



## О ПЕРСПЕКТИВЕ ОБНОВЛЕНИЯ ТУРБИН ТИПА Т-250/300-23,5

К.т.н. Неуймин В.М.<sup>1</sup> (ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»)

*АННОТАЦИЯ. Обновление теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5 возможно при техническом перевооружении ТЭЦ, осуществляемого путём реконструкции (расширения), модернизации и/или реконструкции оборудования, при выполнении ремонтных работ.*

*КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: техническое перевооружение, реконструкция ТЭЦ, реконструкция/модернизация оборудования, ремонт, турбина.*

В России теплофикационные турбины типа Т-250/300-23,5 (Т-250) эксплуатируются на ТЭЦ Москвы (19 шт.) и С-Петербурга (3 шт.). Наиболее широкий спектр исследований проведен на турбинах данного типа на ТЭЦ Москвы. Энергетической программой развития московского региона на период до 2010 г. (принята в 1991 г.) не предусматривалось изменение установленной мощности ТЭЦ, а предполагалось, что с учётом проводимой реконструкции суммарная электрическая мощность действующих электростанций практически сохранится (13,6 ГВт); выработают свой ресурс и будут требовать замены 8 турбин Т-250 (ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23); конфигурация графиков электрических нагрузок в московском регионе длительный период носит и в долгосрочной перспективе будет носить пиковый характер: в регионе необходимо сооружение базовых и пиковых энергоисточников. Выработка электроэнергии на энергоблоках с турбинами Т-250 в московском регионе в 2000 г. составила 31,03 млрд. кВт ч; выработка электроэнергии по теплофикационному циклу — 17,63 млрд. кВт ч, а её доля в общей выработке группы теплофикационного оборудования достигла 56,8%. КИУМ в целом по группе теплофикационных энергоблоков энергосистемы составил 67,5%. Удельный расход топлива в 2000 г. повысился в целом по группе оборудования с 268,4 до 273,5 г/кВт ч (в основном, за счёт увеличения загрузки турбин по конденсационному циклу).

В рассматриваемый период наименьший удельный расход условного топлива (УРУТ) в стране на энергоблоках с турбинами Т-250 достигался на ТЭЦ-23 ОАО «Мосэнерго» (257,5 г/кВт ч), «Южной ТЭЦ» (ТЭЦ-22) ТГК-1 (263,8 г/кВт ч) и ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго» (271,1 г/кВт ч). Недоиспользование установленной мощности из-за остановов оборудования в резерв в 2000 г. составило 16,9%. Наибольшее недоиспользование мощностей имело место на «Южной ТЭЦ» ТГК-1 (34,6%) и ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» (19,3%).

Диапазоны регулирования нагрузки электростанций ОЭС «Центра» ежегодно достигают наи-

больших значений в осенне-зимние месяцы года, в период, когда возникают трудности в покрытии графиков электрической нагрузки и требуется наиболее полное использование маневренных возможностей энергетического оборудования. Краткая характеристика работы теплофикационного оборудования на параметры 23,5 МПа в 2000 г. ОЭС «Центра» приведена в табл. 1.

В последующие годы показатели работы энергоблоков с турбинами Т-250 не претерпели серьёзных изменений. За последние четверть века КИУМ энергоблоков данного типа по ОАО «Мосэнерго» составил 35–45%. С вводом ПГУ-450 на «Южной ТЭЦ» ТГК-1, энергоблок работает с высоким КИУМ и обеспечивает положительный баланс.

ГОСТ 24278-89 определяет полный установленный срок службы паровой турбины — не менее 40 лет, а РД 153-34.4-17.421-98 — 45 лет; ГОСТ Р 50831-95 определяет срок службы парогенераторов — не менее 40 лет.

На ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» парковый ресурс (ПР) до 2010 г. выработан 5 турбинами Т-250 общей установленной мощностью 1250 МВт; в 2011–2020 гг. ПР выработают 12 турбин общей мощностью 3000 МВт; а за пределами 2020 г. — 2 турбины (500 МВт). ПР эквивалентен сроку эксплуатации паровой турбины на параметры СКД в течение 24 лет при её использовании в среднем 6400 ч/год и общем числе пусков не более 600 (в мировой практике показатель ПР нигде, кроме России, не используется). В электроэнергетике страны действует порядок, в соответствии с которым из-за фактора неопределённости при назначении ресурса (НР) или назначении срока службы (НСС) оборудования не разрешается одновременно продлевать его более чем на 50 тыс. ч или 8 лет. При этом в течение срока эксплуатации возможно осуществление нескольких процедур продления ресурса оборудования (продления срока службы), при которых эксплуатирующая организация получает дополнительную информацию о надёжности оборудования, прежде всего, в пределах НР (НСС), а экспертные организации — надёжный источник финансирования. Учитывая уровень наработки турбин указанного типа, настала

<sup>1</sup> 119435, Москва, Б. Пироговская ул. 27, стр. 2



Таблица 1.

Группа оборудования	N <sub>уст. ср.</sub>		Выработка электроэнергии		
	МВт	% от сумм. N <sub>уст.</sub> ТЭС	млн. кВт ч	% от суммарной выработки ТЭС	в том числе по теплофикационному циклу, млн. кВт ч
Теплофикационное оборудование на 23,5 МПа	4730,2	13,8	28872,6	21,2	16283,1

пора задуматься о путях их обновления.

### Обновление энергоблоков ТЭС с турбинами Т-250 при техническом перевооружении ТЭС, осуществляемом путём реконструкции

Во исполнение приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 12.11.04 № 660 Обществом была разработана «Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на период до 2009 г.» (Концепция). 11.04.2005 Концепция была принята Правлением Общества. В ней зафиксированы принципы замещения при техническом перевооружении физически изношенного и морально устаревшего оборудования ТЭС. Согласно Концепции энергоблоки с турбинами Т-250 следует замещать теплофикационными ПГУ, имеющими КПД свыше 50%. В исключительных случаях, исходя из площадочных условий, допускалась модернизация оборудования энергоблоков. Исходя из этого, ОАО «ТЭП» в феврале 2005 г. выполнены расчёты 5 вариантов замещения (постановочные предложения с предварительными компоновочными решениями по основному оборудованию) теплофикационного энергоблока с турбиной Т-250 (табл. 2).

У каждого из приведенных в табл. 2 вариантов замещения имеются свои достоинства и недостатки. Особенность замещения традиционного энергоблока ПСУ на парогазовый теплофикационный энергоблок состоит в том, что во втором случае резко возрастает электрическая мощность ПГУ при эквивалентной тепловой мощности по сравнению с паросиловым теплофикационным энергоблоком. Это требует принятия специальных мероприятий, связанных с выдачей повы-

шенной электрической мощности с ТЭС, в том числе, в увязке с общим балансом электрической мощности, и, как следствие, вытеснением низкоэффективных генерирующих мощностей. В целом, варианты замещения энергоблока с турбиной Т-250 в принципиальном плане повторяют варианты замещения конденсационного

энергоблока мощностью 300 МВт [1] с некоторой особенностью, связанной с обеспечением выдачи эквивалентной тепловой мощности от теплофикационного оборудования. При наличии на площадке ТЭС свободной территории представляется предпочтительным сооружение нового главного корпуса. Принятые в Концепции-2009 решения повторены в Концепции-2020 (2030).

Анализ возможных технических решений по переводу ТЭС с паросиловым оборудованием в парогазовую ТЭС позволил в [2] сделать следующие выводы:

- физически изношенное оборудование ТЭС на базе ПСУ на природном газе, должно замещаться бинарными ПГУ с КПД 50–60%;
- в отдельных случаях в качестве объекта для газотурбинных надстроек, в первую очередь, должны рассматриваться энергоблоки ПСУ мощностью 150, затем 200, 300 МВт по схеме со сбросом отработавших в ГТУ газов в парогенератор;
- на ТЭС возможны схемы с вытеснением или дополнением регенерации автономными газодынными подогревателями (ГВП).

В [3] рассмотрены показатели реконструируемых и вновь сооружаемых ТЭС, использующих энергоблоки ПГУ; приведены результаты анализа проблемы, обусловленной необходимостью сохранения тепловой мощности ТЭС и ограниченными возможностями ПГУ по отпуску тепла. [4] продолжает дискуссию на тему: «Нужны ли бинарные ПГУ России?». Некоторые проблемы внедрения ПГУ на ТЭС России поименованы в [5].

Выбор конкретного варианта технического перевооружения любой электростанции в обязательном порядке должен осуществляться на основании анализа комплекса условий: системных, регио-

Таблица 2

Показатели	Замещаемый блок	Варианты замещения				
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Состав оборудования	С турбиной Т-250	2хПГУ-170Т 2х(ГТЭ-110+КУ+Т-40/50)+КВГМ	2хПГУ-190Т 2хГТЭ-110+КУ с дожиг. и топкой+Т-60/70	2хПГУ-230Т 2х(ГТЭ-160+ КУ+Т-70/80)	1хПГУ-400Т (ГТУ V94.3А+КУ+Т-120/140+КВГМ-100)	1хПГУ-440Т (ГТУ V94.3А+КУ с дожиг. и топкой+Т-150/160)
N ном. эл., МВт	250	2х156=312	2х175=350	2х220=440	380	440
N ном. тепловая, Гкал/ч	350	2х106+КВГМ=350	2х175=350	2х175=350	250+КВГМ=350	~ 350

Примечание. Варианты замещения (табл. 2) сформированы из условия, что теплофикационный энергоблок с турбиной Т-250 имеет располагаемую тепловую мощность 350 Гкал/ч.



нальных, компоновочных, эксплуатационных, экологических, ремонтных, поставки оборудования, экономических и иных. Наращивание энерго мощностей должно быть увязано (синхронизировано) с вводами новых энергоёмких потребителей. Пережающее развитие энергетики связано с омертвлением капитала и неоправданным ростом тарифов на электроэнергию. По данным Института проблем естественных монополий (ИПЭМ) ошибка в масштабах страны в 1% при оценке энергопотребления эквивалентна замораживанию \$ 4 млрд. в год.

Следует отметить, что на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» вместо запланированного строительства энергоблока с турбиной Т-250 сооружён энергоблок ПГУ-450 мощностью 450 МВт; на Среднеуральской ГРЭС ОАО «Enel» вместо двух запланированных к строительству энергоблоков с турбинами Т-250 сооружён энергоблок ПГУ-410 мощностью 410 МВт (на ГРЭС также эксплуатируются три энергоблока мощностью по 300 МВт, при этом турбины К-300, ст. №№ 9, 10, ранее реконструированы в турбины Т-277). При сооружении мощного энергоблока ПГУ наиболее привлекательны стоимость и сроки строительства, показатели по маневренности, экономичности и экологии по сравнению с аналогичными показателями энергоблока с турбиной Т-250.

В Москве соотношение зимних электрических и тепловых нагрузок составляет 1,0 : 3,5 (10887 МВт : 38570 МВт (т)) [6]. При этом в зимний период базовая и переменная часть электрической нагрузки более чем в 1,5 раза выше летней нагрузки, а коэффициент неравномерности нагрузки высок как зимой, так и летом (до 0,64 и менее) [7].

КИУМ энергетических мощностей на ТЭС страны составляет в среднем 56%, а КИУМ ряда ГРЭС в столичном и северо-западном её регионах ~ 40%. В 2012 г. суммарная установленная мощность всех электростанций России на 42% превысила пиковое потребление энергии предприятиями и населением страны.

На 21.12.2012 максимальное энергопотребление по году достигло 157,42 ГВт при установленной мощности в пределах ЕЭС 223,07 ГВт. Проблема маневренности оборудования будет возрастать с вводом новых генерирующих мощностей на атомных и угольных электростанциях. В общем случае на ТЭЦ следует устанавливать разнотипное оборудование для высокоэффективной работы по тепловому графику (в базовой части тепловых и электрических нагрузок) и маневренные энергоустановки для покрытия оставшейся части электрической нагрузки местных потребителей.

**Обновление теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-250 при техническом перевооружении ТЭС, осуществляемом путём модернизации и/или реконструкции оборудования (паровых турбин), при выполнении ремонтных работ, направленных на восстано-**

**вление его работоспособности и продление сроков службы.**

Каждым энергомашиностроительным предприятием страны, включая ОАО «Турбомоторный завод» (после банкротства предприятия с 2003 г. на части его площадей размещено ЗАО «Уральский турбинный завод»), разработаны многочисленные конструктивные/технологические *извещения* на внесение изменений в конструкцию оборудования или в технологические процессы по изготовлению его сборочных единиц и деталей, направленные на повышение надёжности и экономичности, ремонтпригодности оборудования. Все разработки завода энергетикам известны. На практике внедряются наиболее эффективные, но вместе с тем и менее затратные из них. С момента организации на Урале серийного производства турбины Т-250 (первая турбина поставлена на ТЭЦ-22 ОАО «ТГК-3» и введена в эксплуатацию в 1971 г., турбина оснащена двухпоточным трёхступенчатым ЦНД) инженерной и научной общественностью страны обсуждаются предложения по модернизации ЦНД, направленные на повышение экономичности турбоустановки. Разработчик турбины К-300 к наиболее эффективным мероприятиям по реконструкции/модернизации ЦВД относит реактивное облопачивание ротора. Использование предложения по внедрению облопачивания реактивного типа на ЦВД турбины К-300 возможно и на ЦВД турбины Т-250, впрочем, как и на турбине К-300, лишь после подтверждения эффективности указанного мероприятия путём проведения в течение 6 лет (в межремонтный период) соответствующих испытаний на каждом из реконструированных энергоблоков, как, например, на Конаковской ГРЭС с участием представителей заинтересованных сторон [8, 9].

Значительные объёмы финансирования, необходимые для обновления вырабатывающего ресурс парка оборудования, приведут к тому, что на практике реализовываться будет лишь вариант реконструкции/модернизации (обновления энергоблока с турбиной Т-250) путём замены только базовых узлов турбины.

На комплексную модернизацию конденсационного энергоблока мощностью 300 МВт (по типу проведенных на Конаковской ГРЭС работ) по экспертной оценке требуются средства, соизмеримые в случае поставки по импорту, с 50% стоимости однофазной ПГУ мощностью 400 МВт (цены 2008–2012 гг.).

В заключение следует отметить:

– максимально возможный эффект энергосбережения на ТЭС городов и населённых пунктов страны, на автономных энергоисточниках предприятий промышленной индустрии достигается при комбинированном производстве электрической и тепловой энергий (при выработке электроэнергии на тепловом потреблении – когенерации);



– на сегодня все ТЭЦ страны выведены на оптовый рынок энергии и мощности (ОРЭМ), несмотря на то, что ТЭЦ должны работать в теплофикационном режиме исключительно на региональных рынках электроэнергии и тепла, и только избыток конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ может продаваться на ОРЭМ. Обязательное участие ТЭЦ на ОРЭМ привело к тому, что тариф на электроэнергию ТЭЦ определяется по маржинальному тарифу ОРЭМ, равному топливным затратам замыкающих КЭС. Плата за мощность на ОРЭМ также определяется по показателям работы КЭС. Однако, капиталоемкость ТЭЦ значительно выше, чем капиталоемкость КЭС. В результате этого ТЭЦ не окупает полные затраты и вынуждена переносить убытки на тепло, которое становится дороже, чем тепло, отпускаемое от котельных. При этом падает спрос на тепло ТЭЦ. ТЭЦ становятся убыточными, а потребители в массовом порядке начинают (продолжают) строить свои собственные котельные: набирает темп «котельнизация» страны.

Выйти из сложившейся ситуации поможет введение трёх новых национальных критериев энергосбережения и повышения энергоэффективности для отраслей ТЭК: *качество энергоёмкости энергетической продукции; удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления; коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ, городом, регионом* [10]:

– *качество энергоёмкости энергетической продукции.* Для анализа качества энергоёмкости энергетической продукции необходимо, кроме анализа удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию, дополнительно анализировать эффективность по относительным показателям потребности топлива на единицу производимой энергии. Численно относительный показатель энергоёмкости энергетической продукции — это величина обратно пропорциональная КПД производства энергии. Энергоёмкость производимой энергетической продукции показывает, сколько единиц первичной энергии в виде топлива для ТЭЦ и ГРЭС, воды для гидроэлектростанции (ГЭС), и тепла от атомного реактора АЭС необходимо затратить для того, чтобы получить единицу товарной продукции: тепловой или электрической энергии при подключении потребителя;

– *удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления* —  $W$  [МВт/Гкал], что позволяет дополнительно анализировать показатели энергоэффективности предприятия, города, региона;

– *коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ, городом, регионом, %.*

В дополнение к существующим традиционным нормативным показателям сегодняшней экономики энергетики страны применение приведённых новых качественных показателей позволит более ёмко определять место и значение инвестиционно-

го проекта не только с точки зрения обеспечения энергетического баланса, но и в региональном масштабе; наиболее достоверно определять ориентиры и цели по своевременному обновлению основных производственных фондов, осуществлять экономический анализ, нормирование энергосберегающих мероприятий, определять энергоэффективных собственников, регуляторов, губернаторов.

## Выводы

1. Техническое перевооружение (обновление) находящихся в эксплуатации паровых турбин Т-250 энергоблоков ТЭЦ страны на сегодня, в среднесрочной и долгосрочной перспективе (до 2030 г.) с целью сбережения значительных денежных средств наиболее рационально осуществлять путём модернизации (реконструкции) турбины со своевременной заменой базовых узлов и деталей (теплонапряжённых элементов конструкций).

2. Введение в практику трёх новых национальных критериев: качества энергоёмкости энергетической продукции; удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления; коэффициента полезного использования топлива ТЭЦ, городом, регионом позволит повысить эффективность ТЭЦ страны.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2007-2013 гг. по ГК 14.511.11.00.25.*

## Литература

1. Неуймин В. М. О перспективе замещения, реконструкции или модернизации паровых турбин энергоблоков мощностью 300 МВт на ТЭС России. // Энергетик. 2013, № 11.
2. Березинец П. А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок. — Автореф. докт. дисс. М., ВТИ, 2012. С. 48.
3. Применение ПГУ на ТЭЦ. /Батенин В. М., Зейгарник Ю. А., Масленников В. М. и др. // Теплоэнергетика. 2008, № 12.
4. Стенников В. А., Жарков С. В. Нужны ли бинарные ПГУ России? — Газотурбинные технологии, № 4/2011 (95).
5. Неуймин В. М. О проблемах внедрения ПГУ. — Надёжность и безопасность энергетики. 2012. № 2 (17).
6. Сергеев В. В., Царёв С. А., Павликов В. С. Обеспечение надёжной работы ОАО «Мосэнерго». — Энергосбережение. 2008 № 8.
7. Сергеев В. В., Савинов В. Н., Павликов В. С. Балансы и режимы работы московской энергосистемы. — Электрические станции. 2007, № 11.
8. Костюк А. Г., Трухний А. Д. Сравнение активных и реактивных цилиндров высокого давления паровых турбин. — Теплоэнергетика. 2005 № 6.
9. Мельников А. В., Неуймин В. М. Первые итоги технического перевооружения Конаковской ГРЭС. — Надёжность и безопасность энергетики. 2011 № 3 (14).
10. Салихов А. А., Неуймин В. М. Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности Холдинга «ИНТЕР РАО ЕЭС». Результаты выполнения программы в 2008–2010 гг. — Энергосбережение и водоподготовка. 2011 № 3.