

## Incremental Efficiency of Electricity Generation Based on Thermal Consumption at CHPPs and its Importance in Reducing Carbon Emissions

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Vyatka State University  
Kirov, Russian Federation

**Abstract.** The aim of the study is to develop a methodological approach to assessing the incremental efficiency of electricity generation at CHPPs (specific heat consumption for changing electric power of turbine) in operating modes, taking into account both energy and environmental indicators. To achieve this goal, the following tasks were solved: the methodology, based on mathematical models of cogeneration steam turbines, both integral and differential indicators of heat rate per unit of electricity generation increment, was justified; a comprehensive generalization of the calculation data on the turbine T-50-12.8 type was performed; a quantitative assessment of the integral electricity generation and greenhouse gas emissions parameters was made at various loads and its comparison with the corresponding indicators in condensation mode. The most significant results are the following: generalized dependences of the integral specific heat consumption per unit of increase in electricity generation and carbon footprint were calculated for a wide range of changes in operating conditions; boundary conditions were established under which obtaining these parameters by opening the sliding grid of low-pressure section turns out to be energetically and ecologically feasible; it was determined that when increasing the capacity without bypassing the delivery water, the carbon footprint increment with an increase in the capacity of cogeneration turbines by opening the sliding grid will be less than for condensing turbines. The significance of the results obtained lies in their applicability for solving problems of ensuring maximum efficiency during involving cogeneration turbines in regulating electric load schedules in different boundary conditions.

**Keywords:** incremental efficiency of electricity generation, heat rate, carbon emissions, sliding grid of low-pressure section, cogeneration, operating modes of CHPP.

**DOI:** <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2024.4-64.09>

**UDC:** 697.34

### Eficiența incrementală a generării de energie electrică din consumul termic la centralele termice și rolul acestuia în reducerea emisiilor de carbon

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Universitatea de Stat din Veatka, Kirov, Federația Rusă

**Rezumat.** Scopul studiului este de a dezvolta o abordare metodologică a evaluării eficienței incrementale a producerii de energie electrică la CHPP (consumul specific de căldură pentru schimbarea puterii electrice a turbinei) în modurile de funcționare, ținând cont atât de indicatori energetici, cât și de mediu. Pentru atingerea acestui scop au fost rezolvate următoarele sarcini: a fost justificată metodologia, bazată pe modele matematice ale turbinelor cu abur de cogenerare, atât indicatori integrali cât și diferențiali ai debitului termic pe unitatea de increment de producere a energiei electrice; a fost efectuată o generalizare cuprinzătoare a datelor de calcul pe turbina de tip T-50-12.8; s-a realizat o evaluare cantitativă a parametrilor de producere integrală a energiei electrice și de emisii de gaze cu efect de seră la diferite sarcini și compararea acestuia cu indicatorii corespunzători în modul de condensare. Cele mai semnificative rezultate sunt următoarele: dependențele generalizate ale consumului specific integral de căldură pe unitatea de creștere a producției de energie electrică și amprenta de carbon au fost calculate pentru o gamă largă de modificări ale condițiilor de funcționare; au fost stabilite condițiile limită în care obținerea acestor parametri prin deschiderea grilei de alunecare a secțiunii de joasă presiune se dovedește a fi fezabilă energetic și ecologic; s-a stabilit că la creșterea capacității fără a ocoli apa de livrare, creșterea amprentei de carbon cu creșterea capacității turbinelor de cogenerare prin deschiderea grilei glisante va fi mai mică decât la turbinele cu condensare. Semnificația rezultatelor obținute constă în aplicabilitatea lor pentru rezolvarea problemelor de asigurare a eficienței maxime în timpul implicării turbinelor de cogenerare în reglarea programelor de sarcină electrică în diferite condiții la limită.

**Cuvinte-cheie:** eficiența incrementală a generării de energie electrică, rata de căldură, emisiile de carbon, rețeaua glisantă a secțiunii de joasă presiune, cogenerare, moduri de funcționare a CET.

**Приростная эффективность выработки электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ и ее роль в снижении углеродных выбросов**  
**Суворов Д.М., Татарина Н.В.**

Вятский государственный университет, Киров, Российская Федерация

**Аннотация.** Целью исследования является разработка и апробация методологического подхода к оценке приростной эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ в характерных режимах работы с учетом как энергетических, так и экологических показателей. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: обоснована методика расчета на базе математических моделей теплофикационных турбоустановок с использованием реальных энергетических характеристик ступеней и отсеков как интегрального, так и дифференциального показателей удельного расхода теплоты на единицу прироста выработки электроэнергии; выполнено комплексное обобщение данных расчетного исследования на модели турбины Т-50-12.8, произведена количественная оценка интегральной приростной эффективности выработки электроэнергии и выбросов парниковых газов при различных тепловых нагрузках, исходных расходах пара, расходах сетевой воды и ее начальных температурах, величинах прироста электрической мощности и ее сопоставление с соответствующими показателями при работе турбины на конденсационном режиме. Наиболее существенными результатами работы являются следующие: для широкого диапазона изменения начальных и режимных условий рассчитаны и построены обобщенные зависимости интегрального удельного расхода теплоты на единицу прироста выработки электроэнергии и углеродного следа от основных влияющих факторов; установлены граничные условия, при которых получение приростной электрической мощности за счет открытия регулирующей диафрагмы ЧНД оказывается энергетически и экологически целесообразным; определено, что для приростов мощности, не требующих необходимости обвода сетевой воды помимо сетевых подогревателей, прирост углеродного следа при увеличении мощности теплофикационных турбин путем открытия регулирующей диафрагмы ЧНД будет меньше, чем для конденсационных турбин с такими же начальными параметрами пара. Значимость полученных результатов заключается в их применимости для постановки и решения задач обеспечения максимальной энергетической и экологической эффективности при привлечении теплофикационных турбин к регулированию графиков электрической нагрузки во всем реальном диапазоне изменения режимных факторов и граничных условий.

**Ключевые слова:** приростная эффективность выработки электроэнергии, удельный расход теплоты, углеродные выбросы, регулирующая диафрагма ЧНД, режимы работы ТЭЦ.

## ВВЕДЕНИЕ

В условиях нарастающего глобального энергетического кризиса, вызванного ограниченностью ископаемых энергоресурсов и растущим спросом на электроэнергию, и повышенного внимания к экологическим стандартам, обусловленного глобальным потеплением и необходимостью выполнения международных экологических обязательств, комплексное исследование эффективности режимов работы теплофикационных паротурбинных установок является весьма актуальным. Особенно важным в этом контексте является изучение приростной эффективности выработки электроэнергии на тепловом потреблении, тесно связанной с минимизацией углеродных выбросов, и это становится не только экономической необходимостью, но и экологической задачей.

Немаловажным фактором является также политический аспект данной проблематики, включающий в себя стремление государств к энергонезависимости и необходимость выполнения ими международных экологических обязательств.

Когда речь идет об одновременном достижении целей декарбонизации и энергоэффективности, технологическая связь секторов электроэнергетики и теплоснабжения имеет первостепенное значение. Основопологающим элементом этой связи являются крупные когенерационные установки, эксплуатируемые в системах централизованного теплоснабжения. Именно ТЭЦ, которые могут достигать общей эффективности по производству основных коммерческих видов энергии до 90%, были признаны в ЕС как наиболее эффективный способ получения полезной электрической и тепловой энергии из источников ископаемого топлива [1-4]. В США энергетические системы включают более 4400 установок комбинированного производства тепла и электроэнергии по всей стране общей электрической мощностью 81.3 ГВт, которые обеспечивают энергией сотни тысяч потребителей, включая производственные предприятия, муниципалитеты, учреждения, а также жилые и коммерческие здания. В настоящее время Университет Монтаны строит здание ТЭЦ, которая, как ожидается, сократит выбросы парниковых газов (ПГ) университета

на 23% — самое большое сокращение выбросов университета с момента начала его усилий по борьбе с изменением климата десять лет назад. Предполагается, что после ввода системы в эксплуатацию новый объект будет экономить университету до 2 миллионов долларов в год [5]. При этом в этом университете изучили возможность использования энергии ветра, солнца, биомассы и множество других вариантов, но ни один из них не оказался экономически и экологически оправданным. Согласно обновленным расчетам ICF, основанным на новых данных, системы на основе ТЭЦ экономят в США 34,8 млн. тонн угольного топлива каждый год, предотвращая 241 миллион тонн выбросов  $\text{CO}_2$  в год [6].

Восточноевропейские страны, такие как Венгрия, Болгария, Чехия, Словакия и Румыния, которые принимают активное участие в различных инициативах по реализации зеленых проектов, до сих пор эксплуатируют системы централизованного теплоснабжения на основе ТЭЦ, которые были созданы в 70-80-ые годы XX века в рамках научно-технического сотрудничества государств. Все они продолжают совершенствовать методологию, используемую для разработки специализированного программного обеспечения, которое позволяет поддерживать необходимую гибкость систем при изменении спроса на электроэнергию и тепло. Геополитический кризис последних лет и необходимость экономии топливных ресурсов в условиях роста цен стимулируют дальнейшее развитие теплофикации и совершенствование режимов работы энергоблоков на базе турбоустановок Т-50-12.8, ПТ-60-80/13 и других типов в этих странах, а также в государствах бывшего СССР [7].

Аналогичная ситуация складывается и в странах Восточной Азии, в частности в Китае, особенно это касается крупных территорий и городов северной его части, где с ростом урбанизации (там насчитывается более 20 городов с населением более 5 миллионов человек) стабильно увеличивается спрос на отопление и электроэнергию, а, следовательно, растет и потребность в устойчивых, эффективных и низкоуглеродных энергетических решениях. Системы ТЭЦ обладают технологическим и экономически эффективным потенциалом, чтобы стать жизнеспособной альтернативой для электроснабжения жилых, коммерческих, муниципальных, институциональных и производственных зданий [8-10].

В этих условиях важно разрабатывать и применять методы математического и компьютерного моделирования паротурбинных установок, а также иметь методическую основу для адекватной оценки энергетической эффективности прироста выработки электроэнергии на ТЭЦ (далее она называется приростной эффективностью) при переменных режимах работы теплофикационных турбоустановок. Это необходимо для того, чтобы корректно производить расчет основных технико-экономических показателей и проводить инвентаризацию парниковых газов. Использование традиционных диаграмм режимов [11-16] может давать существенную погрешность в пределах 10-15% при осуществлении расчетов режимов работы, отличных от номинальных. Отличительная особенность альтернативного подхода к решению подобных задач (от уже известных в литературе подходов Е.И. Бененсона, Л.С. Иоффе, В.А. Иванова и др. [17]) состоит в отказе от привязки к строго регламентированному температурному графику и коэффициенту теплофикации; в комплексном расчете на основе математической модели проточной части в совокупности со всей тепловой схемой, учитывающем конкретные условия эксплуатации турбоустановок и вспомогательного оборудования на ТЭЦ. Это определяет важность разработки и реализации новых методологических подходов для данной проблематики [18-21].

**Целью** данной работы является разработка и апробация методологического подхода к расчету приростной эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ в характерных режимах работы по электрическому графику с использованием математических моделей теплофикационных турбоустановок, основанных на реальных энергетических характеристиках ступеней и отсеков с учетом как энергетических, так и экологических показателей.

Эта работа включает обсуждение способов расчета с использованием показателей интегрального и дифференциального удельного расхода теплоты на единицу изменения выработки электроэнергии.

Выбор темы исследования обусловлен следующим. Во-первых, паротурбинные установки могут работать в очень широком диапазоне как режимных параметров, так и граничных условий (расходы пара на турбину, тепловая нагрузка и ее параметры, такие

как расход сетевой воды и ее температура, степень открытия регулирующей диафрагмы части низкого давления (РД ЧНД), давление в конденсаторе и др.). Все это требует построения достаточно большого множества графических зависимостей даже для одной турбоустановки, что при использовании традиционных показателей эффективности ее работы (общий расход теплоты на турбоустановку  $Q_o$ , удельный расход теплоты на выработку электрической энергии  $q$  и других) затрудняет их анализ.

Во-вторых, при оценке эффективности природной выработки электроэнергии вместо интегральной характеристики  $q_{add}$  (которая определяется на всю величину прироста электрической мощности по отношению к исходному варианту) при решении ряда задач, в частности оптимизационных, более удобным представляется её дифференциальный аналог  $q'_{add}$ , который является пределом интегрального показателя  $q_{add}$  при стремлении к нулю величины прироста мощности (т.е. расчетным путем она определяется при минимальном приросте электрической мощности).

В-третьих, корректный анализ величины природной эффективности позволяет более точно проводить оценку величины изменения расхода топлива, а, следовательно, и количества выбросов парниковых газов.

В работе решаются следующие задачи. Во-первых, это обоснование наиболее подходящей методики для расчета природной эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ с использованием как интегрального, так и дифференциального показателей. Во-вторых, выбор методики и описание способа оценки выбросов парниковых газов при генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ на основе существующих нормативных документов Российской Федерации и международных организаций для теплоэнергетических объектов [22-26]. В-третьих, проведение расчётных исследований на математической модели турбины Т-50-12.8 с целью обобщенного анализа природной эффективности выработки электроэнергии с использованием интегрального показателя при разных граничных условиях. В-четвертых, сравнение полученных энергетических и экологических показателей при выработке природной мощности по электрическому графику с соответствующими показателями

при работе турбины на конденсационном режиме.

### МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ РАСЧЕТОВ

Различные режимы работы ТЭЦ имеют значительное влияние на экономическую эффективность и надежность работы оборудования. Изменение режимов работы ТЭЦ может быть вызвано такими факторами, как изменение потребления электроэнергии, изменение температуры окружающей среды, изменение цен на электроэнергию и топливо и другими. Поэтому важно уметь адаптировать работу ТЭЦ к изменяющимся условиям для достижения максимально эффективной, стабильной и надежной работы оборудования, увеличения экономической эффективности и уменьшения негативного воздействия на окружающую среду.

Наиболее распространенными параметрами для оценки энергетической эффективности изменения режима работы теплофикационной паровой турбины являются общий расход теплоты на турбоустановку  $Q_o$  (и его изменение), а также удельный расход теплоты на выработку электрической энергии  $q$ , определяемый по физическому методу [18, 19]. Помимо этого, в качестве абсолютных показателей при проведении сравнительных расчетов могут использоваться такие величины, как изменение потерь теплоты в конденсаторе (холодном источнике), изменение расхода топлива и другие.

Удельный расход теплоты на выработку электрической энергии  $q$  определяется как:

$$q = (Q_o - Q_t) / N_e, \quad (1)$$

где  $Q_o$  – расход теплоты на турбоустановку,  $Q_t$  – расход теплоты внешним потребителям из отборов турбины,  $N_e$  – ее электрическая мощность [19].

При сравнительных исследованиях переменных режимов более показательным параметром является величина удельного расхода тепла на единицу изменения выработки электроэнергии  $q_{add}$ :

$$q_{add} = (\Delta Q_o - \Delta Q_t) / \Delta N_e, \quad (2)$$

где  $\Delta Q_o$ ,  $\Delta Q_t$  и  $\Delta N_e$  – изменение соответствующих величин в новых режимах по сравнению с некоторым исходным режимом.

Величина  $q_{add}$  характеризует приростную эффективность выработки электроэнергии на ТЭЦ для заданных граничных условий [19]. Как следует из формул (1) и (2), значения показателей  $q$  и приростного показателя  $q_{add}$  зависят от режимов работы оборудования. Так при работе на тепловом потреблении с закрытой РД ЧНД они находятся на уровне 1.03...1.10, а по конденсационному циклу составляют 2.4...2.6 (в сравнительных расчетах эту величину будем принимать равной 2.5). Для достижения наибольшей энергетической эффективности при производстве электроэнергии необходимо стремиться к минимизации показателя  $q_{add}$  при увеличении выработки электроэнергии, и к максимизации этого показателя при снижении выработки.

Переменные режимы работы отличаются друг от друга различными условиями эксплуатации турбоустановок – исходными параметрами (температурой и давлением свежего пара, расходом и температурой сетевой воды, составом тепловой схемы и др.) и граничными условиями (расходы пара на турбину, тепловая нагрузка и ее параметры, давление в конденсаторе, расход топлива и др.) [27-30]. Поэтому при выполнении комплексных сравнительных расчетов величина изменения выработки электроэнергии  $\Delta N_e$  для каждой турбоустановки в каждой постановке задачи должна варьироваться от нуля до максимально возможных для данных условий значений. В результате получение приростных характеристик даже для одной турбоустановки требует построения и анализа достаточно большого множества графических зависимостей.

В этом случае использование дифференциальных характеристик может упростить процесс исследования и анализа данных за счет уменьшения количества необходимых графических зависимостей.

При определении приростной эффективности в качестве такой характеристики предлагается дифференциальный аналог интегрального показателя, который является пределом величины  $q_{add}$  при стремлении к нулю величины прироста мощности  $\Delta N_e$ :

$$q'_{add} = \lim_{\Delta N_e \rightarrow 0} ((\Delta Q_o - \Delta Q_t) / \Delta N_e). \quad (3)$$

При этом пределы и ограничения по допустимым величинам электрической мощности должны оговариваться отдельно.

Такой подход позволяет более точно определять эффективность выработки электроэнергии для различных условий эксплуатации турбоустановок и оптимизировать их работу в различных режимах, упростить исследования и сделать их более информативными.

Выделим некоторые граничные условия при исследовании приростной эффективности применительно к режимам работы одной турбоустановки заданного типоразмера.

В данном исследовании определяется интегральная приростная эффективность выработки электроэнергии при работе по электрическому графику турбоустановки типа Т-50-12.8 при постоянной тепловой нагрузке, соответствующей режиму работы по тепловому графику с закрытой РД ЧНД. В этом случае приростная электрическая мощность достигается увеличением расхода пара на турбину и увеличением степени открытия РД ЧНД, а при полном ее открытии – частичным обводом сетевой воды помимо верхнего (ВСП) или нижнего (НСП) сетевых подогревателей. При этом расход топлива на турбоустановку, а, следовательно, и величина выбросов парниковых газов тоже будут изменяться.

Исследование выполнено во всем реально возможном диапазоне изменения расходов (от 300 до 800 кг/с с шагом 100 кг/с) и температур сетевой воды (от 40 до 70°C с шагом 10°C), а также реально возможном изменении исходных расходов пара на турбину при ее работе с закрытой РД ЧНД (от 30 до 60 кг/с с шагом 5 кг/с).

Расчеты по определению дифференциального показателя  $q'_{add}$  и их анализ являются предметом предстоящих исследований.

При расчёте углеродного следа использован Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» от 27 мая 2022 года №371 [26]. Согласно приложению №2 к методике, утверждённой данным приказом, объекты, сжигающие любое ископаемое топливо для генерации энергии для собственных нужд или отпуска потребителям, относятся к категории источника выбросов – «Стационарное сжигание топлива». Для стационарного сжигания топлива, согласно таб-

лице 1.1 приложения 2 [26], рассчитывается только объём выбросов углекислого газа.

Для количественного определения выбросов парниковых газов используются следующая формула:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (B_{j,y} \cdot EF_{CO_2,j,y} \cdot OF_{j,y}), \quad (4)$$

где  $E_{CO_2,y}$  – выбросы  $CO_2$  от стационарного сжигания топлива за период  $y$ , т  $CO_2$ ;

$B_{j,y}$  – расход топлива  $j$  за период  $y$ , тыс.  $m^3$ , т, т у.т. или ТДж;

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания топлива  $j$  за период  $y$ , т  $CO_2$ /т у.т.;

$OF_{j,y}$  – коэффициент окисления топлива  $j$ , доля; по таблице 1.1 приложения 2 [26] принимается равным 1;

$j$  – вид топлива, используемого для сжигания;

$n$  – количество видов топлива, используемых за период  $y$ .

Эффективность генерации рассчитывается по относительному изменению суммарного расхода теплоты и топлива на производство энергии и по относительному изменению выбросов парниковых газов:

Относительное изменение выбросов парниковых газов:

$$\overline{\Delta E_{CO_2}} = (E_{CO_2,i} \cdot 100 / E_{CO_2,o}) - 100, \%, \quad (5)$$

где  $\overline{\Delta E_{CO_2}}$  – относительное изменение выбросов ПГ, %;

$E_{CO_2,i}$  – объём выбросов парниковых газов в исследуемом режиме, т  $CO_2$ /сут.;

$E_{CO_2,исх}$  – объём выбросов парниковых газов в исходном режиме, т  $CO_2$ /сут.;

Относительное изменение расхода топлива:

$$\overline{\Delta B} = (B_i \cdot 100 / B_o) - 100, \%, \quad (6)$$

где  $\overline{\Delta B}$  – относительное изменение расхода топлива;  $B_o$  – расход топлива в исходном режиме, т у.т./ч;  $B_i$  – расход топлива в исследуемом режиме, т у.т./ч, который находится по формуле:

$$B_i = Q_{o,i} \cdot K \cdot 3600 / (Q_{low}^p \cdot 1000), \quad (7)$$

где  $K$  – коэффициент перевода тыс. $m^3$  в т у.т., для природного газа  $K=1.129$ ;  $Q_{low}^p$  – низшая теплота сгорания топлива, для природного газа принимаем  $Q_{low}^p=33.08$  МДж/ $m^3$ .

Соответственно изменение расхода топлива  $\Delta B_h$  за час, т у.т./ч, и сутки  $\Delta B_{day}$ , т у.т./сут., может быть найдено по формулам (8) и (9):

$$\Delta B_h = \Delta Q_o \cdot K \cdot 3600 / (Q_{low}^p \cdot 1000), \quad (8)$$

$$\Delta B_{day} = \Delta B_h \cdot 24. \quad (9)$$

Стоит отметить, что правильный учет углеродных выбросов может привести к экономическим выгодам энергетических компаний за счет снижения налогообложения прямых углеродных выбросов. Тем не менее, во многих странах концепция углеродных активов все еще нова, зачастую компаниям не хватает опыта и знаний по управлению ими, поэтому порядок проведения инвентаризации парниковых газов до сих пор уточняется [31-37].

### РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНЫХ РАСЧЕТОВ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ПРИРОСТНОЙ МОЩНОСТИ ЗА СЧЁТ ОТКРЫТИЯ РД ЧНД

В данном расчётном исследовании получение прироста электрической мощности происходит при увеличении расхода пара на турбину при постоянной тепловой нагрузке, обеспечиваемой за счёт постепенного открытия РД ЧНД, а при ее полном открытии – путем последовательного обвода части сетевой воды вначале через ВСП, а затем, после отключения ВСП – через НСП) при работе по электрическому графику при различных расходах сетевой воды и температурах обратной сетевой воды. В дальнейшем дается оценка энергетической эффективности приростной мощности  $q_{add}$  и изменению величины углеродных выбросов.

На рис. 1 и 2 показана эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при неизменной теплофикационной нагрузке (около 49 МВт), соответствующей начальному расходу пара

на турбину 30 кг/с, и при двух граничных по величине (минимальном и максимальном) расходах сетевой воды при нескольких температурах обратной сетевой воды во всем рассматриваемом диапазоне. На графиках видно, что величина  $q_{add}$  имеет весьма нелинейный характер, причем по мере увеличения расхода свежего пара и постепенном открытии РД ЧНД она сначала монотонно снижается, но, уже начиная с расходов свежего пара на уровне 40 кг/с и выше, ее изменение может быть разнонаправленным. На такой характер изменения существенно влияет достижение полного открытия РД ЧНД и наличие (и величина) обвода сетевой воды помимо подогревателей (это приводит к появлению точки излома на участках графиков, соответствующих расходам пара от 40 до 65 кг/с). Это происходит вследствие нелинейного характера мощностных характеристик турбинных ступеней и отсеков, примыкающих к отопительным отборам, в зависимости от расхода пара через проточную часть, степени открытия РД ЧНД и величины обвода сетевой воды помимо ВСП или НСП, что влечет за собой существенно нелинейное изменение их теплоперепадов и КПД, а следовательно – и эффективности вырабатываемой электрической мощности. Поэтому для адекватной оценки этих величин и корректного учета выброса парниковых газов необходимо использовать математические модели, в которых заложены реальные энергетические характеристики оборудования, которые и используются в данном исследовании [18]. С их помощью можно оценить наилучший диапазон приростов расходов пара при каждом сочетании влияющих параметров, при которых получаемая мощность будет иметь наименьшие удельные затраты  $q_{add}$  (в приведенных примерах они находятся на уровне 2.25-2.45), что ниже аналогичного показателя для конденсационных турбин на 2-10%, что свидетельствует о целесообразности привлечения теплофикационных турбин к регулированию графиков электрической нагрузки. Лишь незначительная часть режимов, лежащих на графике выше  $q_{add}=2.5$ , будет им проигрывать. Во всех случаях (рис. 1, 2) они соответствуют неполному открытию РД ЧНД, характерному для расходов пара на турбину менее 45 кг/с, когда прирост мощности еще небольшой.

Что касается величины выбросов парниковых газов, то, поскольку расход тепла на тур-

бину и расход топлива увеличиваются пропорционально увеличению расхода свежего пара (от 30 до 72 кг/с), и уровень выбросов, естественно, линейно увеличивается для условий рис.1 и 2, от 114 до 456 CO<sub>2</sub>/сут. относительно исходных режимов.

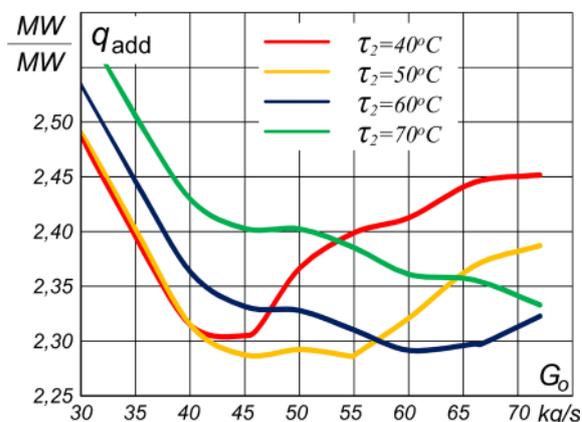


Рис. 1. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при неизменной теплофикационной нагрузке (начальный расход свежего пара  $G_{00}=30$  кг/с (kg/s), расход сетевой воды  $W=300$  кг/с (kg/s)).<sup>1</sup>

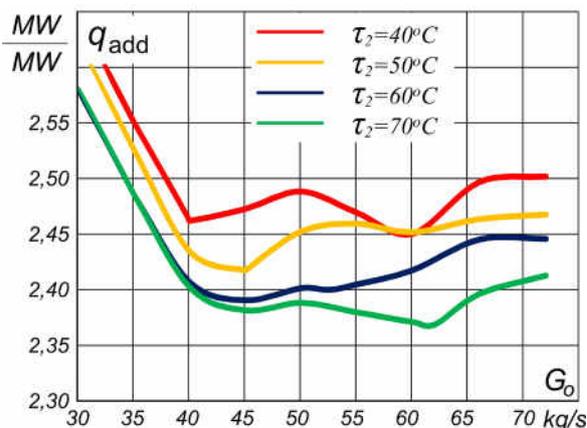


Рис. 2. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при неизменной теплофикационной нагрузке (начальный расход свежего пара  $G_{00}=30$  кг/с (kg/s), расход сетевой воды  $W=800$  кг/с (kg/s)).<sup>2</sup>

Приведем пример расчёта изменения расхода теплоты на турбоустановку, расхода топлива и выбросов парниковых газов при получении приростной мощности при работе по электрическому графику, расходе сетевой воды  $W=300$  кг/с и температуре обратной сетевой воды  $\tau_2=40^\circ\text{C}$ . При расчетах на математической модели при увеличении расхода пара на турбину от начального  $G_0=30$  кг/с до

$G_o = 35$  кг/с и некотором открытии РД ЧНД были получены значения прироста мощности  $\Delta N_e = 5.14$  МВт, изменения расхода тепла на турбоустановку  $\Delta Q_o = 12.09$  МВт при  $q_{add} = 2.35$  и постоянной тепловой нагрузке  $Q_i = 57.47$  МВт. Исходя из этого, находим часовое и суточное изменение расхода топлива по формулам (8) и (9):

$$\Delta B_h = \Delta Q_o \cdot K \cdot 3600 / (Q_{low}^p \cdot 1000), \text{ т у.т./ч}$$

$$\begin{aligned} \Delta B_h &= \Delta Q_o \cdot K \cdot 3600 / (Q_{low}^p \cdot 1000) = \\ &= 12.09 \cdot 1.129 \cdot 3600 / (33.08 \cdot 1000) = \\ &= 1.485 \text{ т у.т./ч} \end{aligned}$$

$$\Delta B_{day} = \Delta B_h \cdot 24 = 1.485 \cdot 24 = 35.64 \text{ т у.т./сут.}$$

Суточное изменение выбросов углекислого газа находим по формуле (10):

$$\Delta E_{CO_2} = \Delta B_{day} \cdot EF_{CO_2} \cdot OF, \text{ т CO}_2/\text{сут.} \quad (10)$$

где  $EF_{CO_2}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания природного газа, т  $CO_2$ /ч, по таблице 1.1 приложения 2 [26] принимается равным  $1.59$  т  $CO_2$ /т у.т.;

$OF$  – коэффициент окисления природного газа, доля; (по таблице 1.1 приложения 2 [26] принимается равным 1).

Суточное изменение выбросов парниковых газов по формуле (10) составит:

$$\Delta E_{CO_2} = 35.64 \cdot 1.59 \cdot 1 = 56.67 \text{ т CO}_2/\text{сут.}$$

Найдем часовую экономию теплоты  $\Delta Q_{sav}$  по сравнению режимами работы конденсационных паровых турбин или теплофикационных турбин типа Т со сверхвысокими параметрами пара по конденсационному циклу, для которых можно принять характерное значение удельного расхода теплоты по выработке электроэнергии  $q = 2.5$ , по формуле:

$$\Delta Q_{sav} = (2,5 - q_{add}) \cdot \Delta N_e \cdot 1 \text{ час}, \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (11)$$

Для данного случая, используя формулу (11), вычислим часовую экономию теплоты:

$$\Delta Q_{sav} = (2.5 - 2.35) \cdot 5.14 \cdot 1 = 0.771 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суточная экономия теплоты составит  $18.504$  МВт·ч.

Часовая и суточная экономия топлива составит соответственно по формулам (8) и (9):

$$\begin{aligned} \Delta B_h &= 0.771 \cdot 1.129 \cdot 3600 / (33.08 \cdot 1000) = \\ &= 0.095 \text{ т у.т./ч;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta B_{day} &= \Delta B_h \cdot 24 = 0.095 \cdot 24 = \\ &= 2.285 \text{ т у.т./сут.} \end{aligned}$$

Суточное снижение выбросов парниковых газов по формуле (10):

$$\Delta E_{CO_2} = 2.285 \cdot 1.59 \cdot 1 = 3.633 \text{ т CO}_2/\text{сут.}$$

Результаты расчётов выбросов парниковых газов в сравнении конденсационными турбинами для двух граничных условий по расходам сетевой воды (300 и 800 кг/с) и начальном расходе пара на турбину 30 кг/с представлены на рис. 3.

Анализ полученных зависимостей свидетельствует о снижении выбросов практически во всем возможном диапазоне режимов работы теплофикационных турбин. Но величина этого снижения существенно зависит от степени открытия РД ЧНД и давления в отборах, от тепловой схемы (необходимости и степени обводов сетевой воды помимо ВСП и НСП). Чем больше величина прироста мощности, тем в целом лучше экологические показатели турбины в сравнении с конденсационным режимом. Исключение составляет режим при максимально допустимом расходе сетевой воды (800 кг/с) и минимальной ее начальной температуре ( $40^\circ\text{C}$ ), для которого экономия выбросов при любом приросте мощности практически нулевая.

Комплексный анализ энергетической эффективности приростной мощности при иных, нежели на рис 1–3, реально возможных значениях исходных расходов пара на турбину при ее работе с закрытой РД ЧНД (от 35 до 60 кг/с с шагом 5 кг/с) показан на следующих графиках (рис. 4 при минимальном и рис. 5 при максимальном расходах сетевой воды).

Соответствующие им экологические показатели отражены на рис. 6 и 7. Как и на графиках, представленных на рис. 1 и 2, точки излома связаны либо с достижением полного открытия РД ЧНД, либо с обводом сетевой воды помимо сетевых подогревателей и изменением давления в теплофикационных отборах.

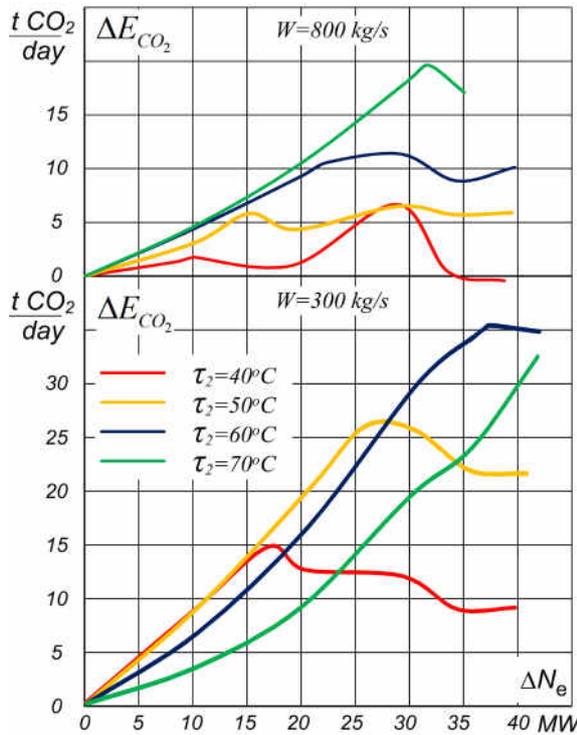


Рис. 3. Сравнительное уменьшение величины выбросов парниковых газов  $\Delta E_{CO_2}$  (в углеродных единицах  $t\ CO_2/\text{сут.}$  ( $t\ CO_2/\text{day}$ )) на турбине Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику и в конденсационном режиме (при  $q_{add}=2.5\ \text{MW/MW}$ ) в зависимости от прироста электрической мощности  $\Delta N_e$  и различных сочетания расхода  $W$  и температуры сетевой воды  $\tau_2$ .<sup>3</sup>

При более полном обобщении видно, что отсутствуют четкие закономерности влияния какой-то одной величины на эффективность приростной мощности даже в режимах, близких к номинальным. Ее величина варьируется от 2.3 до 2.75. Поэтому определять ее целесообразно в каждом конкретном случае, имея корректные инструменты в виде верифицированных математических моделей и компьютерных программ.

Еще один вариант обобщения энергетических показателей приростной эффективности в режимах работы по электрическому графику (в зависимости от значения тепловой нагрузки  $Q_t$ , которой соответствует определенное значение начального расхода пара на турбину) при приростах расхода свежего пара  $\Delta G_o$  от исходного значения на 5 и 10 кг/с (сплошная и пунктирная линии соответственно), фиксированном расходе сетевой воды 300 и 800 кг/с и двух характерных значениях ее исходной температуры (40°C и 60°C показан на рис. 8 и 9.

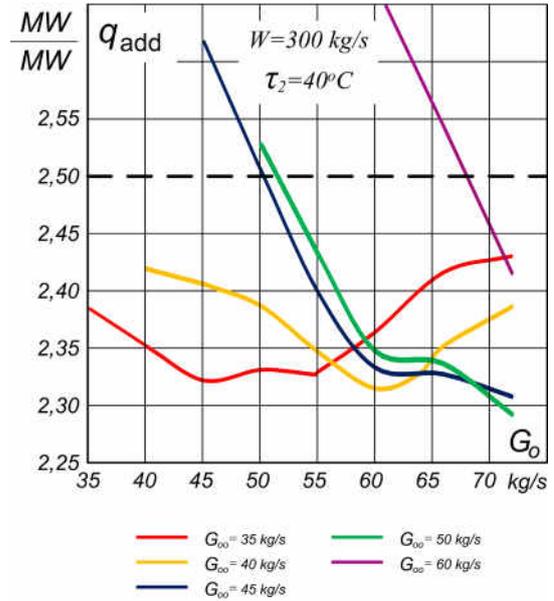


Рис. 4. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при различных сочетаниях теплофикационной нагрузки и расхода свежего пара  $G_o$  (расход сетевой воды  $W=300\ \text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ); температура сетевой воды  $\tau_2=40^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – начальный расход свежего пара,  $\text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ )).<sup>4</sup>

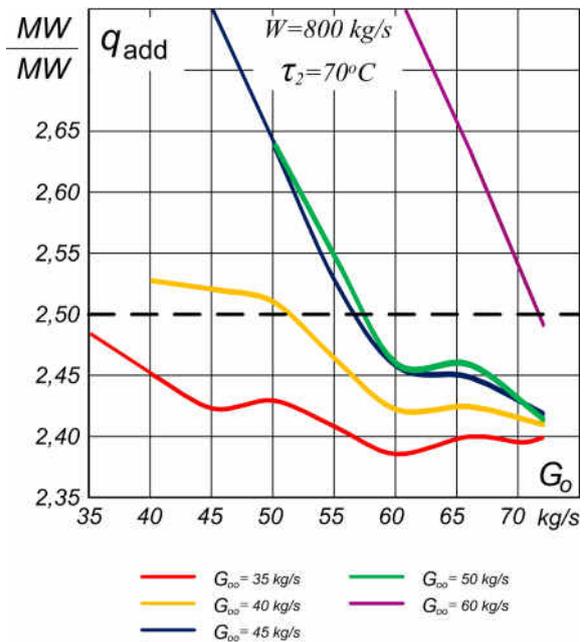


Рис. 5. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при различных сочетаниях теплофикационной нагрузки и расхода свежего пара  $G_o$  (расход сетевой воды  $W=800\ \text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ); температура сетевой воды  $\tau_2=70^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – начальный расход свежего пара,  $\text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ )).<sup>5</sup>

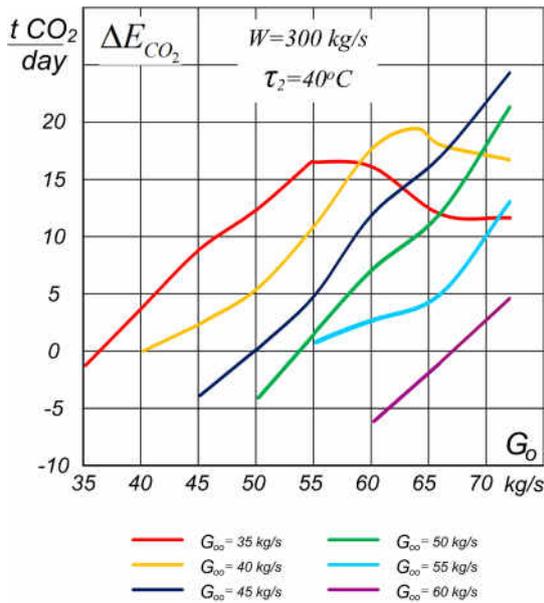


Рис. 6. Сравнительное уменьшение величины выбросов парниковых газов  $\Delta E_{CO_2}$  (в углеродных единицах  $t\ CO_2/\text{сут.}$  ( $tCO_2/\text{day}$ )) на турбине T-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику и в конденсационном режиме (при  $q_{add}=2.5\ MW/MW$ ) при различных сочетаниях величины теплофикационной нагрузки и расхода свежего пара  $G_0$  (расход сетевой воды  $W=300\ \text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ); температура сетевой воды  $\tau_2=40^\circ\text{C}$ ;  $G_{00}$  – начальный расход свежего пара,  $\text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ )).<sup>6</sup>

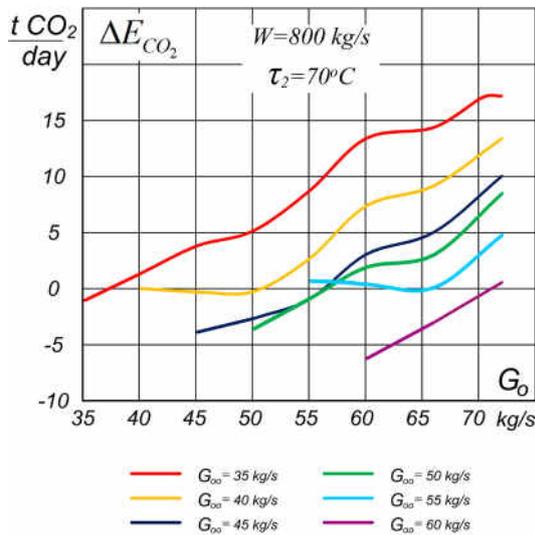


Рис. 7. Сравнительное уменьшение величины выбросов парниковых газов  $\Delta E_{CO_2}$  (в углеродных единицах  $t\ CO_2/\text{сут.}$  ( $tCO_2/\text{day}$ )) на турбине T-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику и в конденсационном режиме (при  $q_{add}=2.5\ MW/MW$ ) при различных сочетаниях величины теплофикационной нагрузки и расхода свежего пара  $G_0$  (расход сетевой воды  $W=800\ \text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ); температура сетевой воды  $\tau_2=70^\circ\text{C}$ ;  $G_{00}$  – начальный расход свежего пара,  $\text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ )).<sup>7</sup>

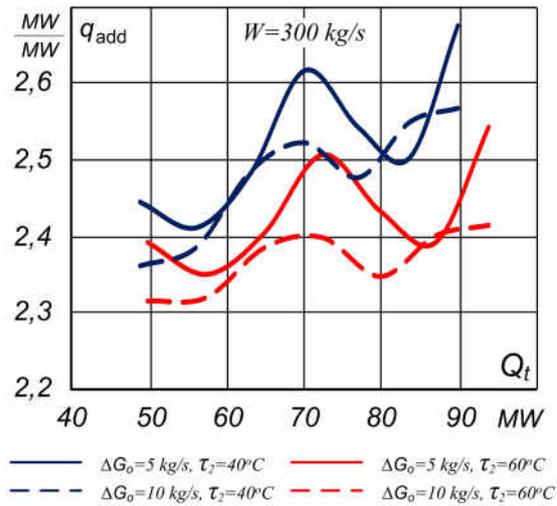


Рис. 8. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке T-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при увеличении теплофикационной нагрузки  $Q_t$  и приросте расхода свежего пара  $\Delta G_0$  от исходного значения на 5 и 10  $\text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ) (расход сетевой воды  $W=300\ \text{кг/с}$  ( $\text{kg/s}$ ); температура сетевой воды  $\tau_2=40^\circ\text{C}$  и  $\tau_2=60^\circ\text{C}$ ).<sup>8</sup>

При меньшем расходе сетевой воды (800  $\text{кг/с}$ ) величина  $q_{add}$  достигает и начинает превышать величину 2.5 (характерную для конденсационных турбин) уже при величине тепловой нагрузки примерно 60 МВт (и более), то есть в широком диапазоне теплофикационных нагрузок, характерном для отопительного периода. Для минимальных расходов сетевой воды это превышение имеет место при тех же тепловых нагрузках только при минимальном значении температуры обратной сетевой воды (40°C). В целом можно сделать вывод, что малые приросты электрической мощности, не превышающие 10 МВт, существенно менее эффективны, чем более высокие, а прирост в 10 МВт в большинстве случаев более эффективен, чем 5 МВт. Это обстоятельство важно учитывать при эксплуатации турбоустановок в период работы по электрическому графику.

Кроме этого, зависимости, представленные на рисунках 1, 2, 4, 5, 8, 9 позволяют сделать выводы, что эффективность прироста электрической мощности, определяемая по минимуму показателя  $q_{add}$ , при прочих равных условиях, как правило, возрастает при росте расхода сетевой воды, повышении температуры обратной сетевой воды. Также эта эффективность будет относительно выше при приростах электрической мощности, превышающих 15 МВт, и ниже при больших

начальных (то есть соответствующих закрытой РД ЧНД) расходах пара на турбину.

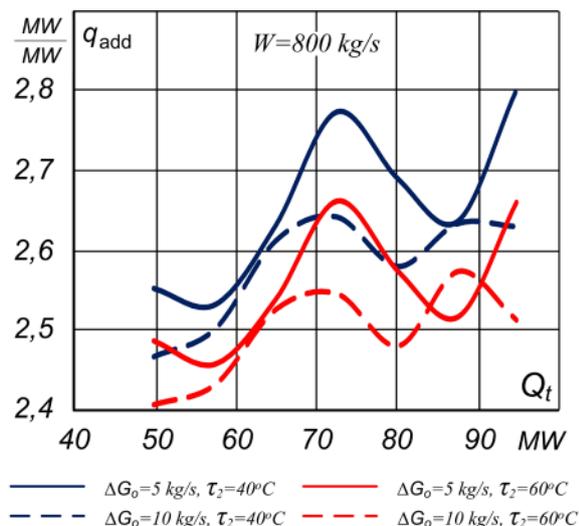


Рис. 9. Эффективность получения приростной мощности на турбоустановке Т-50-12.8 в режимах работы по электрическому графику при увеличении теплофикационной нагрузки  $Q_t$  и приросте расхода свежего пара  $\Delta G_0$  от исходного значения на 5 и 10 кг/с (kg/s) (расход сетевой воды  $W=800$  кг/с (kg/s); температура сетевой воды  $\tau_2=40^\circ\text{C}$  и  $\tau_2=60^\circ\text{C}$ ).<sup>9</sup>

Использование полученных результатов позволяет также определить по разработанной методике эффективность использования того или иного режима работы турбоустановки при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и с точки зрения изменения величины углеродных выбросов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из данных, полученных в результате расчетных исследований, можно сделать следующие выводы:

1. Обоснована методика для расчета приростной эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ, подходящая для использования как интегрального  $q_{add}$ , так и дифференциального  $q'_{add}$  показателей удельного расхода теплоты на прирост выработки электроэнергии. Основой методики является сопоставление удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии замещающей конденсационной ТЭС или ТЭЦ, работающей в конденсационном режиме, с интегральным или дифференциальным показателями приростной эффективности.

2. На основе существующих международных и отечественных нормативных докумен-

тов выбрана и апробирована методика для оценки величины углеродного следа при генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ и для оценки его изменения при сопоставлении разных вариантов работы.

3. На основе проведенного комплекса расчетных исследований по определению интегрального показателя приростной эффективности при различных сочетаниях влияющих факторов определено, что получение приростной мощности за счет открытия РД ЧНД при возрастающем до максимального значения расходе свежего пара оказывается энергетически и экологически целесообразным в преобладающем большинстве параметров сетевой воды и свежего пара. При этом минимальное значение показателя  $q_{add}$  достигается, как правило, при увеличении степени открытия РД ЧНД от исходного значения до 100%, а при последующем приросте мощности за счет частичного обвода сетевых подогревателей по сетевой воде величина  $q_{add}$  снова возрастает.

4. Установлено, что при разных сочетаниях величины тепловой нагрузки, расхода и начальной температуры сетевой воды и прироста электрической мощности (этот прирост связан в первую очередь с изменением степени открытия РД ЧНД) величина  $q_{add}$  изменяется в диапазоне от 2.3 до 2.75, причем существенно нелинейно от влияющих факторов, с экстремумами и перегибами кривых соответствующих зависимостей. Это приводит к необходимости при любых реальных граничных условиях для получения значения эффективности того или иного прироста электрической мощности пользоваться расчетами на адекватных математических моделях, подобных той, которая использовалась в настоящем исследовании.

5. В работе дана оценка и построены зависимости изменения величины углеродного следа от различных факторов при получении приростной мощности на теплофикационной турбоустановке по сравнению с конденсационной при таких же параметрах свежего пара. Установлено, что для большинства исследованных режимов прирост углеродного следа при увеличении мощности теплофикационных турбин путем открытия РД ЧНД будет меньше, чем для конденсационных турбин, особенно при приростах, не требующих необходимости обвода сетевой воды помимо сетевых подогревателей турбины.

<sup>9</sup> Appendix 1

**APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)**

<sup>1</sup>**Fig. 1.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with a constant heating load (initial fresh steam consumption  $G_{oo}=30$  kg/s, delivery water consumption  $W=300$  kg/s).

<sup>2</sup>**Fig. 2.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with a constant heating load (initial fresh steam consumption  $G_{oo}=30$  kg/s, delivery water consumption  $W=800$  kg/s).

<sup>3</sup>**Fig. 3.** Comparative reduction of greenhouse gas emissions  $\Delta E_{CO_2}$  (in carbon units tCO<sub>2</sub>/day) on the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule and in the condensing mode (at  $q_{add}=2.5$  MW/MW) depending on the increase in electric power  $\Delta N_e$  and various combinations of delivery water consumption  $W$  and delivery water temperature  $\tau_2$ .

<sup>4</sup>**Fig. 4.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with different combinations of heating load and fresh steam consumption  $G_o$  (delivery water consumption  $W=300$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=40^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – initial fresh steam consumption, kg/s).

<sup>5</sup>**Fig. 5.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with different combinations of heating load and fresh steam consumption  $G_o$  (delivery water consumption  $W=800$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=70^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – initial fresh steam consumption, kg/s).

<sup>6</sup>**Fig. 6.** Comparative reduction of greenhouse gas emissions  $\Delta E_{CO_2}$  (in carbon units tCO<sub>2</sub>/day) on the T-50-12.8 turbine in the electric schedule and condensing modes (at  $q_{add}=2.5$  MW/MW) with different combinations of the heating load and fresh steam consumption  $G_o$  (delivery water consumption  $W=300$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=40^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – initial fresh steam consumption, kg/s).

<sup>7</sup>**Fig. 7.** Comparative reduction of greenhouse gas emissions  $\Delta E_{CO_2}$  (in carbon units tCO<sub>2</sub>/day) on the T-50-12.8 turbine in the electric schedule and condensing modes (at  $q_{add}=2.5$  MW/MW) with different combinations of the heating load and fresh steam consumption  $G_o$  (delivery water consumption  $W=800$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=70^\circ\text{C}$ ;  $G_{oo}$  – initial fresh steam consumption, kg/s).

<sup>8</sup>**Fig. 8.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with an increase in the heating load  $Q_t$  and an increase in the fresh steam consumption  $\Delta G_o$  from the initial value by 5 and 10 kg/s (delivery water consumption  $W=300$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=40^\circ\text{C}$  and  $\tau_2=60^\circ\text{C}$ ).

<sup>9</sup>**Fig. 9.** Efficiency of obtaining incremental power at the T-50-12.8 turbine in operating modes according to the electric schedule with an increase in the heating load  $Q_t$  and an increase in the fresh steam

consumption  $\Delta G_o$  from the initial value by 5 and 10 kg/s (delivery water consumption  $W=800$  kg/s; delivery water temperature  $\tau_2=40^\circ\text{C}$  and  $\tau_2=60^\circ\text{C}$ ).

**Литература (References)**

- [1] Kusch-Brandt S. Cogeneration (combined heat and power production) in Europe. *The 5th International Virtual Research Conference In Technical Disciplines*, 2017, pp. 52-55. doi: 10.18638/rcitd.2017.5.1.105.
- [2] Kavvadias K. , Jimenez Navarro J.P., Zucker A., Quoilin S. Case study on the impact of cogeneration and thermal storage on the flexibility of the power system. *EUR 29082 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg*, 2017. doi:10.2760/814708
- [3] Munćan V., Mujan I., Andjelkovic A., Macura D. Current trends of district heating and cooling in Europe. *8th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, 2023, pp. 1-6. doi: 10.23919/SpliTech58164.2023.10193702.
- [4] Stepanov D.V., Rezydent N.V. Efficiency of Gas-Piston Cogeneration Facilities in the Systems of Centralized Heat Supply. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*, 2023, vol. 167, pp. 36-41. doi: 10.31649/1997-9266-2023-167-2-36-41.
- [5] Darrow K., Tidball R., Wang, J., Hampson A.: *Catalog of chp technologies*. US Environmental Protection Agency, Washington, DC, 2015, pp. 5–6.
- [6] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. Carbon Dioxide Utilization Markets and Infrastructure: Status and Opportunities: A First Report. Washington, 2023. 162 p. doi.org: 10.17226/26703.
- [7] Safonov G., Kozeltsev M., Stetsenko A., Dorina A., Saphonova Y., Semakina A., Sizonov A., Safonov M. Perspectives of Decarbonization of World Economy in the Context of Implementation of the UN Paris Climate Agreement. *International Organisations Research Journal*, 2022, vol. 17, no 4, pp. 38–61. doi: 10.17323/1996-7845-2022-04-02.
- [8] Alekseev A., Novitsky N., Tokarev V., Wang R. The current state of district heating processes in China and directions for the development of the methodological and instrumental base to support them. *E3S Web Conference*, 2023, vol. 397. doi: 10.1051/e3sconf/202339704002
- [9] Zhang Ch., Zou X., Lin Ch. Carbon Footprint Prediction of Thermal Power Industry under the Dual-Carbon Target: A Case Study of Zhejiang Province, China. *Sustainability*, 2023, vol. 15, pp. 3280. doi: 10.3390/su15043280.
- [10] Mo J., Zhang W., Tu Q., Yuan J., Duan H., Fan Y., Pan J., Zhang J., Meng Zh. The role of national carbon pricing in phasing out China's coal

- power. *iScience*, 2021, vol. 24, pp. 102655. 10.1016/j.isci.2021.102655.
- [11] Stodola A. *Steam and Gas Turbines*. New York, Peter Smith, 1945. 1356 p.
- [12] Ledukhovskiy G.V., Zhukov V.P., Barochkin E.V., Zimin A.P., Razinkov A.A. Algorithms for striking material and energy balances in calculating the technical-and-economic indicators of thermal power plant equipment based on the ill-posed problem regularization method. *Thermal Engineering*, 2015, no. 62, pp. 607-614. doi: 10.1134/S0040601515080030
- [13] Kultyshev A.Y., Stepanov M.Y., Linder T.Y. Diagrams of regimes of cogeneration steam turbines for combined-cycle power plants. *Thermal Engineering*, 2012, vol. 59, no. 12, pp. 913-918. doi: 10.1134/S0040601512120051
- [14] Tzolakis G., Papanikolaou P., Kolokotronis D., Samaras N., Tournlidakis A., Tomboulides A. Simulation of a coal-fired power plant using mathematical programming algorithms in order to optimize its efficiency. *Applied Thermal Engineering*, 2012, vol. 48, pp. 256-267. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.04.051
- [15] Wang J., Jing Y., Zhang Ch. Performance comparison of combined cooling heating and power system in different operation modes. *Applied Energy - APPL ENERG*, 2011, vol. 88, pp. 4621-4631. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.06.007.
- [16] Qing Cao Zu. The Characteristic of Changing Behaviour of Steam Turbine. *Water Conservancy and Electric Power Press*, 1991. p.141. (in Chinese).
- [17] Benenson E.I., Ioffe L.S. Teplofikatsionnye parovye turbiny [Heating steam turbines]. Moscow, 1986. 271 p. (in Russian).
- [18] Efros E.I. *Ekonomichnost i nadejnost moschnih teplofikatsionnih turbin i puti ih povisheniya*. Diss. dokt. tech. nauk [Efficiency and reliability of high-power heating turbines and ways to increase them. Dr tech. sci. diss.]. Moscow, 1998. 351 p.
- [19] Simoyu L.L., Efros E.I., Gutorov V.F., Lagoon V.P. *Teplofikatsionnye parovye turbiny: povyshenie ekonomichnosti i nadezhnosti* [Heating steam turbines: increase in economy and reliability]. St. Petersburg: Energotech, 2001. 208 p. (in Russian)
- [20] Lagun V.P., Simoyu L.L., Nakhman Yu.V., Pakhomov V.A. Power characteristics of the exhaust of the modified low-pressure cylinder of the K-300-240 and K-800-240 turbines. *Thermal Engineering*, 1984, no. 31(4), pp. 201-207.
- [21] Shempelev A.G. Razrabotka i aprobatsiya metodiki vyyasneniya prichin ogranichenij moshchnosti turboustanovki na osnove utochnennoj matematicheskoy modeli ee kondensatora [Development and approbation of methodology aimed to define the reasons for turbine unit capacity limitation based on the specified mathematical model of its condenser], *Problems of the Regional Energetics*, 2021, no. 4, pp. 79–87. doi: 10.52254/1857-0070.2021.4-52.08.
- [22] Standard GOST R ISO 14064-1 - 221 "National standard of the Russian Federation greenhouse gases. Part 1. Requirements and guidance for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and absorptions at the organization level". Access from the normative and technical system "TechExpert".
- [23] GOST R ISO 14067 "National standard of the Russian Federation. Greenhouse gases. Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification and provision of information". Access from the normative and technical system "TechExpert".
- [24] EIB Project Carbon Footprint Methodologies. Methodologies for the assessment of project greenhouse gas emissions and emission variations. Version 11.2. European Investment Bank, 2022.
- [25] *Rukovodyashchie printsipy natsional'nykh inventarizatsii parnikovyykh gazov MGEIK*, 2006. Podgotovleno Programmoi MGEIK po natsional'nym kadastram parnikovyykh gazov [IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the IPCC National Greenhouse Gas Inventories Program] // Iggleston Kh.S., Buendia L., Miva K., Ngara T. i Tanabe K. (redaktory). T. 5. Otkhody. Yaponiya: IGES, 2006. p. 165.
- [26] Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated 27.05.2022 N 371 "On approval of methods for quantitative determination of volumes of greenhouse gas emissions and absorptions of greenhouse gases"(Registered in the Ministry of Justice of the Russian Federation on 29.07.2022 N 69451). Access from the reference and legal system "ConsultantPlus".
- [27] Trukhny A.D., Lomakin B.V. *Teplofikatsionnye parovye turbiny i turboustanovki* [Heating steam turbines and turbine units]. Moscow, 2006. 512 p. (in Russian).
- [28] Wang L., YangYo., Dong Ch., Morosuk T., Tsatsaronis G. Parametric optimization of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution. *Energy Conversion and Management*, 2014, vol. 85, pp. 828-838. doi: 10.1016/j.enconman.2014.01.006
- [29] Wolfrum Ph., Kautz M., Schäfer J. Smart Operation of CHP Units. *IFAC Proceedings Volumes*, 2012, vol. 45, iss. 21, pp. 61-66. doi: 10.3182/20120902-4-FR-2032.00013
- [30] Carcascia C., Cosib L., Ferrarob R., Pacificic B. Effect of a real steam turbine on thermoeconomic analysis of combined cycle power plants. *Energy*,

- 2017, vol. 138, pp. 32-47. doi: 10.1016/j.energy.2017.07.048
- [31] Iliev I., Beloev H., Ilieva D., Badur J. A novel method for calculating greenhouse gas emissions from the combustion of energy fuels. *Archives of Thermodynamics*, 2023, vol. 43, pp. 3-20. doi: 10.24425/ather.2022.144404.
- [32] Özdemir A. Decomposition and decoupling analysis of carbon dioxide emissions in electricity generation by primary fossil fuels in Turkey. *Energy*, 2023, vol. 273, pp. 127264. doi: 10.1016/j.energy.2023.127264.
- [33] Rodrigues J., Wang J., Behrens P., De Boer P. Drivers of CO<sub>2</sub> emissions from electricity generation in the European Union 2000–2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, vol. 133, pp. 104-110. doi: 10.1016/j.rser.2020.110104.
- [34] Şeneren M., Yiğit M. The Carbon Footprint Reduction Related to Domestic Heating Using Thermal Power Plant Waste Heat. *International Journal of Environment and Climate Change*, 2023, vol. 13, pp. 716-723. doi: 10.9734/ijecc/2023/v13i71924.
- [35] Hu W., Xia X. Carbon Footprint Tracking and Quantitative Analysis Model for Power Industry Based on Thermodynamics. *International Journal of Heat and Technology*, 2022, vol. 40, pp. 1166-1174. doi: 10.18280/ijht.400507.
- [36] Haroon H., Saleem F., Arif H., Imran I. Evaluation of Catastrophic Global Warming due to Coal Combustion, Paradigm of South Asia. *International Journal of Innovations in Science and Technology*, 2021, no. 3, pp. 198-207. doi: 10.33411/IJIST/2021030406.
- [37] Henderson, J., Mitrova T. Implications of the Global Energy Transition on Russia. *The Geopolitics of the Global Energy Transition*, 2020, pp. 93-114. doi: 10.1007/978-3-030-39066-2\_5.

### Сведения об авторах.



**Суворов Дмитрий Михайлович**, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - оптимизация режимов работы ТЭЦ, энергосбережение  
E-mail: [dmilar@mail.ru](mailto:dmilar@mail.ru)



**Татаринова Наталья Владимировна**, кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - математическое моделирование турбоустановок ТЭЦ  
E-mail: [nvt\\_s@mail.ru](mailto:nvt_s@mail.ru)