паровой турбины и соответствующего количества генераторов.

На сегодняшний день ЗАО «Уральский турбинный завод» разработаны следующие паровые теплофикационные турбины для работы в составе ПГУ с КУ: Т-53/67-8,0; Т-113/145-12,4; Т-60/85-9,3.

Теплофикационная паровая турбина Т-53/67-8,0 [2] с 2008 года работает в составе ПГУ Минской ТЭЦ-3. В состав ПГУ входит газовая турбина фирмы «Альстом» номинальной мощностью 160 МВт и котел-утилизатор производства фирмы SES (Словакия).

Турбина Т-53/67-8,0 (рис. 1) представляет собой двухцилиндровый агрегат. В конструкции турбины Т-53/67-8,0 реализованы как уже отработанные решения, так и ряд принципиально новые, обусловленные, прежде всего тем, что она проектировалась для работы в составе ПГУ.

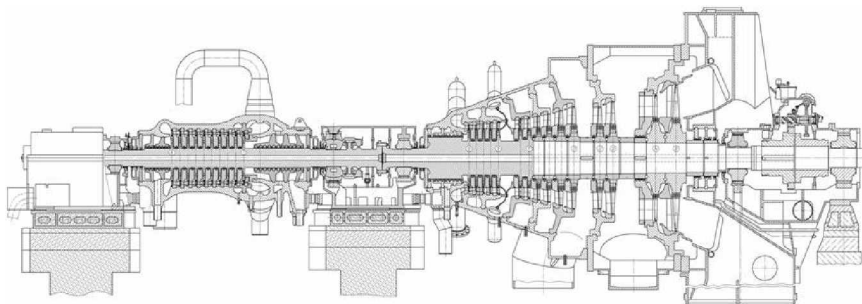


Рис. 1. Паровая турбина Т-53/67-8,0 для двухконтурной ПГУ с КУ

Основные показатели турбины Т-53/67-8,0 на ряде режимов помещены в табл. 1.

Таблица 1. Показатели паровых турбин для ПГУ

Параметр турбины	Марка турбины			
	Т-53/67-8,0		Т-113/145-12,4	
Температура наружного воздуха, °С	-1,6	+15	-1,7	+15
Параметры пара ВД:				
- давление, МПа	7,7	7,7	12,6	12,6
- температура, °С	480,4	488	557,6	562,6
- расход, т/ч	212,5	212,5	316,7	307,4
Параметры пара ПП (ВД+СД с учетом утечек):				
- давление, МПа	-	-	3,01	2,93
- температура, °С	-	-	553,6	560,0
- расход, т/ч	-	-	366,6	355,2
Параметры пара НД:				
- давление, МПа	0,7	0,7	0,483	0,494
- температура, °С	208,7	208	247,7	248,3
- расход, т/ч	60,8	57,2	50,2	45,1
Давление в отопительных отборах пара, МПа:				
- верхнем (при двухступенчатом подогреве сетевой воды)	0,059-0,245	-	0,059-0,245	-
- нижнем (при одноступенчатом подогреве сетевой воды)	0,049-0,196	-	0,049-0,196	-
Температура обратной сетевой воды, °С	50		50	
Тепловая нагрузка, ГДж/ч	570	-	921	-
Электрическая мощность, МВт	53,0	66,5	113,0	145,7
Удельный расход пара, кг/кВт·ч	5,16	4,06	3,69	2,75
Удельный расход теплоты, кДж/кВт·ч	-	10545	-	10162

Турбина работает на скользящих параметрах пара, в ЦВД применено дроссельное парораспределение. Таким образом, в ЦВД отсутствует регулирующая ступень и, соответственно, массивный диск регулирующей ступени. Данное обстоятельство определяет повышенную надежность и маневренность турбины по сравнению с серийными турбинами типа Т-100 всех модификаций.

Пар высокого давления (ВД) от КУ подводится от блока клапанов, состоящего из стопорного клапана с автозатвором и двух регулирующих клапанов, управляемых своими сервомоторами, к корпусу ЦВД четырьмя трубопроводами, симметрично по два снизу и по два сверху. Пар низкого давления (НД) от КУ подводится в промежуточный отсек ЦВД через два блока стопорно-регулирующих клапанов НД.

Турбина снабжена электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ), состоящей из трех основных частей: гидравлической части (ЭГСРиЗ), электрической части (ЭЧСРиЗ) и блока управления и защиты, реализующего в основном функции преобразования электриче-

ских сигналов управления ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ.

Турбина Т-53/67-8,0 комплектуется конденсатором К-3100 поверхностью теплообмена 3100 м² и расходом охлаждающей воды 8000 м³/ч и двумя ПСГ-1300 поверхностью теплообмена 1300 м² и расходом сетевой воды до 3000 м³/ч.

Теплофикационная паровая турбина Т-113/145-12,4 [3] также предназначена для работы в составе ПГУ с КУ и ее на Краснодарской ТЭЦ планируется произвести в начале 2011 года. В состав ПГУ входит газовая турбина фирмы «Mitsubishi Heavy Ind.» М701F4 мощностью 303 МВт и котел-утилизатор производства ОАО «ЭМАльянс», выполненный по проекту фирмы А&Е (Чехия-Австрия).

Паровая турбина Т-113/145-12,4 представляет собой трехцилиндровый агрегат (рис. 2), и отличается значительной новизной конструкций цилиндров турбины, что обусловлено, прежде всего, тем, что она проектировалась для работы в составе трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, а также с высокими параметрами пара высокого давления.

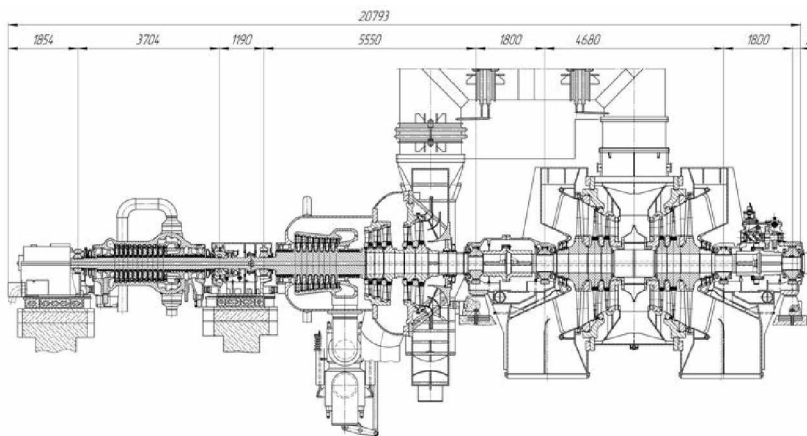


Рис. 2. Паровая турбина Т-113/145-12,4 для трехконтурной ПГУ с промперегревом

В ЦВД применено дроссельное парораспределение. Пар ВД от КУ подводится к блоку клапанов. ЦВД выполнен двухкорпусным с прямоточной схемой движения пара. Первые две ступени ЦВД расположены во внутреннем корпусе. Остальные ступени в наружном. Пар из ЦВД направляется в КУ, где смешивается с паром контура среднего давления

(СД) и, пройдя промперегреватель, поступает в цилиндр среднего давления через два БК СД, которые унифицированы с блоками клапанов ЦСД-1 турбины Т-250/300-240.

ЦСД выполнен двухкорпусным с петлевой схемой течения пара в проточной части. Необходимость такого решения продиктована, главным образом, тем, что при этом зона повышенных температур (зона паровпуска) максимально удаляется от среднего подшипника. В межкорпусное пространство подается пар НД из третьего контура КУ. На трубопроводе подвода пара НД установлены БК НД.

Пройдя ЦСД, пар по перепускным трубам попадает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД), в каждом потоке которого расположены по три ступени: регулирующая ступень ЦНД и две ступени давления унифицированные со ступенями турбины Т-250. Выхлопные части ЦНД по конструкции унифицированы с выхлопными частями турбины Т-250. Средняя часть ЦНД, в отличие от турбины Т-250, выполнена однокорпусной, что позволило снизить металлоемкость конструкции. Для охлаждения последних ступеней на режимах теплового графика в турбине Т-113/145-12,4 реализована система охлаждения ЦНД.

Турбина также, как и все турбины производства УТЗ, снабжена современной микропроцессорной ЭГСРиЗ, в которой в качестве рабочего тела, как наиболее эффективного противопожарного мероприятия, используется вода. Тепловая схема турбоустановки имеет упрощенную систему регенерации НД, состоящую из охладителей основного эжектора, охладителей эжектора уплотнений и сальникового подогревателя. Система регенерации ВД отсутствует.

Турбина Т-113/145-12,4 комплектуется конденсаторной группой КГ2-12000-IV поверхностью теплообмена 12000 м² и расходом охлаждающей воды до 27000 м³/ч и двумя ПСГ-2300 поверхностью теплообмена 2300 м² каждый и расходом сетевой воды до 4500 м³/ч.

Библиографический список

1. **Трухний А.Д.** Выбор профиля маневренных парогазовых установок для новых электростанций России / А.Д. Трухний, И.А. Михайлов // Теплоэнергетика. 2006. № 6, с. 45-49.
2. **Баринберг Г.Д.** Теплофикационная паровая турбина Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2008. № 8. С. 13-24.
3. **Баринберг Г.Д.** Теплофикационная паровая турбина Т-113/145-12,4 для ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2009. № 9. С. 15-23.