

А. А. Тарелин¹, Ю. П. Антипцев¹, И. Е. Аннопольская¹, Н. А. Борисов²

¹Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины, Харьков

²Министерство топлива и энергетики Украины, Киев

МАЛОЗАТРАТНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИНЫ К-300-240 С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННОГО РЕЖИМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТУРБОАГРЕГАТА

Аннотация: Выполнен численный эксперимент и предложены пути модернизации цилиндра низкого давления турбин типа К-300-240 с учетом переменных нагрузок турбоагрегата и потерь энергии в выхлопном патрубке. Приведены конкретные варианты малозатратной модернизации ЦНД, обеспечивающие прирост мощности в диапазоне 1 000–3 500 кВт на один выхлоп. Задача решалась с использованием разработанного в ИПМаш им. А. Н. Подгорного НАН Украины модельно-программного комплекса многоцелевой и многоуровневой оптимизации.

Ключевые слова: турбина, цилиндр низкого давления, малозатратная модернизация, переменный режим.

МАЛОЗАТРАТНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦНД К-300-240 С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННОГО РЕЖИМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТУРБОАГРЕГАТА И ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ВЫХЛОПНОМ ПАТРУБКЕ

Основу тепловой энергетики Украины составляют блочные электростанции с общей установленной мощностью 28,7 тыс. МВт. Из них 42 блока по 282–300 МВт каждый, с суммарной мощностью 12,3 тыс. МВт.

В настоящее время около 90 % энергоблоков ТЭС выработали свой расчетный ресурс – 100 тыс. часов, при этом 51 % энергоблоков перешли за принятую в мировой энергетической практике черту, обозначающую предельный ресурс и физический износ – 200 тыс. часов. Большинство из них в ближайшие пять лет по наработке приблизятся к критически допустимой – 300 тыс. часов [1].

Изношенность оборудования становится причиной повышенного удельного расхода топлива и потери мощности. Кроме того, сейчас существенно изменились условия и режимы эксплуатации турбин. Недостаток маневренных и реактивных мощностей приводит к неоптимальной эксплуатации блоков, перерасходу топлива и ускоренному износу оборудования на ТЭС. Удельный расход топлива для выработки электроэнергии на ТЭС по сравнению с 1991 г. вырос на 17 % и составляет 372 г/кВт·ч (среднемировой – 315 г/кВт·ч.) [1]. Средний КПД ТЭС в Украине не превышает 30 %.

В перспективе ожидается лавинообразное нарастание объемов выработавшего свой ресурс основного энергетического оборудования ТЭС. Так, к 2010 году около 50 % действующего в настоящее время оборудования ТЭС выработает свой ресурс.

Сложившаяся экономическая ситуация в стране вынуждает финансировать модернизацию тепловой энергетики по остаточному принципу и сдерживать цены на продукцию электроэнергетики по сравнению с ростом цен, связанных с повышением эксплуатационных затрат (топливо, запчасти, оборудование и др.). Это приводит к непропорционально быстрому увеличению себестоимости производства электроэнергии, которое не компенсируется адекватным ростом тарифов на нее, и, как следствие, – к невозможности аккумулировать собственные ресурсы на обновление основных фондов.

Относительно высокие ежегодные темпы ввода мощностей в 1976–1987 гг. (2–3 млн кВт/год) снизились до 0,1–0,12 млн кВт/год в период 1991–2001 гг. Резко уменьшилось строительство новых объектов и возросло количество законсервированных и временно приостановленных электростанций. Уменьшились заделы для ввода новых мощностей в будущем.

При критическом дефиците оборотных средств реализуемые мероприятия в отрасли имеют "оперативно-тактический", а не стратегический характер. В разрабатываемых программах развития электроэнергетической отрасли предусматривается, что в ближайшее время она будет развиваться за счет использования имеющегося производственного, технологического и кадрового потенциала, с ограниченными инвестиционными возможностями и, как следствие, при относительно низких темпах структурной перестройки и обновления основных фондов. Принимается, что основой электроэнергетики Украины останутся тепловые электростанции (ТЭС), удельный вес которых в структуре установленной мощности будет не менее 65 %, хотя общая доля выработки электроэнергии ими сохранится на уровне 50 %. Функциональная значимость ТЭС останется высокой, так как они и далее будут основны-

ми источниками резервирования мощности и покрытия переменной части графиков электропотребления в энергосистеме Украины. Вместе с тем анализ фактического состояния оборудования ТЭС показывает, что задачи, поставленные перед тепловой энергетикой, не могут быть выполнены без существенного технического обновления отрасли и широкомасштабной реализации современных перспективных технологий, поскольку конструктивные решения, которые ранее принимались при реконструкции, модернизации, капитальных ремонтах, соответствовали уровню исходных и при замене на эквиваленты практически не обеспечивали повышение КПД и улучшение маневренности турбоагрегата.

С учетом вышесказанного и того, что полное обновление энергопроизводящего оборудования на существующих ТЭС почти нереально, представляется актуальным рассмотрение вопроса о модернизации имеющихся турбоустановок типа К-300-240 на основе внедрения передовых технологий проектирования с учетом современных требований к их эксплуатации.

Одной из исходных позиций для разработки предложений по реконструкции турбин К-300-240, как показал опыт их эксплуатации в настоящее время, является достижение наивысшей эффективности работы турбоагрегата не при 100 %-ой нагрузке, как это было ранее, а в диапазоне 40–70 % от номинальной.

Учитывая вышесказанное, исследуем вопрос о возможностях повышения эффективности турбоустановок типа К-300-240 при модернизации в условиях их функционирования на частичных нагрузках. Для этого необходимо выполнить поиск оптимальных (рациональных) газодинамических и конструктивных параметров проточной части цилиндра низкого давления (ЦНД) и выхлопа в целом.

Для решения этой задачи использовали универсальный модельно-программный комплекс (МПК) многоцелевой и многоуровневой

оптимізації, розробаний в ИПМаш ім. А. Н. Подгорного НАН України [2], введений в реальне проектування на ведущих підприємствах турбо- і авіадвигателестроєння.

В состав МПК входит (как один из предметных модулей) модель расчета осесимметричного потока в ЦНД паровой турбины с учетом потерь в выхлопном патрубке, которая, при ее реализации, позволяет найти решение с учетом графика нагрузок турбоагрегата.

С помощью МПК был выполнен численный эксперимент по оценке путей возможной модернизации ЦНД и выхлопа турбин типа К-300-240. Для этого предварительно был проведен анализ работы 7-го блока Змиевской ТЭС с турбиной К-300-240 в 2004–05 гг. С этой целью использовали данные вахтовых журналов станции, в которых с интервалом 2–4 ч фиксировались электрическая мощность агрегата, расход пара в голову турбины и температура пара в конденсаторе.

В результате обработки данных работы блока получены: расход пара – через последнюю ступень ЦНД, параметры пара – за последней ступенью (P_2 , V_2), объемные расходы пара (GV_2) – соответствующие режимам эксплуатации.

Давление пара P_2 , и объем V_2 за последней ступенью определялись по температуре пара в конденсаторе на линии насыщения, расход пара через последнюю ступень – по расчетной зависимости расхода пара через последнюю ступень от расхода пара в голову турбины. Выполнена также обработка исходных данных и построены диаграммы режимов работы блоков. Гистограмма предпочтительности режимов с фиксированными объемными расходами пара через последнюю ступень в течение промежутка времени, охватывающего практически все сезоны года, приведена на рис. 1.

Здесь же нанесена кривая КПД последней ступени турбины К-300-240, полученная по результатам натурального эксперимента, про-

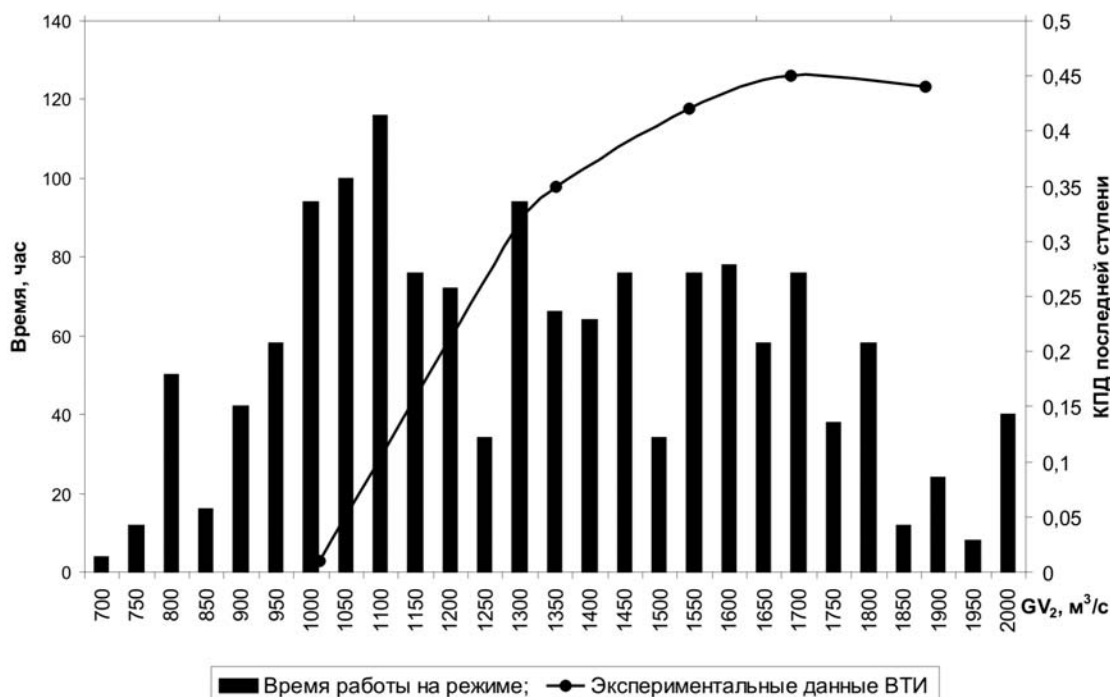


Рис. 1. Гистограмма работы 7-го блока Змиевской ТЭС; КПД последней ступени

веденного в 70-х гг. прошлого столетия Всесоюзным теплотехническим институтом (ВТИ, г. Москва) [3] на Змиевской ТЭС, в результате которого было установлено, что на частичных режимах последняя ступень (ПС) работает с очень низким КПД, а при $GV_2 = 1\ 010\ \text{м}^3/\text{с}$, ($\overline{GV}_2 = 0,53$) попадает в режим вентиляции и начинает потреблять, а не вырабатывать мощность.

С целью оценки достоверности используемого в дальнейшем предметного модуля для определения параметров ЦНД проведено сопоставление результатов расчета с экспериментальными данными.

Учитывая, что в эксперименте [3] замерялась мощность отсека, состоящего из трех последних ступеней, были проведены расчеты для такого же отсека штатного варианта турбины К-300-240 по разработанной методике [2]. Как следует из рис. 2, результаты, полученные по методике, предлагаемой для дальнейшего использования, достаточно хорошо совпадают с экспериментальными данными.

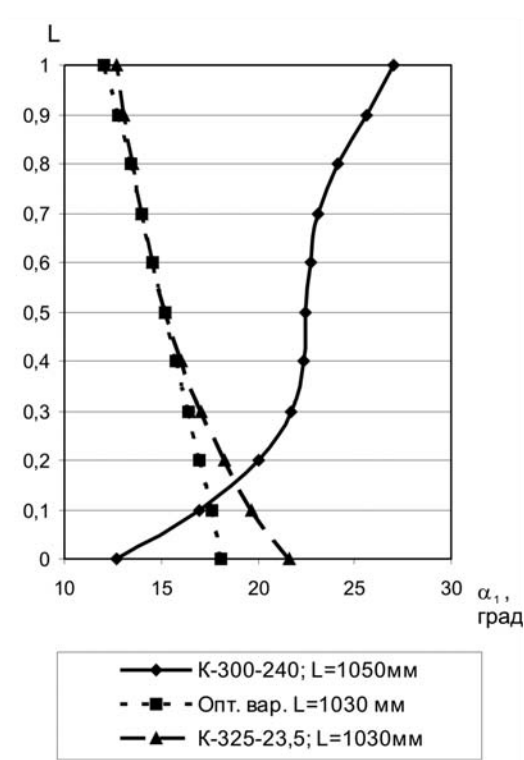


Рис. 3. Распределение углов $\alpha_1 (r)$ по высоте лопатки

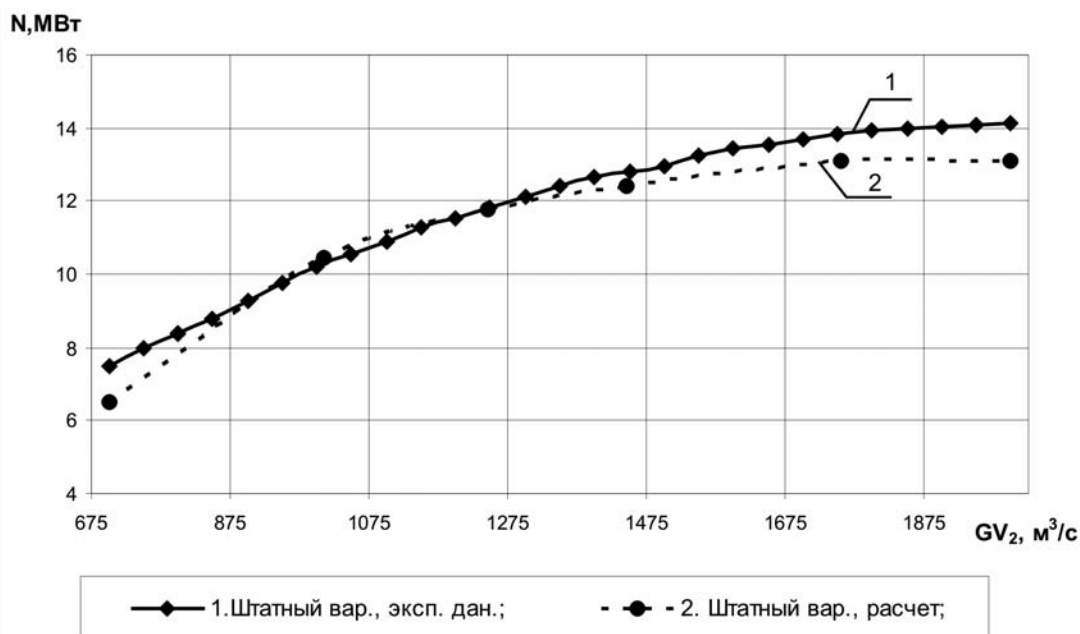


Рис. 2. Мощность отсека (ступени 3, 4, 5) турбины К-300-240

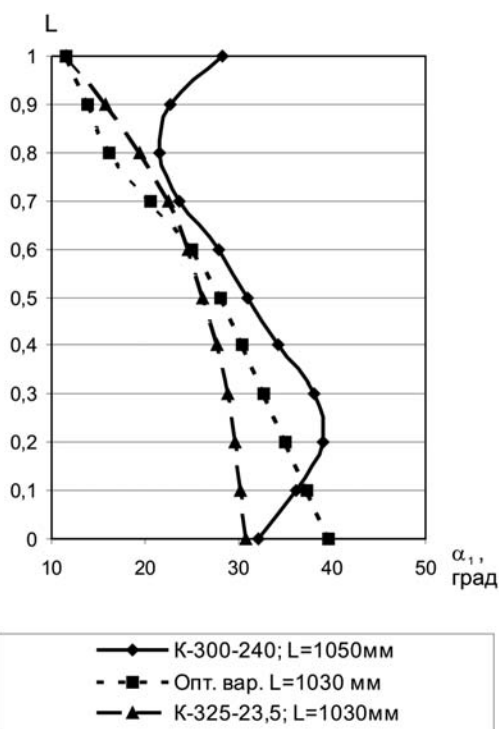


Рис. 4. Распределение углов β_1 (r) по высоте лопатки

Далее, в соответствии с постановкой задачи, приведенной в [4], была проведена оп-

тимизация параметров штатной последней ступени (рабочая лопатка длиной 1 050 мм) с учетом имеющейся характеристики выхлопного патрубка и переменного режима работы турбоагрегата. В результате оптимизации получены иные закрутки направляющей и рабочей лопаток (рис. 3, 4, 5), а прирост мощности по сравнению со штатным вариантом турбины К-300-240 с учетом графика нагрузок составил около 3 000 кВт на один выхлоп.

Этот результат определяется, прежде всего, современной методологией проектирования, учетом режимов функционирования турбоагрегата и потерь энергии в выхлопном патрубке.

Очевидно, что создание новой последней ступени занимает много времени и требует существенных материальных затрат. Поэтому был проведен анализ существующих последних ступеней подобных типоразмеров с целью оценки возможности использования их при малозатратной модернизации. Исследования показали, что ПС с рабочей лопаткой длиной 1 030 мм, созданная на ОАО "Турбоатом" для турбины К-325-23,5 по своим термогазодина-

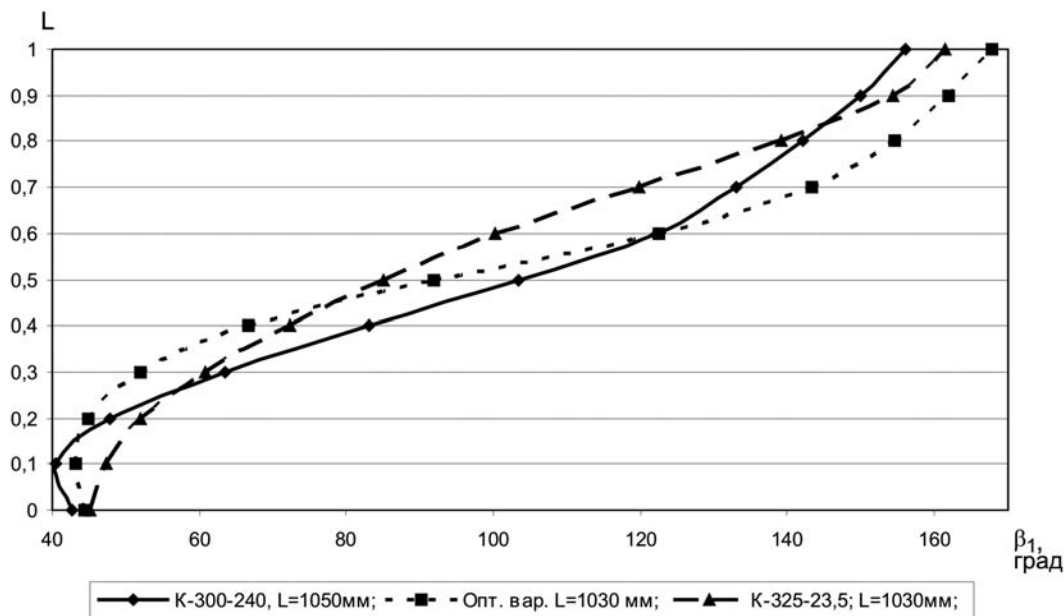


Рис. 5. Распределение углов β_1 (r) по высоте лопатки

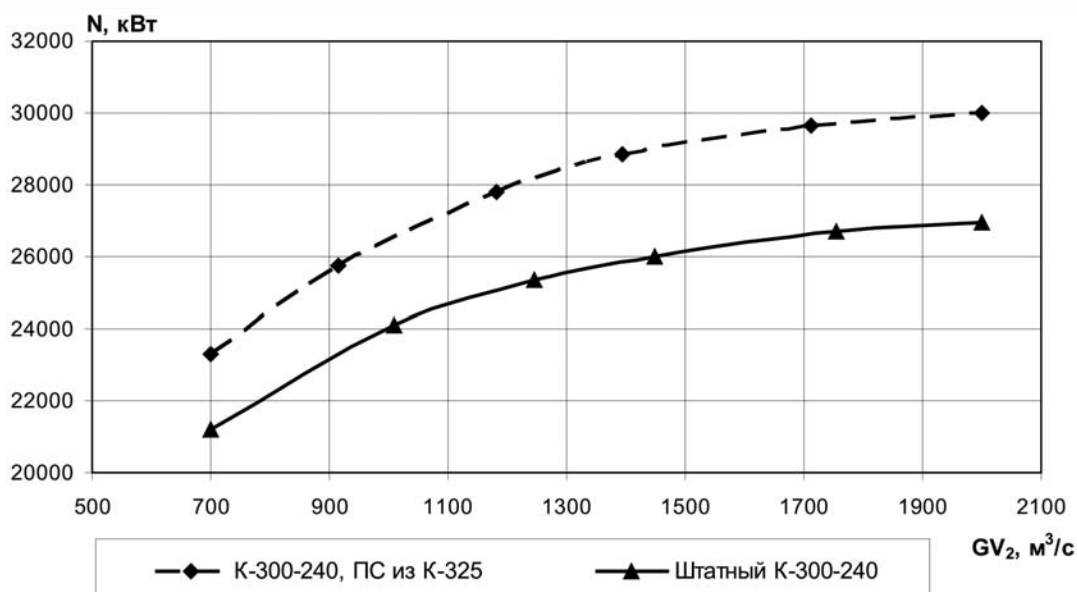


Рис. 6. Мощность штатного и модернизированного ЦНД турбины К-300-240

мическим, конструктивным и интегральным характеристикам сопоставима со ступенью, полученной в результате оптимизации (рис. 3–5). В связи с этим представляется целесообразным провести численный эксперимент по оценке возможности замены последней ступени с рабочей лопаткой длиной 1 050 мм в ЦНД

К-300-240 на ПС из турбины К-325-23,5, оставив остальные ступени без изменения. Геометрические размеры ПС с лопаткой длиной $L = 1\,030$ мм позволяют смонтировать ее с тем же количеством лопаток в существующем старом цилиндре при соответствующем конструктивном решении изменения радиального зазора.

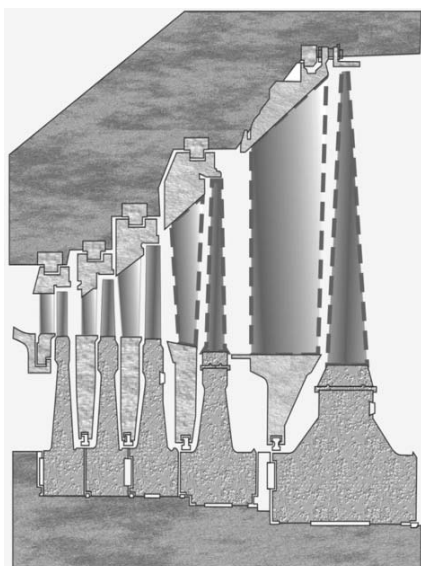


Рис. 7. Замена двух последних ступеней

Далее были проделаны расчеты для этого варианта модернизации ЦНД, состоящего из 4-х ступеней турбины К-300-240 и 5-й – турбины К-325-23,5). Сравнение вырабатываемых штатным и модернизированным ЦНД мощностей приведено на рис. 6.

Численный эксперимент показал, что на номинальном режиме модернизированный ЦНД вырабатывает на 3 100 кВт мощности больше, чем штатный, на режиме 0,7–2 900 кВт, на режиме 0,5–2 400 кВт.

Однако, как следует из результатов исследований, при таком варианте модернизации ЦНД 4-я ступень работает в нерасчетном режиме по сравнению с проектным. Поэтому представлялось целесообразным рассмотреть как вариант модернизации замену 2-х послед-

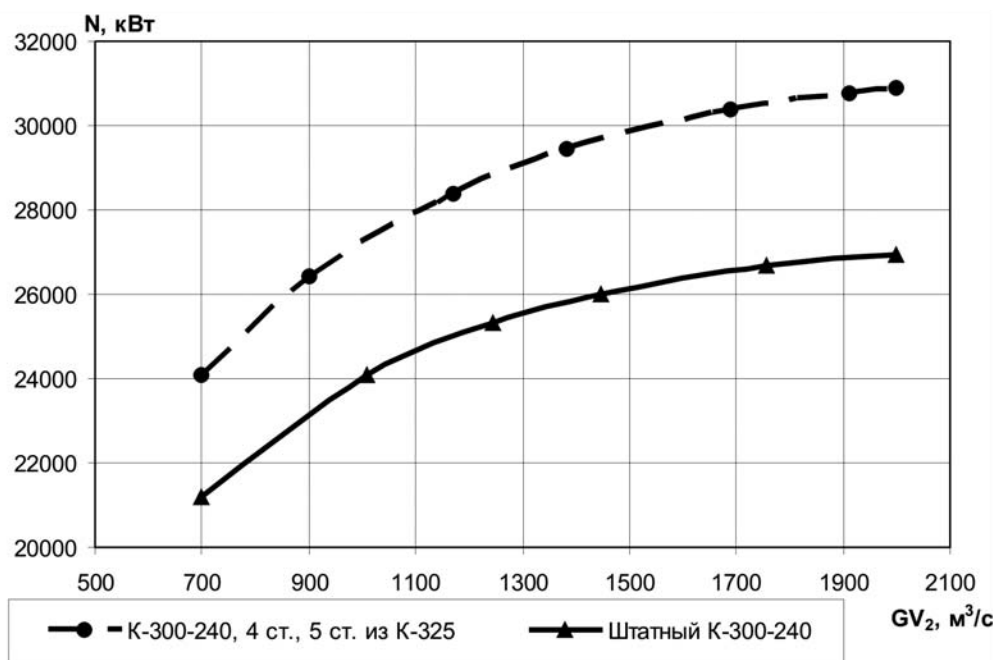


Рис. 8. Мощность штатного и модернизированного ЦНД турбины К-300-240

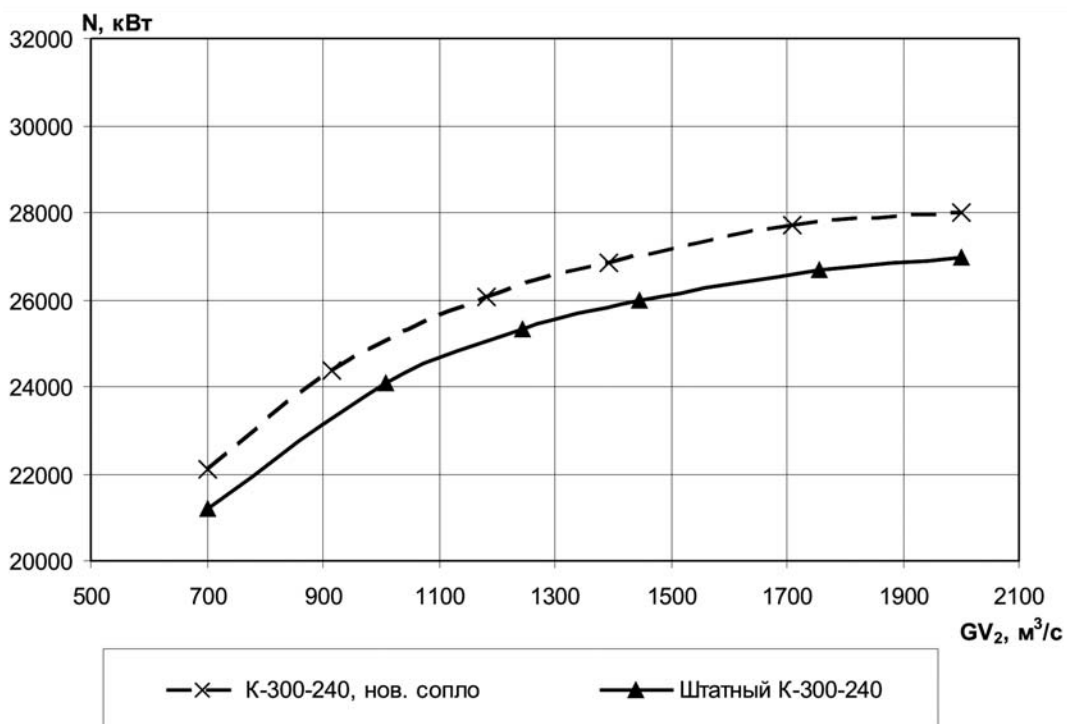


Рис. 9. Мощность штатного и модернизированного ЦНД турбины К-300-240

них ступеней ЦНД турбины К-300-240 на 2 последние ступени турбины К-325-23,5 (рис. 7).

Как показали численные исследования, в этом случае 4-я, 5-я ступени работают в условиях, близких к оптимальным. Кроме того, 3-я ступень в этом случае менее нагружена при эксплуатации, по сравнению со штатным вариантом, что является положительным фактором с точки зрения ее прочности, поскольку, исходя из статистических данных, именно эта ступень наиболее часто подвержена поломкам.

Следует подчеркнуть, что замена двух ступеней обеспечивает прирост мощности по режимам по сравнению со штатным вариантом соответственно: 100 % – 3 750 кВт; 70 % – 3 500 кВт; 50 % – 3 200 кВт на один выхлоп (рис. 8).

Учитывая, что замена одной или двух ПС в целом требует существенных затрат, рассмотрим вариант замены только соплового аппарата штатной ПС, который по капиталовложениям на порядок ниже. В связи с этим была решена задача по поиску оптимального закона закрутки направляющей лопатки ПС без изменения ее основных геометрических

размеров (высота и ширина) для существующей рабочей лопатки длиной $L = 1\ 050$ мм.

Полученный вариант направляющего аппарата имеет обратную закрутку, т. е. уменьшающийся к периферии геометрический угол выхода. При этом ПС характеризуется повышенной реактивностью у корня (около 30 % на номинальном режиме), что обеспечивает более устойчивую ее работу на частичных режимах. Использование такого направляющего аппарата приводит к приросту мощности ЦНД на режимах 100, 70, 50 % соответственно на 1 000, 980, 850 кВт по сравнению со штатным вариантом турбины К-300-240.

Кривая мощности ЦНД с модернизированным соплом приведена на рис. 9.

Был рассмотрен также вариант демонтажа ПС турбины К-300-240, которая при номинальном расходе G и давлении в конденсаторе около 0,78 МПа (соответствует $GV_2 = 1\ 010$ м³/с) работает, как указано выше, в режиме вентиляции.

Полученные результаты исследований сравнивались с расчетно-экспериментальными данными [5], в которых, на основании натурных испытаний [6] и расчета простран-

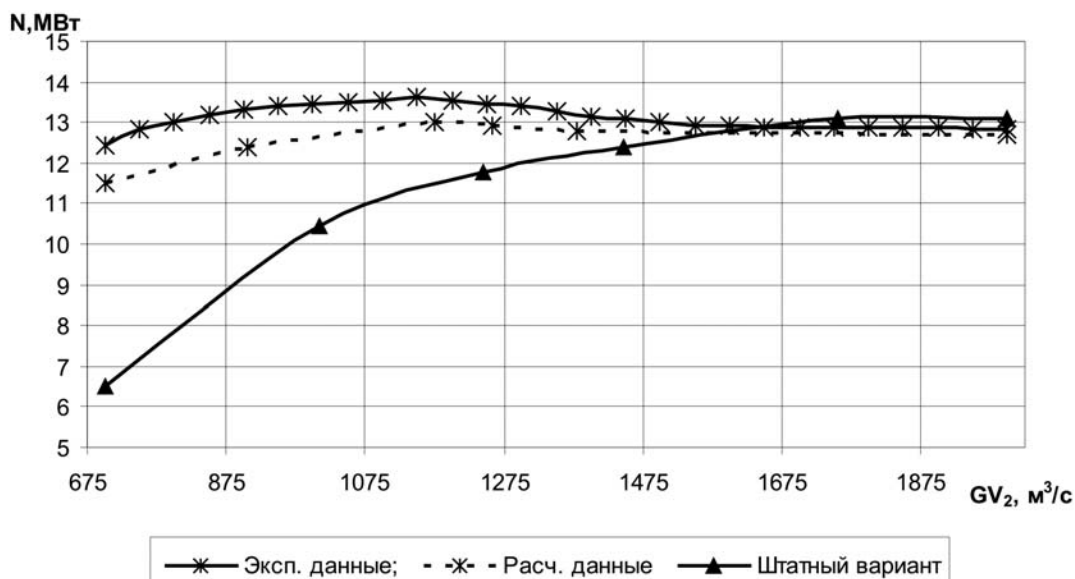


Рис. 10. Мощность отсека (3-я, 4-я ступени, 5-я – демонтирована) турбины К-300-240

венного потока в 3-й и 4-й ступенях ЦНД при работе с демонтированной 5-й ступенью была получена зависимость интегрального КПД отсека из первых 4-х ступеней и КПД 4-ой ступени от GV_2 . Диапазон режимов ограничен режимом $GV_2 = 1\,550\text{ м}^3/\text{с}$, на котором осевая составляющая выходной скорости C_{2z} достигает критического значения. По всей высоте лопатки при дальнейшем увеличении нагрузки изменения параметров не происходит.

Экспериментальная и расчетная зависимости суммарной мощности 3-й и 4-й ступени ЦНД приведены на рис. 10.

В результате демонтажа 5-й ступени происходит потеря мощности на режимах 100–75 % в диапазоне 700–300 кВт соответственно, а на режимах 70–50 % вырабатывается дополнительная мощность от 200 до 300 кВт из-за отсутствия вентиляционных эффектов, создаваемых последней ступенью.

Необходимо также отметить, что для всех вариантов модернизации ЦНД турбины К-300-240 были проведены численные исследования по замене существующего выхлопного патрубка на восстанавливающий (коэффициент потерь энергии в патрубке $\zeta_\pi < 1$).

Эти исследования показали, что в зависимости от выбранного варианта модернизации и графика нагрузок ожидаемый дополнительный прирост мощности может составить от 500 до 1 000 кВт на один выхлоп.

Для предлагаемых вариантов модернизации ЦНД турбины К-300-240 была проведена ориентировочная оценка экономии условного топлива (из расчета 394 г на 1 кВт/ч в 2005 г.) и срока их окупаемости для существующего парка турбин этого типа с учетом усредненного годового графика их нагрузок. Этот расчет показал, что для этих вариантов экономия условного топлива и срок окупаемости составляют соответственно:

- 1) замена двух последних ступеней – 810 000 т; 2 года;

- 2) замена только последней ступени – 705 000 т; 1,5 года;
- 3) замена направляющего аппарата ПС – 240 000 т; 1 год;
- 4) демонтаж последней ступени – 22 950 т; 7 мес.

Таким образом, при модернизации ЦНД и выхлопа в целом турбин типа К-300-240 с учетом переменного режима их функционирования предлагаются следующие конструктивные решения (все данные приведены на один выхлоп):

1. Замена двух существующих ПС турбины К-300-240 на две ПС турбины К-325-23,5, созданной ОАО "Турбоатом" при существующем патрубке. Ожидаемый прирост мощности по сравнению со штатным выхлопом по режимам: 100 %-ая нагрузка – 3 750 кВт; 70 %-ая – 3 500 кВт; 50 %-ая – 3 200 кВт.
2. Замена существующей ПС с рабочей лопаткой длиной $L = 1\,050$ мм на ПС турбины К-325-23,5 с рабочей лопаткой длиной $L = 1\,030$ мм, созданной ОАО "Турбоатом", при существующем патрубке. Ожидаемый прирост мощности по сравнению со штатным выхлопом по режимам: 100 %-ая нагрузка – 3 100 кВт; 70 %-ая – 2 900 кВт; 50 %-ая – 2 400 кВт.
3. Замена штатного направляющего аппарата ПС на сопло с оптимальным распределением углов выхода по высоте направляющей лопатки, обеспечивающим повышенную реактивность у корня (около 30 % на номинальном режиме), уменьшенный градиент реактивности, что приводит соответственно к устойчивой работе турбоагрегата на частичных режимах и способствует уменьшению утечек в радиальный зазор. Ожидаемый выигрыш по мощности по режимам: 100 % – 1 000 кВт; 70 % – 980 кВт; 50 % – 850 кВт.
4. Демонтаж последней ступени. На номинальном режиме и при 80 %-ой нагрузке возможна потеря мощности соответственно

700 и 300 кВт, а на режимах 70 % и 50 % ожидаемая дополнительная выработка мощности составит соответственно 200 и 300 кВт.

5. Замена имеющегося патрубка на современный существующий выхлопной патрубков с коэффициентом потерь энергии $\zeta_{\pi} < 1$ (восстанавливающий патрубок) для предложенных вариантов модернизации (п. п. 1–4) приведет к дополнительному приросту мощности от 500 до 1 000 кВт.

Целесообразность выбора того или иного технического предложения обусловлена степенью износа ЦНД, условиями функционирования конкретной турбоустановки, а также финансовыми возможностями ТЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Борисов Н. А.** Основные проблемы развития ТЭС в Украине и пути их решения на среднесрочную перспективу. // Энергетика и электрификация.

– 2002, N 5. – С. 8–13.

2. **Тарелин А. А., Антипцев Ю. П., Аннопольская И. Е.** Основы теории и методы создания оптимальной последней ступени паровых турбин. – Харьков: Контраст, 2001. – 224 с.
3. **Лагун В. П., Симою Л. Л.** Газодинамические исследования проточной части низкого давления мощных паровых турбин. // Сб. науч. тр. ВТИ. Котельные и турбинные установки энергетических блоков. – М., 1971. – С. 52–58.
4. **Тарелин А. А., Антипцев Ю. П., Аннопольская И. Е., Борисов Н. А.** Методика оценки эффективности и оптимизация характеристик выхлопа турбоустановок в условиях покрытия пиковых нагрузок. // Проблемы машиностроения, 2005. – 8, № 4. – С. 3–7.
5. **Зайцев М. В., Слитенко О. Н., Шведова Т. И.** Расчет выработки электроэнергии отсеком ступени ЦНД турбины К-300-240 с учетом режимов эксплуатации. // Вестник Национального технического университета "ХПИ" "Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование", 2005. – С. 102–107.
6. **Лагун В. П., Симою Л. Л.** Основные результаты газодинамических исследований последних ступеней натурального ЦНД турбины К-300-240 ХТГЗ. // Отчет о НИР/ ВТИ. – М., 1969. – 186 с.

А. О. Тарелін, Ю. П. Антипцев, І. Є. Аннопольська, М. А. Борисов. МАЛОВИТРАТНА МОДЕРНІЗАЦІЯ ЦИЛІНДРА НИЗЬКОГО ТИСКУ ТУРБІНИ К-300-240 З УРАХУВАННЯМ ЗМІННОГО РЕЖИМУ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТУРБОАГРЕГАТУ.

Анотація: Виконано чисельний експеримент та вказані шляхи щодо модернізації циліндра низького тиску турбін типу К-300-240 з урахуванням змінних навантажень турбоагрегата та втрат енергії у вихлопному патрубку. Наведено конкретні варіанти маловитратної модернізації ЦНД, що забезпечують приріст потужності в діапазоні 1 000–3 500 кВт на один вихлоп. Задача вирішувалась з використанням модельно-програмного комплексу багатопільової та багаторівневої оптимізації, який розроблено в ІПМаш ім. А. М. Підгорного НАН України.

Ключові слова: турбіна, циліндр низького тиску, маловитратна модернізація, змінний режим.

A. A. Tarelin, Yu. P. Antiptsev, I. Ye. Annopol'skaya, N. A. Borisov. LOW-COST UPGRADING OF THE LOW-PRESSURE CYLINDER IN K-300-240 TURBINE TAKING INTO ACCOUNT VARYING DUTY OF THE TURBOSET.

Abstract: The computational experiment has been conducted and ways of upgrading the low-pressure cylinder (LPC) in the turbine type K-300-240 have been suggested taking into account the turboset load schedule and energy loss in the exhaust. Concrete alternatives of low-cost LPC upgrading have been given, which ensure a power boost within the range of 1,000-3,500 kW per exhaust. The problem has been solved using a simulation-program package for multiobjective and multilevel optimisation developed at A.N.Podgorny IPMash NAS of Ukraine.

Keywords: turbine, low-pressure cylinder, low-cost upgrading, varying duty.

Надійшла до редакції 05.05.06