

Шаломов В. И.
V. I. Shalomov

**ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕЩАЮЩЕЙ ТУРБИНЫ
С ПОВЫШЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ СВЕЖЕГО ПАРА ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО
ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ТУРБОУСТАНОВОК СЕМЕЙСТВА Т-100**

**NUMERICAL STUDY OF THE REPLACEMENT TURBINE EFFICIENCY
WITH AN INCREASED FRESH STEAM TEMPERATURE FOR THE TECHNICAL
RE-EQUIPMENT OF T-100 FAMILY TURBINE UNITS**

Шаломов Вячеслав Иванович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые энергетические установки» Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail: shalomov2012@yandex.ru.

Vyacheslav I. Shalomov – PhD in Engineering, Associate Professor, Thermal Power Plants Department, Komsomolsk-na-Amure State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: shalomov2012@yandex.ru.

Аннотация. В работе рассмотрены предварительные результаты расчётного исследования тепловой экономичности турбоустановки Т-120/130-130 при работе в теплофикационном и конденсационном режимах в условиях повышения начальной температуры пара.

Summary. The paper considers preliminary results of a calculated study of the thermal efficiency of a turbine unit T-120/130-130 when working in heating and condensation modes in conditions of increasing the initial temperature of steam.

Ключевые слова: техническое перевооружение, паровая турбина, параметры пара, мощность турбины, тепловая схема, расчётное исследование, тепловая экономичность.

Key word: modernization, steam turbine, steam parameters, power turbine, heat scheme, numerical analysis, thermal efficiency.

УДК 621.311

На электрической станции «Хабаровская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК») в эксплуатации находятся три турбины семейства Т-100. Две турбины Т-100-130 стационарные № 7 (ввод в строй в 1967 г.) и № 8 (ввод в строй в 1969 г.) и одна турбина Т-100/120-130 стационарная № 9 (ввод в эксплуатацию в 1972 г.). При парковом ресурсе 220 000 ч наработка турбоагрегатов (ТА) составляет: ТА-7 – 374 119 ч, ТА-8 – 350 620 ч, ТА-9 – 330 273 ч. С 2000 г. турбинам установлены следующие параметры пара перед стопорным клапаном: давление – 125 кгс/см²; температура – 540 °С. В связи с выработкой ресурса и введением эксплуатационных ограничений начальных параметров пара замена турбоустановок становится всё более очевидной.

По данным на 2013 г., с 1961 г. ЗАО «Уральский турбинный завод» (УТЗ) произвёл 245 турбин семейства Т-100 разных модификаций, запущенных в разные годы на 106 ТЭЦ и ГРЭС в 13 странах мира. Эти турбины всегда отличались высокими показателями эффективности и надёжности, а потому стали очень популярными.

В 2008 г. УТЗ разработал комплексный пакет технического перевооружения турбин семейства Т-100 [1]. Все решения данного пакета использованы при модернизации новой модификации турбины Т-120/130-130, которая в настоящее время предлагается заказчику. Турбины поставлены на Астанинскую ТЭЦ (Казахстан) и Абаканскую ТЭЦ. В 2013 г. турбины отгрузили для Кировской ТЭЦ-4, а в 2014 г. – для Улан-Баторской ТЭЦ-4 (Монголия).

Сравнительные технические характеристики турбины Т-100/120-130 и замещающей турбоустановки представлены в табл. 1. Для сопоставления в таблице показаны также характеристики базовой модели семейства Т-100 – турбины Т-110/120-130-5. Она обладает более высокой экономичностью по сравнению с Т-100/120-130.

Таблица 1

Сравнительные характеристики турбоустановок

Технический показатель	Т-100/120-130	Т-110/120-130	Т-120/130-130
Номинальная мощность турбины, МВт	105	100	123
Максимальная мощность турбины, МВт	120	120	130
Конденсационная мощность, МВт	110	120	130
Начальное давление пара, кгс/см ²	130	130	130
Начальная температура пара, °С	555	555	555
Температура питательной воды, °С	232	234	236
Температура охлаждающей воды, °С	20	20	20
Расход пара в турбину (номинальный), т/ч	441	480	520
Расход пара в турбину (максимальный), т/ч	465	485	525
Тепловая нагрузка номинальная, МВт	203	203	218,6
Давление в верхнем отопительном отборе, кгс/см ²	0,6...2,5	0,6...2,5	0,6...2,5
Давление в нижнем отопительном отборе, кгс/см ²	0,5...2,0	0,5...2,0	0,5...2,0
Давление пара в конденсаторе, кПа	5,0	5,3	3,9
Средний внутренний относительный КПД проточной части η_i , %	78,6	81,3	87,9

Турбина Т-120/130-130 состоит из 3 цилиндров: высокого, среднего и низкого давлений (ЦВД, ЦСД и ЦНД). Парораспределение сопловое. ЦВД включает одновенечную регулируемую ступень и 10 ступеней давления. Использование одновенечной регулирующей ступени и более совершенных в аэродинамическом отношении профилей направляющих лопаток ступеней давления позволило повысить КПД ЦВД приблизительно на 3,5 %. В качестве бандажных, диафрагменных и концевых уплотнений применены сотовые уплотнения, обеспечивающие на 1,0...1,2 % дополнительное повышение экономичности ЦВД. Новый ЦВД полностью устанавливается на фундамент своего предшественника. Проточная часть ЦСД состоит из 14 ступеней давления. Концевые уплотнения ЦСД сотового типа. ЦНД выполнен двухпоточным с размещением в каждом потоке регуливаемой ступени и ступени давления. На входе в проточную часть установлены поворотные регулирующие диафрагмы. Концевые уплотнения ЦНД выполнены также сотовыми. Средний внутренний КПД проточной части составляет 87,9 %, что на 8,1 % в относительном выражении превышает этот показатель у турбины Т-110/120-130 (см. табл. 1). Особенностью турбины является наличие производственного отбора пара для технологических нужд станции из ресивера ЦВД-ЦСД в количестве 70 т/ч давлением 1,2...1,8 МПа.

Как видим, начальные параметры пара являются традиционными для турбоустановок семейства Т-100. Одним из действенных способов повышения экономичности паротурбинных установок (ПТУ) является увеличение параметров свежего пара. В связи с появлением новых материалов стало возможным использование в отечественных турбинах с докритическими начальными параметрами повышенных температур пара.

Температуру свежего пара t_0 повышают при постоянном начальном давлении p_0 . В результате возрастают термический КПД цикла и мощность турбины. Это происходит за счёт увеличения располагаемого теплоперепада в турбине, который пропорционален начальной температуре. Кроме того, увеличивается степень сухости пара на выходе из турбины, вследствие чего снижаются потери от влажности – повышается внутренний относительный КПД.

По данным работы [2], ведущие мировые энергокомпании строят угольные энергоблоки с температурой перегретого пара 600...620 °С. Опыт их эксплуатации насчитывает уже много лет, оборудование – котлы и турбины – освоено и коммерчески производится.

Принципиальная тепловая схема ТУ приведена на рис. 1.

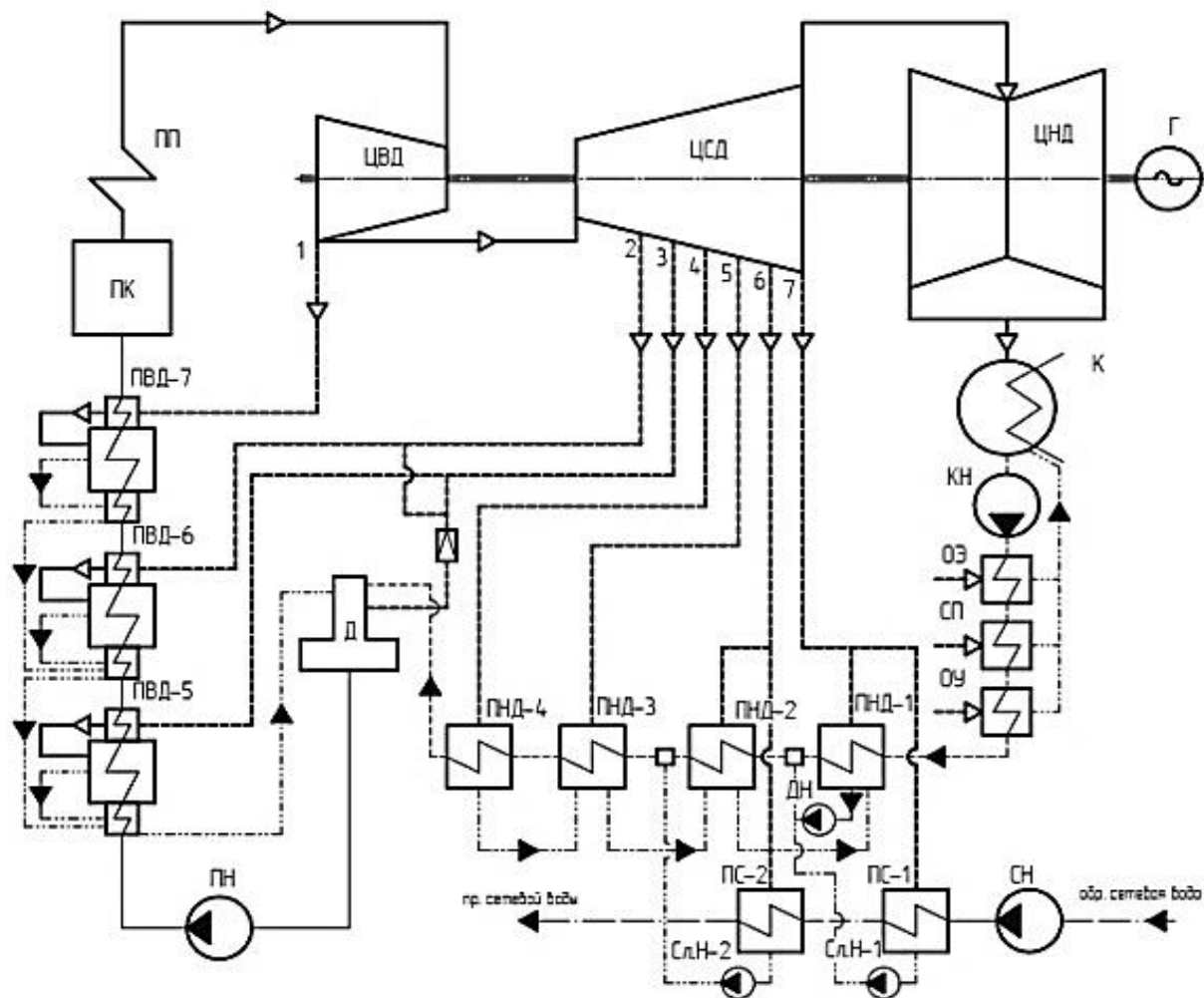


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема турбины: КП – котёл паровой; ПП – пароперегреватель; ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давления; Г – генератор; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ОЭ – охладитель эжектора; СП – сальниковый подогреватель; ПНД – подогреватель низкого давления; ПВД – подогреватель высокого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПС – подогреватель сетевой; СН – сетевой насос; ДН – дренажный насос; Сл.Н – сливной насос

Структурная формула системы регенерации ТУ – 3ПВД+Д+4ПНД – аналогична турбине Т-110/120-130. Все подогреватели высокого давления трёхсекционные. В каждую секцию входят пароохладитель, собственно подогреватель и охладитель дренажа. Из ЦВД отборов пара не предусмотрено. Отбор греющего пара № 1 осуществляется в ПВД-1 после ЦВД. Дренажный конденсат из ПВД отводится последовательно по каскадной схеме в деаэратор. Деаэратор предвключён по

пару к 3-му отбору, по которому подводится греющий пар к ПВД-5. Давление в деаэраторе с помощью регулирующего клапана на частичных нагрузках поддерживается постоянным и равным 0,6 МПа. В отличие от тепловой схемы турбины Т-100-130 в схеме регенеративной установки низкого давления конденсат греющего пара из ПНД-1 удаляется дренажным насосом в линию основного конденсата между ПНД-1 и ПНД-2. Такое техническое решение полностью исключает потерю теплоты с дренажным конденсатом группы ПНД в конденсаторе. В сетевые подогреватели ПСГ-2 и ПСГ-1 греющий пар подводится из 6-го и 7-го отборов турбины соответственно. Конденсат греющего пара из ПСГ-2 удаляется сливным насосом № 2 в линию основного конденсата перед ПНД-3, а из ПСГ-1 – сливным насосом № 1 в линию основного конденсата перед ПНД-2. Отборов пара на ПНД из ЦНД в конструкции турбины не предусмотрено. Это обстоятельство позволяет применить в турбинах семейства Т-100 распепную муфту для отключения ЦНД с переводом турбины на работу в противодавленческий режим, позволяющий повысить тепловую нагрузку турбины в отопительный период [3].

Расчётное исследование тепловой экономичности ТУ Т-120/130-130 для условий повышенной температуры свежего пара выполнено при её работе в теплофикационном и конденсационном режимах (Т- и К-режимах) при постоянном начальном давлении пара, равном номинальному значению 12,75 МПа. Исследование заключалось в проведении расчётов тепловой схемы ТУ при вариативных значениях начальной температуры пара: 555, 565, 580, 590 и 600 °С. Давление в конденсаторе в ходе расчётов выдерживалось постоянным, 5 кПа. Тепловая нагрузка турбины 210 МВт также оставалась неизменной. Внутренние относительные КПД цилиндров приняты: для ЦВД – 0,83; для ЦСД – 0,84; для ЦНД – 0,8. В ходе расчётов тепловой схемы они не изменялись. Температура питательной воды составляла 236 °С, давление в деаэраторе – 0,6 МПа, эти параметры оставались постоянными при всех вариантах расчёта. Кроме того, были выбраны следующие величины [3]:

1. недогревы воды в регенеративных подогревателях: для ПВД – 2 °С; для ПНД – 4 °С;
2. недогрев сетевой воды в сетевых подогревателях – 4,5 °С;
3. потеря давления в трубопроводах греющего пара от турбины до регенеративных подогревателей – 8 %;
4. потеря давления в регулирующих клапанах турбины – 5 %.

КПД парового котла принят 92 %, характерный для паровых котлов БКЗ 210-140 и БКЗ 220-140, работающих в составе Хабаровской ТЭЦ-1.

Расчёт тепловой схемы выполнен методом тепловых и материальных балансов на базе сопряжённых компьютерных программ MathCad и XSteam. Программный продукт XSteam позволяет автоматически определять параметры воды и пара паротурбинного цикла в ходе расчёта тепловой схемы. Поскольку традиционно задаваемым техническим показателем являлась мощность турбоагрегата, то алгоритм и компьютерная программа расчёта были несколько переработаны: основным задаваемым параметром стал расход пара в турбину, а определяемым – электрическая мощность.

Математическая модель расчёта тепловой схемы включает в себя 10 модулей:

1. Выбор исходных данных и формирование расчётной тепловой схемы.
2. Проектирование оптимального распределения регенеративного подогрева по параметрам питательной воды и основного конденсата с построением диаграммы подогревов.
3. Определение давления конденсации пара в регенеративных подогревателях.
4. Расчёт параметров пара в отборах и построение в h,s -диаграмме процесса расширения пара в проточной части турбины.
5. Доопределение термодинамических параметров на ветвях тепловой схемы и расчёт теплофикационной установки.
6. Расчёт материального и теплового баланса группы ПВД-7 – ПВД-6 – ПВД-5 – деаэратор.
7. Расчёт материального и теплового баланса методом итераций группы ПНД-4 – ПНД-3 – СМ1 – ПНД-2 – СМ2 – ПНД-1.

8. Вычисление недовыработки в отсеках приведённого теплоперепада и определение расхода свежего пара в турбину.

9. Определение расходов пара в отборы, внутренней мощности отсеков, внутренней и электрической мощности турбины.

10. Расчёт технико-экономических показателей турбоустановки и энергоблока ТЭЦ. В этом модуле определяются удельный расход пара, полный расход тепла на турбоустановку, КПД ТУ по производству электроэнергии, удельный расход тепла на производство электроэнергии, удельные расходы топлива на производство электроэнергии и теплоты. Удельные показатели энергоблока нетто определяются с учётом затрат электроэнергии на собственные нужды.

Сравнительные результаты расчётного исследования приводятся ниже. График изменения мощности ТУ при повышении начальной температуры пара изображён в форме гистограммы на рис. 2.

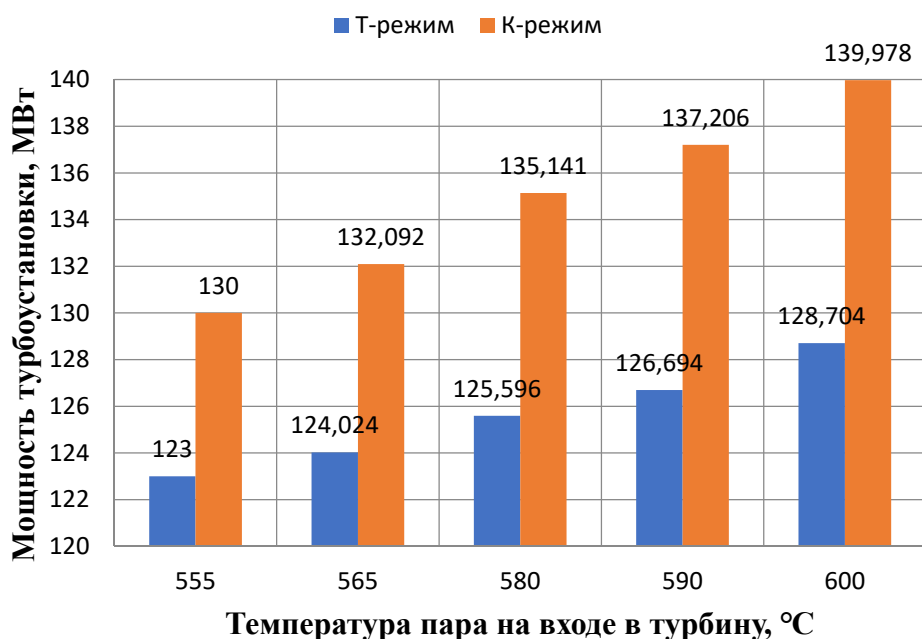


Рис. 2. Совмещённый график зависимости мощности турбоустановки от температуры пара на входе в турбину

Гистограмма показывает, что электрическая мощность ТУ возрастает на 5,7 МВт в Т-режиме и примерно на 10 МВт в К-режиме или в относительном выражении соответственно на 4,43 % и 7,13 %. Рост мощности обусловливается повышением используемого теплоперепада в турбине в Т- и К-режимах примерно на 87 кДж/кг или на 7 %. Глядя на характер изменения значений мощности ТУ при К-режиме, можем сделать вывод, что на каждый градус повышения температуры свежего пара мощность увеличивается на 222 кВт. Рост мощности в К-режиме происходит более интенсивно, так как расход пара в турбину остаётся постоянным. При работе ТУ в Т-режиме расход свежего пара D_0 при переходе к температуре 600 °C несколько снижается. Это было необходимо для удержания постоянной тепловой нагрузки турбины.

Турбоустановка приобретает новую маркировку Т-128/140-130. Замещающая турбина будет достигать мощности в Т-режиме 128 МВт, в К-режиме 140 МВт при прежнем значении начального давления пара $p_0 = 12,8$ МПа и повышенной начальной температуре $t_0 = 600$ °C. Стремление к повышению мощности теплофикационных ТУ при работе в К-режиме отвечает современным требованиям более эффективно использовать их в неотапительный период.

Тепловую эффективность ТУ при повышении начальной температуры пара с 555 до 600 °C покажем на примере изменения удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии. Так, для

Т-режима этот показатель снижается в относительном выражении на 1,25 % (см. рис. 3), что приводит к уменьшению удельного расхода условного топлива до 179,5 г/(кВт·ч).

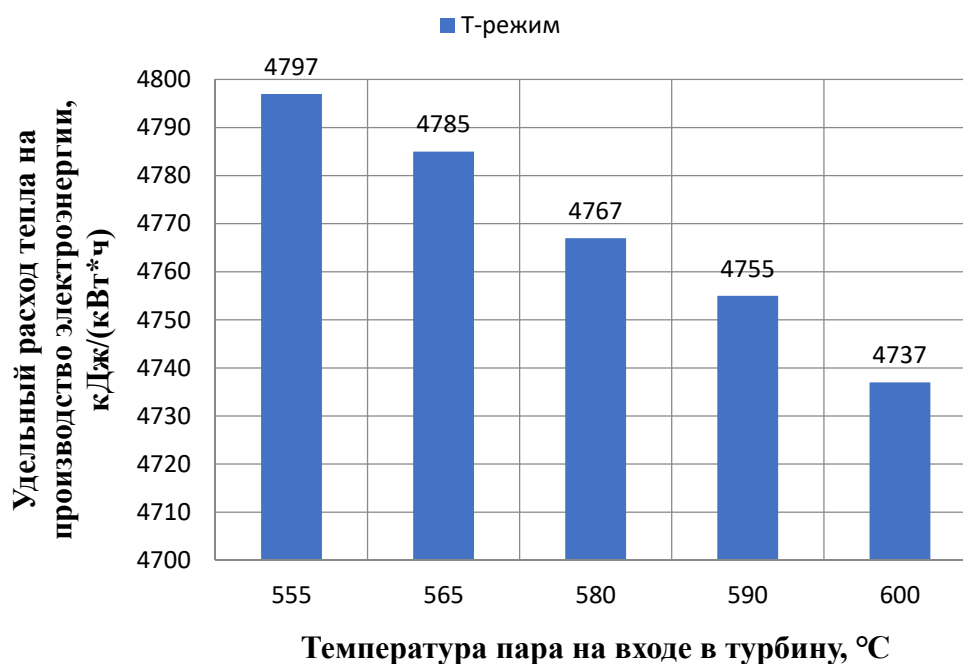


Рис. 3. Зависимость удельного расхода теплоты на производство электроэнергии от температуры пара на входе в турбину в Т-режиме

Расчёт тепловой схемы в К-режиме проводился при условии полного отсутствия тепловой нагрузки турбины, в том числе на горячее водоснабжение. Расход свежего пара в турбину D_0 принимался постоянным и равным 125 кг/с. Исходная мощность для конденсационного режима – 130 МВт. Выбираемые в ходе расчёта тепловой схемы дополнительные данные были такими же, как и для Т-режима. Результаты расчётной оценки тепловой эффективности при работе ТУ в К-режиме изображены графически на рис. 4.

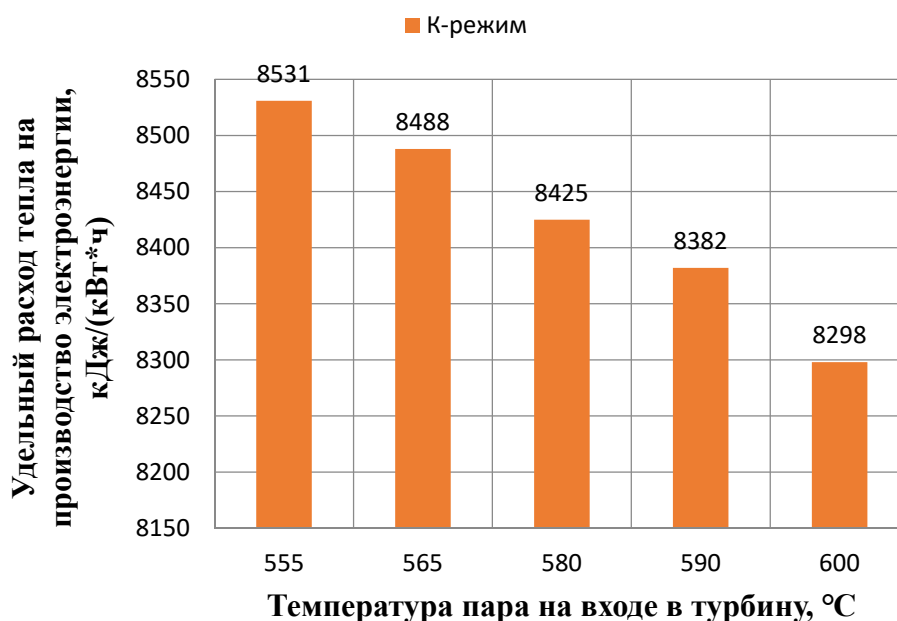


Рис. 4. Зависимость удельного расхода тепла на производство электроэнергии турбоустановкой от температуры пара на входе в турбину в К-режиме

График наглядно демонстрирует, что удельный расход теплоты на производство электроэнергии турбоустановкой снижается на 2,8 %. В этом случае удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии будет составлять около 314 г/(кВт·ч) против 323 г/(кВт·ч) при начальной температуре пара 555 °С. Электрический КПД ТУ брутто может достигать 43,4 %.

Динамика изменения КПД энергоблока по выработке электроэнергии наглядно представлена на рис. 5.

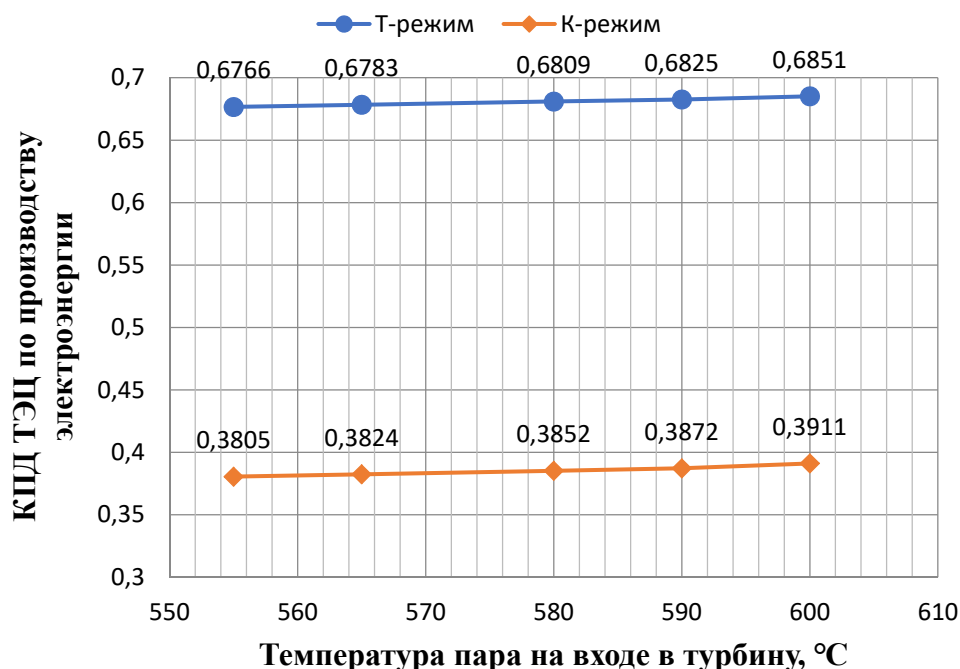


Рис. 5. Совмещённый график зависимости КПД энергоблока по производству электроэнергии от температуры свежего пара

Расчёт КПД энергоблока выполнен при условии, что КПД парового котла равен 0,92, КПД трубопроводов – 0,98. В К-режиме КПД энергоблока возрастает на 1,06 % в абсолютном выражении и достигает 39,1 %. При повышении температуры свежего пара на каждые 5 °С КПД блока увеличивается на 0,12 %. Вместе с тем увеличение температуры перегрева пара снижает надёжность работы и маневренность блока. Подрастают и капитальные вложения. Чтобы повышение экономичности покрывало рост затрат, исследователи для докритических энергоблоков без промежуточного перегрева пара ограничиваются начальной температурой пара в 580 °С [4]. В нашем исследовании этой температуре соответствует электрический КПД энергоблока 38,52 % (см. рис. 5).

Для сравнения приведём некоторые результаты расчётных исследований, проведённых авторами из ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» в 2013 г. на базе замещающей турбины, предлагаемой ими на замену ТУ Т-110/120-130 [4]. Исходная расчётная мощность для исследования ТУ в К-режиме составляла 144,1 МВт. При повышении температуры свежего пара с 555 до 600 °С мощность турбины увеличилась на 8,42 МВт. Удельный расход условного топлива снизился на 1,6 %.

Как видим, технические возможности турбины Т-120/130-130 для её совершенствования с применением повышенной начальной температуры пара шире, чем у её предшественниц семейства Т-100.

Выводы

Численные исследования эффективности теплофикационной турбоустановки с повышенной начальной температурой пара для замещения турбин семейства Т-100 Хабаровской ТЭЦ-1 выполнены на базе турбоустановки Т-120/130-130.

По результатам расчётных исследований получен энергоблок с новой теплофикационной турбиной с маркировкой Т-128/140-130. У турбины мощность в теплофикационном режиме будет достигать 128 МВт, в конденсационном режиме – 140 МВт при параметрах свежего пара $p_0 = 12,75$ МПа, $t_0 = 600$ °С.

Турбоустановка отличается повышенными технико-экономическими показателями: удельный расход теплоты на выработку электроэнергии снизился в Т-режиме на 1,25 %; в К-режиме – на 2,8 %; электрический КПД энергоблока достигает 39 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Семейство теплофикационных турбин Т-100-12.8: вчера, сегодня, завтра / А. Е. Валамин, А. Ю. Култышев, Т. Л. Шибяев, А. Ю. Сахнин, М. Ю. Степанов // Теплоэнергетика. – 2013. – № 8. – С. 21-26.
2. Тумановский, А. Г. Пути совершенствования угольных ТЭС России / А. Г. Тумановский, Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2015. – № 1. – С. 67-73.
3. Профиль энергоблока угольной ТЭЦ нового поколения / Г. А. Рябов, Г. Д. Авруцкий, А. М. Зыков [и др.] // Известия Академии наук. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 29-36.
4. Долгушин, И. А. Расчётный анализ тепловых схем угольных энергоблоков мощностью 100 – 120 МВт с повышенными технико-экономическими показателями для ТЭЦ нового поколения / И. А. Долгушин, Г. А. Рябов, Г. Д. Авруцкий // Энергетик. – 2013. – № 12. – С. 25-30.