

ПУТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК МАРКИ НК ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭЦ

©2009 В. В. Бирюк¹, Е. А. Ларин², Д. Г. Федорченко³, Л. П. Шелудько⁴

¹Самарский государственный аэрокосмический университет

²Саратовский государственный технический университет

³СНТК им. Н.Д.Кузнецова

⁴Самарский государственный технический университет

Рассмотрены актуальные вопросы и возможные пути модернизации действующих ТЭЦ по парогазовой технологии с использованием мощных и экономичных ГТУ марки НК. Показано, что парогазовые надстройки позволяют при умеренных капиталовложениях значительно повысить рабочую мощность и экономичность ТЭЦ с обеспечением их уверенного выхода на конкурентный энергетический рынок даже в летний период и при сниженных тепловых нагрузках.

Энергетическая установка, газотурбинная установка, электрическая станция, двигатель НК, парогазовая надстройка

Среди отечественных и зарубежных энергетических установок, созданных на базе конвертированных авиадвигателей, по мощности, экономичности и моторесурсу приоритетны двигатели марки НК. Наряду с широким использованием двигателей НК на десятках компрессорных станций магистральных газопроводов перспективным направлением их применения является «малая» и «большая» энергетика.

Особенно актуальна задача технического перевооружения электрических станций, учитывая, что более 65% оборудования физически и морально изношены и имеют низкую тепловую экономичность. Наиболее остры эти вопросы для региональных ТЭЦ, установленная мощность которых составляет около 30% от мощности всех электростанций страны. Модернизация электростанций по парогазовым технологиям является основным путем повышения тепловой экономичности.

Использование двигателей НК в составе парогазовых установок позволит осуществлять эффективное техническое перевооружение электростанций, прежде всего региональных теплоэлектроцентралей. Большинство из них находятся в эксплуатации многие десятилетия, достигли высокой степени физического и морального износа. Вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего энергетического оборудования на ТЭЦ значительно превысил ввод новых генерирующих мощностей.

К тому же в перестроечный период 90-х годов из-за экономического спада были значительно уменьшены промышленные тепловые нагрузки, что привело к снижению экономически эффективной комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. В результате уменьшилась рабочая мощность, не используется значительная часть их установленной мощности, заметно снизилась тепловая экономичность, возросла себестоимость производимой энергии, особенно при работе ТЭЦ в летний период и при пониженных тепловых нагрузках.

В процессе произошедшего реформирования энергетики - создания крупного энергетического холдинга РАО ЕЭС и его последующего разделения на территориальные генерирующие компании (ТГК) - ряд регионов страны, особенно имевших на своей территории ГЭС и АЭС, оказались энергодефицитными. Например, в Самарской области в отопительный период местные ТЭЦ покрывают только около 70, а в неоперативный - порядка 50% потребляемых электрических нагрузок. Недостаточное собственное производство электроэнергии компенсируется ее поставками с оптового энергетического рынка, преимущественно от АЭС, ГЭС и КЭС.

Правительством РФ утверждена Инвестиционная программа тепловых генерирующих компаний на 2006 – 2010 гг, предусматривающая новое строительство, модер-

низацию и реконструкцию энергетического оборудования тепловых электростанций.

В этой программе, разработанной до наступления кризиса, была предусмотрена реконструкция и техническое перевооружение по парогазовой технологии нескольких десятков ТЭЦ России. Намечалось установить в составе парогазовых установок семнадцать ГТ-160 мощностью 160 МВт, одну ГТ-110, тридцать ГТ-65, двенадцать ГТУ с мощностью от 28 до 45 МВт, и пять ГТУ мощностью 16 ... 20 МВт.

Из-за явно недостаточного производства нашими моторостроительными предприятиями мощных ГТУ отечественного производства в программе намечалось использование импортных ГТУ мощностью 60...70 МВт. Серийное производство и широкое применение в энергетике мощной отечественной ГТЭ-110, находящейся в опытно-промышленной эксплуатации на Ивановской ГРЭС, практически осуществимо не ранее чем через 5 лет. Из-за высокой стоимости, дисконтированные сроки окупаемости парогазовых надстроек ТЭЦ с импортными энергоагрегатами оказываются больше 15...17 лет. В кризисных условиях экономики приобретение импортных ГТУ становится практически нереальным.

Проведенный анализ возможных путей модернизации существующих ТЭЦ по парогазовым технологиям показывает, что экономически целесообразна их надстройка ГТУ с котлами – утилизаторами (КУ), подающими вырабатываемый пар в главные паропроводы, и с использованием работоспособных паровых турбин. Увеличение мощности и выработки электроэнергии происходит как за счет ГТУ, так и вследствие дополнительного повышения мощности паровых турбин при расширении в них пара вытесненных регенеративных отборов. При этом в случае сохранения того же расхода пара на турбины, что и до надстройки ТЭЦ, снижается паропроизводительность энергетических котельных агрегатов станции вследствие выработки пара в котлах – утилизаторах. В результате может значительно снизиться удельный расход топлива на выработанную электроэнергию.

Техническое перевооружение ТЭЦ можно осуществить и без привлечения зару-

бежных инвестиций за счет использования отечественных конвертированных ГТУ. Для этого необходимо в кратчайшие сроки начать серийное производство мощных конвертированных энергетических ГТУ. Для надстроек ТЭЦ наиболее подходят разработанные в СНТК им. Н.Д.Кузнецова ГТУ типов НК-37 и НК-37-1. Имеется положительный опыт использования НК-37 для модернизации Безымянской ТЭЦ и Казанской ТЭЦ-1. Наиболее перспективно применение для реконструкции ТЭЦ ГТУ НК-37-1. Но для выработки в КУ перегретого пара стандартных параметров необходима установка камеры дожигания.

Расчетный анализ показывает, что по тепловой экономичности и удельным капзатратам еще более эффективна, чем НК-37-1, её модификация - НК-37-2. Она может быть создана в короткие сроки с использованием турбокомпрессора от НК-37-1 и установкой камеры дожигания перед новой силовой турбиной. При температуре газа перед силовой турбиной порядка 900°С мощность ГТУ возрастет до 36...38 МВт, повысится температура газа перед КУ, увеличится его паропроизводительность и будет обеспечена выработка пара требуемых параметров. Это позволит значительно увеличить электрический КПД парогазовых надстроек и применять ГТУ НК-37-2 на ТЭЦ с различными начальными параметрами пара - 3, 9, и 13 МПа.

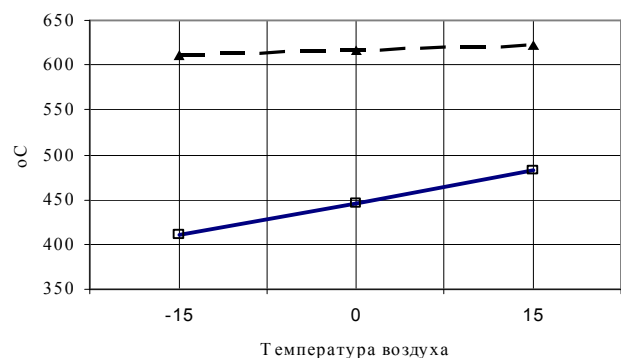


Рис. 1. Температура газа на выходе из силовой турбины:
 — ГТУ НК-37-1, - - - ГТУ НК-37-2

Планируя модернизацию ТЭЦ на базе парогазовых технологий, нужно иметь в виду, что в зимний период работы ТЭЦ значительно экономичнее чем КЭС, но летом при работе на конденсационном режиме, при

электрическом КПД 24...30%, ТЭЦ оказываются неконкурентоспособными на энергетическом рынке. Поэтому конденсационная выработка электроэнергии на ТЭЦ предельно ограничена и в результате в неотапливаемые периоды рабочая электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ оказывается значительно ниже их установленной мощности.

В то же время потери при транспорте электроэнергии от удаленных мощных КЭС и АЭС к региональным потребителям достигают 20%, а при выработке электроэнергии на местных ТЭЦ и её поставках по внутриобластным ЛЭП не превышают 10...12%. Таким образом, если исходить из условия равенства удельных расходов топлива на электроэнергию, получаемую потребителями от КЭС и ТЭЦ, электрический КПД КЭС должен быть выше, чем ТЭЦ, на 2...2,5 абсолютных процента. Это означает, что при КПД большинства КЭС порядка 37...39%, для конкурентного выхода ТЭЦ на энергетический рынок нужно, чтобы при работе в конденсационном режиме их электрический КПД составлял 35...36,5%.

На рис.2 изображены принципиальные тепловые схемы надстройки с использованием НК-37-1 и НК-37-2 при работе ТЭЦ с конденсационной выработкой электроэнергии. Острый пар, вырабатываемый в КУ, подается в главный паропровод станции. КУ снабжен газодводящим подогревателем конденсата (ГВП1). Питательная вода для КУ деаэрируется в деаэраторе низкого давления.

Пусть расход пара на паровую турбину ТЭЦ после ее надстройки ГТУ не изменяется ($D_0 = const$). Тогда увеличение электрической мощности нетто ТЭЦ

$$\Delta N_{Э1}^{ТЭЦ.Н} = N_{Э.НАД}^{ГТУ.Н} + \Delta N_{Э1}^{ПТ.Н} - N_{ДГК},$$

где $N_{Э.НАД}^{ГТУ.Н}$, $\Delta N_{Э1}^{ПТ.Н}$, $N_{ДГК}$ - мощность газотурбинной установки, увеличение мощности паровой турбины за счет расширения в ней вытесненных КУ регенеративных отборов пара на подогреватели высокого давления (ПВД) и мощность дожимного газового компрессора.

Средний расход пара на ПВД уменьшается практически пропорционально снижению расхода питательной воды котельного

агрегата $\Delta D_{ПВД}^{ПВД} = \Delta D_{КА}$, поэтому $\Delta D_{РЕГ}^{ПВД} = D_{КУ} \varphi_2$.

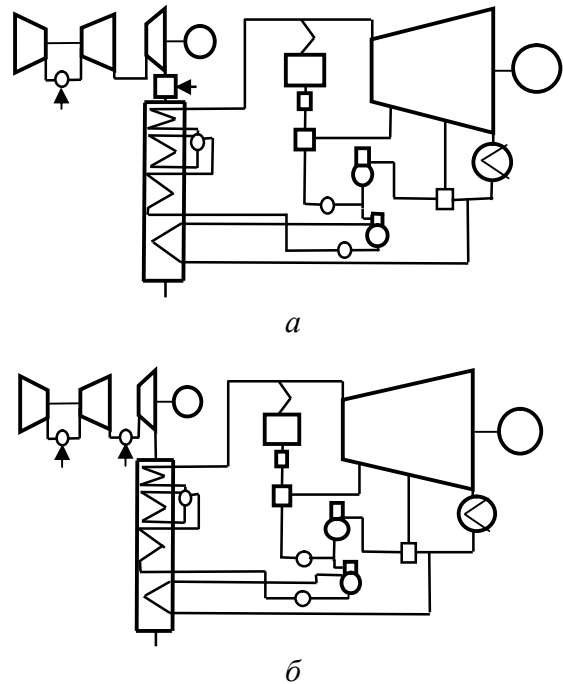


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема надстройки ТЭЦ с НК-37-1 (а) и НК-37-2 (б)

За счет подогрева части основного конденсата турбины $D_{ОК}$ в газодводящем подогревателе (ГВПк) КУ частично вытесняется регенеративный отбор пара на её подогреватели низкого давления (ПНД): $\Delta D_{ПНД}^{РЕГ} = \varphi_1 D_{ОК}$, с его последующим расширением в турбине.

$$\Delta N_{Э}^{ПТ.Н} = [\varphi_2 D_{КУ} (i_{ПВД} - i_K) + \varphi_1 D_{ОК} (i_{ПНД} - i_K)] \eta_{МГ} (1 - \alpha_{СН})^2$$

где $D_{ОК} = \frac{D'_{КУ} (i_S^{ДВД} \eta - i_S^{ДНД})}{i_S^{ДВД} \eta - i_{ГВП}}$; $\varphi_2 = \frac{\Delta i_{РЕГ}^{ПВД}}{q_{ПВД}}$;

$\varphi_1 = \frac{\Delta i_{РЕГ}^{ПНД}}{q_{ПНД}}$; $D'_{КУ}$ - расход питательной воды КУ; $i_S^{ДВД}$, $i_S^{ДНД}$, $i_{ГВП}$ - энтальпии насыщения в ДВД, ДНД и основного конденсата на входе в ГВПк; $q_{ПВД}$, $q_{ПНД}$, $\Delta i_{РЕГ}^{ПВД}$, $\Delta i_{РЕГ}^{ПНД}$ - удельная теплота конденсации пара ПВД и ПНД, удельный подвод тепла к питательной воде и основному конденсату в ПВД и ПНД.

При анализе вариантов надстройки минимальный температурный напор в испари-

тельной части КУ принят: $\Delta t_{\min}^{ИСП} = 15^\circ\text{C}$, а для варианта с НК-37-1 температура газа после камеры дожигания (перед КУ) $t_{\text{ВХ}}^{КУ} = 554^\circ\text{C}$.

Индексом «1» в дальнейшем обозначены показатели для первого варианта надстройки - с ГТУ НК-37-1, а «2» для второго варианта - с НК-37-2.

Теплота подведенного топлива для первого $\Delta Q_{ТЭЦ1} = Q_{КС} + Q_{КД}^{КУ} - \Delta Q_{КА1}$ и второго вариантов $\Delta Q_{ТЭЦ2} = Q_{КС} + Q_{КД}^{СТ} - \Delta Q_{КА2}$.

$Q_{КС}, Q_{КД}^{КУ}, Q_{КД}^{СТ}$ - теплота топлива, подведенного в камеру сгорания ГТУ, в камере дожигания перед КУ и в камере дожигания перед силовой турбиной;

$\Delta Q_{КА1}, \Delta Q_{КА2}$ - снижение расхода тепла топлива в КА за счет генерации пара в КУ.

Электрический КПД надстройки с НК-

$$37-1 \quad \eta_{\text{Э1}}^{\text{НАД}} = \frac{\Delta N_{\text{Э1}}^{\text{ТЭЦ}}}{\Delta Q_{\text{ТЭЦ1}}} \quad \text{и с НК-37-2}$$

$$\eta_{\text{Э2}}^{\text{НАД}} = \frac{\Delta N_{\text{Э2}}^{\text{ТЭЦ}}}{\Delta Q_{\text{ТЭЦ2}}}.$$

Пусть производится надстройка устаревшей ТЭЦ с параметрами пара 9 МПа и 510°C одной ГТУ НК-37-1 с КУ. При температуре воздуха 5°C надстройка будет иметь следующие расчетные показатели:

- паропроизводительность КУ

$$D_{\text{КУ}} = 13,43 \text{ кг/с};$$

- суммарная электрическая мощность

$$\text{надстройки } N_{\text{Э}}^{\text{НАД}} = 29035 \text{ кВт}, \text{ мощность ГТУ}$$

$$N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 28957 \text{ кВт}, \text{ дополнительная мощность}$$

$$\text{паровой турбины } \Delta N_{\text{Э}}^{\text{ПТ}} = 1277 \text{ кВт}, \text{ мощ-}$$

$$\text{ность ДГК } N_{\text{ДГК}} = 1200 \text{ кВт}. \text{ Электрический}$$

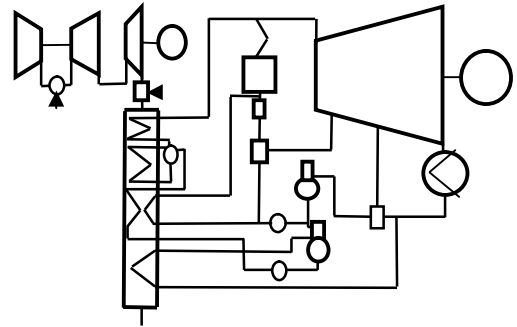
$$\text{КПД надстройки } \eta_{\text{Э}}^{\text{НАД}} = 49,1\%.$$

$$\text{Для надстройки с НК-37-2 - } D_{\text{КУ}} = 17,47 \text{ кг/с},$$

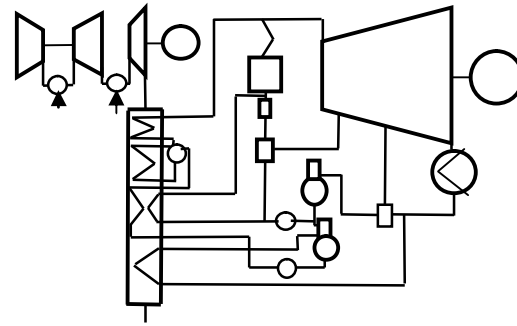
$$N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 35861,6 \text{ кВт}, \Delta N_{\text{Э}}^{\text{ПТ}} = 1662 \text{ кВт}, N_{\text{ДГК}} =$$

$$1250 \text{ кВт}, N_{\text{Э}}^{\text{НАД}} = 36273 \text{ кВт}, \eta_{\text{Э}}^{\text{НАД}} = 57,66\%.$$

Одним из путей повышения экономичности парогазовой надстройки является применение параллельной схемы подогрева питательной воды котельного агрегата – как в ПВД паровой турбины, так и в газовой нагревателе КУ (в ГВП2).



а



б

Рис. 3. Параллельная схема надстройки с ГТУ НК-37-1 (а) и НК-37-2 (б)

Это мероприятие позволяет за счет дополнительного расширения вытесненных регенеративных отборов пара увеличить мощность паровой турбины на $\Delta N_{\text{Э}}^{\text{ПТ}}$, а также уменьшить расход тепла топлива $\Delta Q'_{КА}$ в котельном агрегате ТЭЦ. Соответственно, для вариантов 1 и 2

$$\Delta N_{\text{Э1}}^{\text{ПТ.Н}} = [\phi_2(1 + \omega)D_{\text{КУ1}}(i_{\text{ПВД}} - i_{\text{К}}) +$$

$$\phi_1 D'_{\text{ОК1}}(i_{\text{ПВД}} - i_{\text{К}})]\eta_{\text{МГ}}(1 - \alpha_{\text{СН}}),$$

$$\Delta N_{\text{Э2}}^{\text{ПТ.Н}} = [\phi_2(1 + \omega)D_{\text{КУ2}}(i_{\text{ПВД}} - i_{\text{К}}) +$$

$$\phi_1 D'_{\text{ОК2}}(i_{\text{ПВД}} - i_{\text{К}})]\eta_{\text{МГ}}(1 - \alpha_{\text{СН}}),$$

$$\Delta Q_{\text{ТЭЦ1}} = Q_{\text{КС}} + Q_{\text{КД}}^{КУ} - \Delta Q_{\text{КА1}} - \Delta Q'_{\text{КА1}},$$

$$\Delta Q_{\text{ТЭЦ2}} = Q_{\text{КС}} + Q_{\text{КД}}^{\text{СТ}} - \Delta Q_{\text{КА2}} - \Delta Q'_{\text{КА2}}.$$

Здесь $\omega = \frac{\Delta D_{\text{ПВД}}}{D_{\text{КУ}}}$ - доля подогрева питатель-

ной воды котельного агрегата в ГВП2.

На рис. 4 - 7 приведены результаты расчетов тепловых схем первого и второго вариантов надстроек, как с обычной схемой, так и с параллельным подогревом питательной воды энергетического котла (КА).

Из графика на рис. 7 видно, что наибольшее влияние на электрический КПД

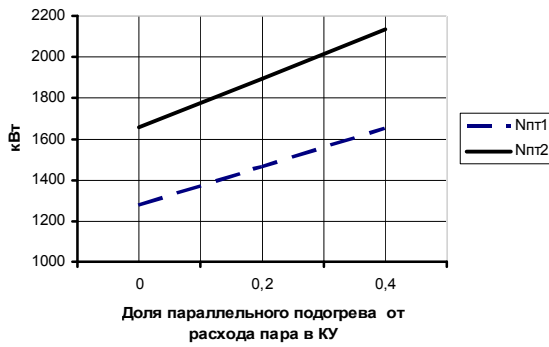


Рис. 4. Увеличение мощности паровой турбины при параллельной схеме в вариантах с НК-37-1 и НК-37-2

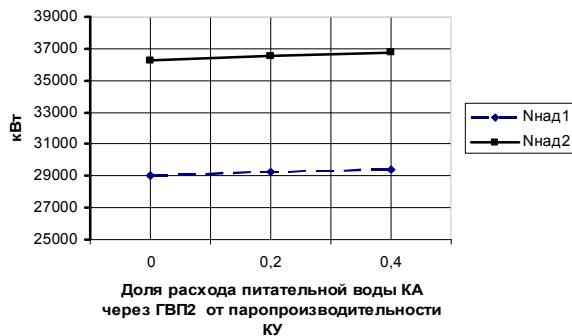


Рис. 5. Электрическая мощность надстроек с НК-37-1 и НК-37-2 при параллельной схеме

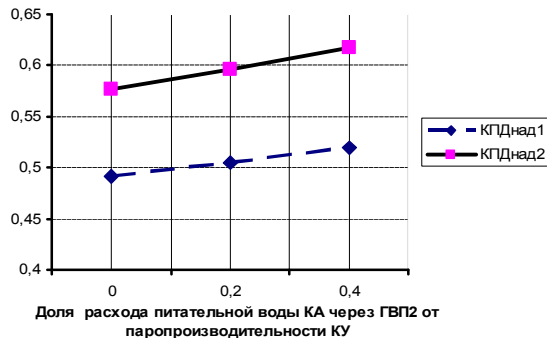


Рис. 6. КПД надстройки ТЭЦ НК-37-1 и НК-37-2 при параллельной схеме

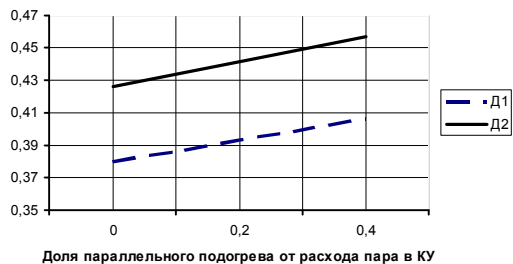


Рис. 7. Относительное снижение расхода топлива в КА от расхода топлива в КС и КД в вариантах с НК-37-1 и НК-37-2 при параллельной схеме

надстройки оказывает уменьшение паропроизводительности и расхода топлива в котельном агрегате из-за выработки пара в КУ и подогрева части питательной воды КА в ГВП2.

Расчетный анализ показывает:

- при режимах работы ТЭЦ с тем же расходом пара на турбину, что и до надстройки, при параллельной тепловой схеме ($\omega = 0,4$), электрическая мощность надстройки за счет дополнительного расширения пара вытесненных регенеративных отборов на ПВД и ПНД увеличивается на 1,65...2,12 МВт;

- за счет уменьшения расхода топлива в КА, при выработке в КУ пара стандартных параметров и вследствие дополнительного увеличения мощности паровых турбин, электрический КПД надстройки наиболее существенно повышается в варианте 2 с НК-37-2 и параллельной схемой подогрева питательной воды;

- дожигание топлива перед силовой турбиной позволяет снизить концентрацию оксидов азота в уходящих газах ГТУ.

Как ранее отмечалось, для выхода ТЭЦ на конкурентный энергетический рынок ее электрический КПД при конденсационном режиме работы должен находиться на уровне не ниже 35...36,5%.

Пусть на реконструируемой ТЭЦ был введен в эксплуатацию парогазовый блок, в состав которого входит ГТУ с КУ, существующие КА и паровая турбина ТЭЦ. Проанализируем характер изменения показателей парогазового блока при конденсационном режиме работы паровой турбины. В связи с тем, что на ТЭЦ имеется «запертая» конденсационная мощность, рассмотрим изменение показателей блока при увеличении расхода пара на паровую турбину, зависящего от охлаждающей способности градирен, с соответствующим повышением паропроизводительности и расхода топлива в КА. Используя ранее приведенные обозначения, электрическую мощность паровой турбины и расход тепла топлива в КА можно выразить следующими формулами

$$N_{\text{Э}}^{\text{ПТ.Н}} = D_0[(i_{\text{ПТ}} - i_{\text{К}}) - \phi_2(i_{\text{ПВД}} - i_{\text{К}}) -$$

$$\phi_1 \frac{1 - \phi_2}{1 + \phi_1} (i_{\text{ПНД}} - i_{\text{К}})] \eta_{\text{МГ}} (1 - \alpha_{\text{СН}}),$$

$$Q_{\text{КА}} = D_0(i_{\text{ПТ}} - i_{\text{ПВ}}) / \eta_{\text{КА}},$$

где $i_{\text{ПТ}}$, $i_{\text{ПВД}}$, $i_{\text{ПНД}}$, $i_{\text{К}}$, $i_{\text{ПВ}}$ - энтальпии перегретого пара, средние энтальпии отборов на ПВД и ПНД, на входе в конденсатор и питательной воды КА.

По аналогии с выше изложенным, суммарная электрическая мощность паровой

турбины парогазового блока
 $N_{\Sigma}^{ПТ.Н} = N_{\Sigma}^{ПТ.Н} + \Delta N_{\Sigma}^{ПТ.Н}$, его электрическая мощность

$$N_{\Sigma.БЛ}^{ТЭЦ.Н} = N_{\Sigma.НАД}^{ГТУ.Н} + N_{\Sigma}^{ПТ.Н} + \Delta N_{\Sigma}^{ПТ.Н} - N_{ДГК}$$

и теплота потребляемого топлива

$$Q_{БЛ} = (B_{КС} + B_{КД})Q_{Н}^P + Q_{КА} - \Delta Q_{КА\Sigma}$$

На рис. 8 и 9 показано влияние расхода пара подводимого к паровой турбине и работающей в конденсационном режиме, на электрическую мощность парогазового блока в вариантах с ГТУ НК-37-1 и НК-37-2 выполненных по обычной схеме, а рис.10 и 11 характеризуют изменение электрического КПД 1 и 2 вариантов парогазового блока как при обычной, так и при параллельной схеме подогрева питательной воды.

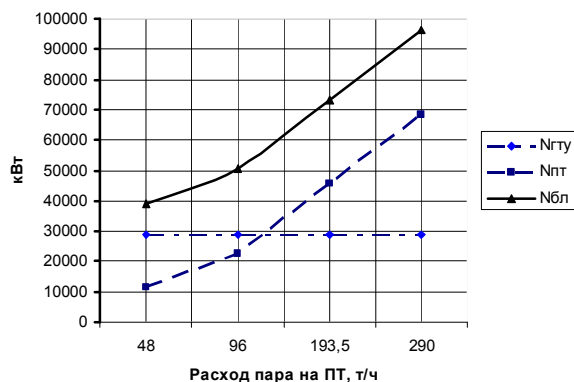


Рис. 8. Мощность блока с НК-37-1

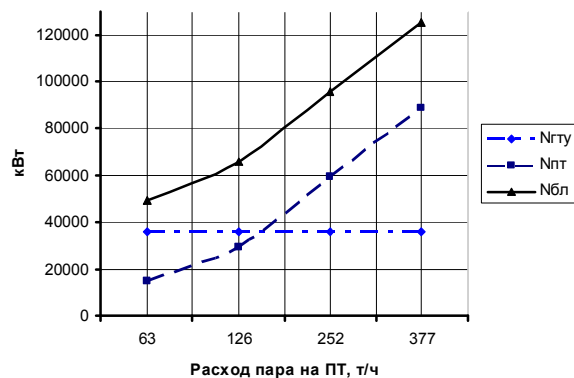


Рис. 9. Мощность блока с НК-37-2

Из приведенных графиков следует, что при одинаковых расходах пара на паровую турбину, блок 2 с ГТУ НК-37-2 будет иметь значительно большую мощность и экономичность, чем блок 1 с ГТУ НК-37-1. Отсюда следует, что при КПД парогазового блока $\eta_{\Sigma}^{БЛ} = 0,37$ в варианте с НК-37-1, обеспечивающем его конкурентоспособность на энергетическом рынке, в неотапливаемый период электрическая мощность блока при

параллельной схеме подогрева питательной воды при $\omega = 0,4$ будет достигать 80000 кВт, а в варианте с НК-37-2 - 110000 кВт.

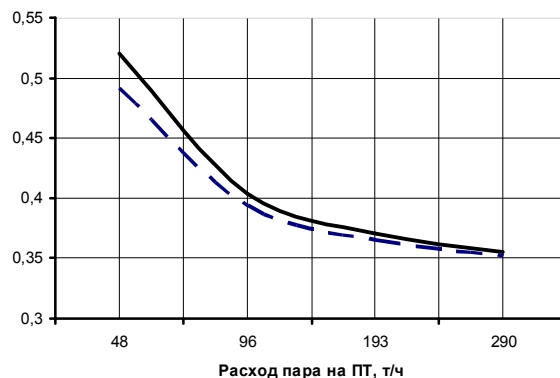


Рис. 10. КПД блока с НК-37-1

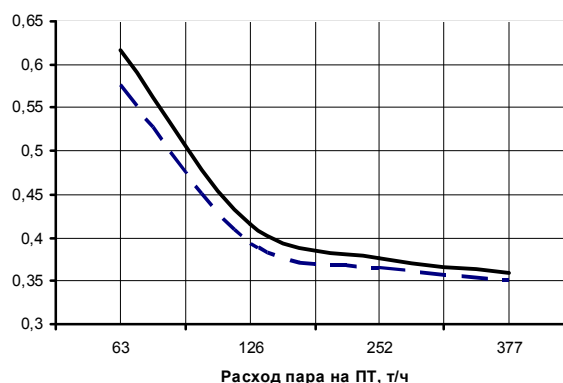


Рис. 11. КПД надстройки с НК-37-1

Таким образом, при работе ТЭЦ надстроенных ГТУ с КУ в неотапливаемый период года, а также при сниженных тепловых нагрузках, можно использовать «запертую» конденсационную мощность турбоагрегатов с продажей большего количества выработанной электроэнергии на энергетическом рынке. При этом возрастет получаемая ТЭЦ прибыль и появится возможность значительного снижения срока окупаемости капиталовложений в ее реконструкцию.

Удельные капитальные затраты в дополнительную среднегодовую электрическую мощность парогазового блока реконструированной теплоэлектроцентрали определяются по формуле $k_{доп} = k \frac{N_{ГТУ}}{N_{ГТУ} + \Delta N_{\Sigma}^{ПТ}}$, то есть будут значительно меньшими, чем удельные капитальные затраты k на приобретение, строительство и монтаж ГТУ и КУ. Здесь $N_{ГТУ}$ – среднегодовая электрическая мощность ГТУ; $\Delta N_{\Sigma}^{ПТ} = \frac{\Delta N_{\Sigma}^{ПТ} \tau_{НО}}{8760}$ -

среднегодовое повышение мощности турбоагрегатов ТЭЦ; $\Delta N_3^{ПТ}$ - дополнительное увеличение конденсационной мощности турбин в летний период и с пониженными тепловыми нагрузками; $\tau_{НО}$ - продолжительность в течение года летних не отопительных режимов ТЭЦ и периодов ее работы со сниженными тепловыми нагрузками.

Выражение для удельных капитальных затрат в среднегодовую электрическую мощность парогазового блока $k_{доп}$ удобно представить в виде $k_{доп} = zk$. Здесь z - коэффициент снижения удельных капвложений в парогазовый блок надстройки.

Пусть, например, при надстройке ТЭЦ НК-37-1 с мощностью 30 МВт удельные капвложения в ГТУ и КУ составляют 850\$/кВт. Если в период $\tau_{НО} = 3000$ ч/год мощность паровой турбины повысилась на $\Delta N_3^{ПТ} = 20$ МВт, за счет использования ее «запертой» конденсационной мощности турбины $\Delta N_{Эср}^{ПТ} = 6,85$ МВт. По рис.12 $z_1 = 0,82$ и приведенные удельные капитальные затраты в парогазовый блок в этом варианте составят 697\$/кВт.

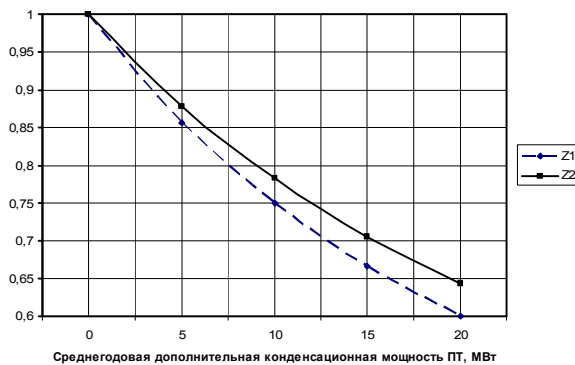


Рис.12. Зависимость коэффициентов уменьшения удельных капвложений в парогазовый блок надстройки от дополнительной среднегодовой конденсационной мощности ПТ

(кривые z_1 и z_2 соответствуют вариантам с ГТУ НК-37-1 и НК-37-2)

Соответственно, при надстройке ТЭЦ НК-37-2 с мощностью 36 МВт, при удельных капвложениях в ГТУ и КУ в 900 \$/кВт, и если так же как в предыдущем варианте $\tau_{НО} = 3000$ ч/год, $\Delta N_3^{ПТ} = 20$ МВт и $\Delta N_{Эср}^{ПТ} = 6,85$ МВт, $z_2 = 0,84$, то удельные капитал-

ные затраты в парогазовый блок снизятся до 756 \$/кВт.

Еще большую электрическую мощность надстройки можно получить, если использовать газопаровую установку (ГПУ), которую можно создать на базе газотурбинной установки с НК-37-2 с впрыском пара в камеру дожигания перед силовой турбиной. При этом мощность ГПУ возрастет до 61...63 МВт. Впрыскиваемый пар может вырабатываться как во втором контуре низкого давления КУ, так и подводиться в камеру дожигания из промышленного паропровода ТЭЦ.

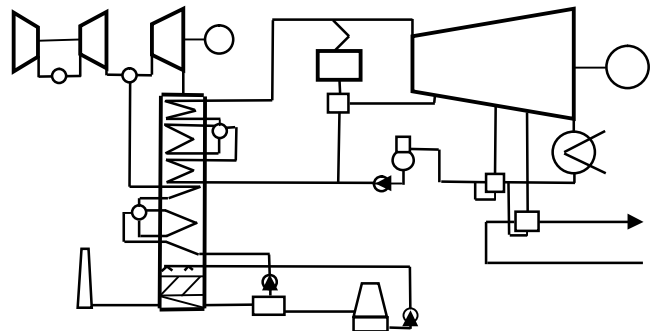


Рис. 13. Принципиальная схема газопаровой надстройки ТЭЦ создаваемой на базе ГТУ НК-37-2

Силовая турбина ГПУ работает на газопаровой смеси. КУ двухконтурный с контактным конденсатором паровой составляющей смеси. Меньшая часть сконденсировавшейся в контактном конденсаторе воды используется в качестве питательной воды второго контура КУ. Его большая часть охлаждается в градирне и впрыскивается в газовый тракт КУ для конденсации паровой составляющей смеси.

Рассмотренные варианты парогазовой надстройки действующих ТЭЦ с существующей ГТУ НК-37-1 и при ее модификации позволяют в достаточно короткие сроки и при умеренных капиталовложениях обеспечить экономически эффективное техническое перевооружение нескольких десятков ТЭЦ страны.

Библиографический список

1. Макаров, А.А. Перспективы развития электрогенерирующих мощностей России / А.А. Макаров, Е.В. Волкова. - Теплоэнергетика, - 2008. - №2.
2. Цанев, С. Парогазовые установки с параллельной схемой работы на докритиче-

ских параметрах пара / С. Цанев, В. Буров, М. Соколова. - Газотурбинные технологии, 2003. -№5.

References

1. Makarov A.A., Volkova E.V. future development of Russian electrogenerated capacities. Thermal engineering, №2, 2008.

2. S. Tsanev, V. Burov, M. Sokolova. Gas vapor power plants with parallel circuitry of working on sub-critical steam conditions. Gas-turbine technologies, 2003.

APPLICATION'S WAYS OF GAS –TURBINE POWER PLANTS OF NK-FAMILY FOR UPGRADING OF HEAT ELECTRIC GENERATION PLANT

©2009 V. V. Birjuk¹, E. A. Larin², D. G. Fedorchenko³, L. P. Chelydko⁴

¹Samara State Aerospace University

²Saratov State Technical University

³JSC “SNTK named after N.D. Kuznetsov”

⁴Samara State Technical University

In this paper deals with actual questions and possible upgrading ways of heat electric generation plant with power and economy gas-turbine power plants of NK-family. It is also shown that gas-vapor devices are able to increase working power and efficiency of heat electric generation plants with minor investment outlays. This action allows to work on energy market in summer time and also during decreased heat consumption period.

Energy plant, gas-turbine power plants, electric generation plant, NK-engines, gas-vapor devices

Информация об авторах

Бирюк Владимир Васильевич, доктор технических наук, профессор кафедры теплотехники и тепловых двигателей Самарского государственного аэрокосмического университета. Тел. (846) 335-18-12. E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Область научных интересов: теплообмен, термодинамика.

Ларин Евгений Алексеевич, кандидат технических наук, доцент Саратовского государственного технического университета. Тел. (846) 335-18-12. E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Область научных интересов: теплообмен, термодинамика.

Федорченко Дмитрий Геннадьевич, кандидат технических наук, главный конструктор ОАО «СНТК им. Н.Д. Кузнецова». Тел. (846) 335-18-12. E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Область научных интересов: газотурбинные двигатели.

Шелудько Леонид Павлович, кандидат технических наук, доцент Самарского государственного технического университета. Тел. (846) 310-03-91. Область научных интересов: теплообмен, термодинамика.

Biruk Vladimir Vasilyevich, doctor of engineering science, professor of the department of thermotechnics and heat engines of Samara State Aerospace University. Phone: 335-18-12, E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Area of research: Thermodynamics, teplotassoobmen.

Larin Evgenii Alekseevich, candidate of technical science, docent of Saratov State Technical University. Phone: (846) 335-18-12. E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Area of Research: teplotassoobmen, thermodynamics.

Fedorchenko Dmitrii Gennadevich, candidate of technical science, general designer of JSC Scientific-technical Complex named after N.D. Kusnetsov. Phone: (846) 335-18-12. E-mail: Teplotex_ssau@bk.ru. Area of Research: gas-turbine engine.

Chelydko Leonid Pavlovich, candidate of technical science, docent of Samara State Technical University. Phone: (846) 310-03-91. Area of Research: teplotassoobmen, thermodynamics.