

УДК 621.321

Испытания турбоагрегата Тп-115/125-130-1ТП ПО ТМЗ при работе в теплофикационном режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды

Ледуховский Г.В., Поспелов А.А., кандидаты техн. наук,
Асташов Н.С., Добров С.В., Волков И.Б., Комиссар Г.Б., инженеры

Изложена методика, приведены результаты испытаний и диаграмма режимов работы турбоагрегата Тп-115/125-130-1ТП ПО ТМЗ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 в режиме с регулируемым теплофикационным отбором пара при двухступенчатом подогреве сетевой воды.

Ключевые слова: паровая турбина, теплофикационная установка, регулируемый отбор пара, натурные испытания оборудования.

Testing of Turbounit Тп-115/125-130-1ТП PO TMZ when Operating in Heat-extraction Mode with Two-phase Heating of Delivery Water

G.V. Leduhovsky, A.A. Pospelov, Candidates of Engineering;
N.S. Astashov, S.V. Dobrov, I.B. Volkov, G.B. Komissar, Engineers

The authors present the methods, the test results and the diagram of operation modes of the Turbounit Тп-115/125-130-1ТП PO TMZ at Yoshkar-Ola heat power plant 2 in operation mode with regulated heat steam extraction with two-phase heating of delivery water.

Key words: steam turbine, extraction turbo unit, steam extraction, tests of the equipment.

Результаты тепловых балансовых испытаний паротурбинных установок, проводимых по первой категории сложности [1], являются основой для разработки нормативно-технической документации по топливоиспользованию [2]. Проведение таких испытаний при отсутствии типовых энергетических характеристик является обязательным этапом, предшествующим расчету энергетических характеристик турбоустановки, без которых, в свою очередь, не возможен анализ показателей тепловой экономичности турбоагрегата в ходе его эксплуатации [3]. Типовые энергетические характеристики могут быть разработаны после обобщения результатов балансовых испытаний нескольких агрегатов одного типоразмера. Типовые энергетические характеристики к настоящему времени разработаны для турбоагрегатов наиболее распространенных типов, однако рассматриваемый турбоагрегат Тп-115/125-130-1ТП ПО ТМЗ является относительно новой разработкой Уральского турбомоторного завода и существенно отличается по конструктивному исполнению, тепловой схеме и составу вспомогательного оборудования от большинства турбоагрегатов, выпускаемых отечественными заводами энергетического машиностроения.

Ранее авторы публиковали результаты «вакуумных» испытаний рассматриваемого турбоагрегата [4]. Ниже представлены основные результаты испытаний турбины в теплофикационном режиме при двухступенчатом подогреве сетевой воды.

Турбоагрегат № 2 Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 типа Тп-115/125-130-1ТП ПО ТМЗ является

двухцилиндровой теплофикационной турбиной с конденсацией пара, двухступенчатым теплофикационным отбором и дополнительным производственным отбором пара (рис. 1), оборудован сопловым парораспределением цилиндра высокого давления (ЦВД) и дроссельным парораспределением части низкого давления (ЧНД). Давление пара в камере теплофикационного отбора регулируется с помощью поворотной диафрагмы, а давление пара производственного отбора – с помощью запорно-регулирующего клапана, установленного непосредственно на паропроводе отбора.

Конденсатор типа КГ1-3100 представляет собой один корпус от конденсатора турбоагрегата Т-100/120-130 ПО ТМЗ, подключенный к одностороннему выхлопу цилиндра низкого давления (ЦНД). В составе конденсационной установки имеются охлаждаемые основным конденсатом турбины теплообменники: охладители пароструйных основных эжекторов и эжектора уплотнений, а также охладитель пара промежуточных камер концевых уплотнений турбоагрегата.

Система регенерации низкого давления включает три подогревателя низкого давления (ПНД) поверхностного типа, причем ПНД-2 оборудован сливным насосом с закачкой конденсата греющего пара в трубопровод основного конденсата между ПНД-2 и ПНД-3. Деаэратор питательной воды обеспечивается греющим паром от стороннего источника – общестанционного коллектора пара производственных отборов турбин.

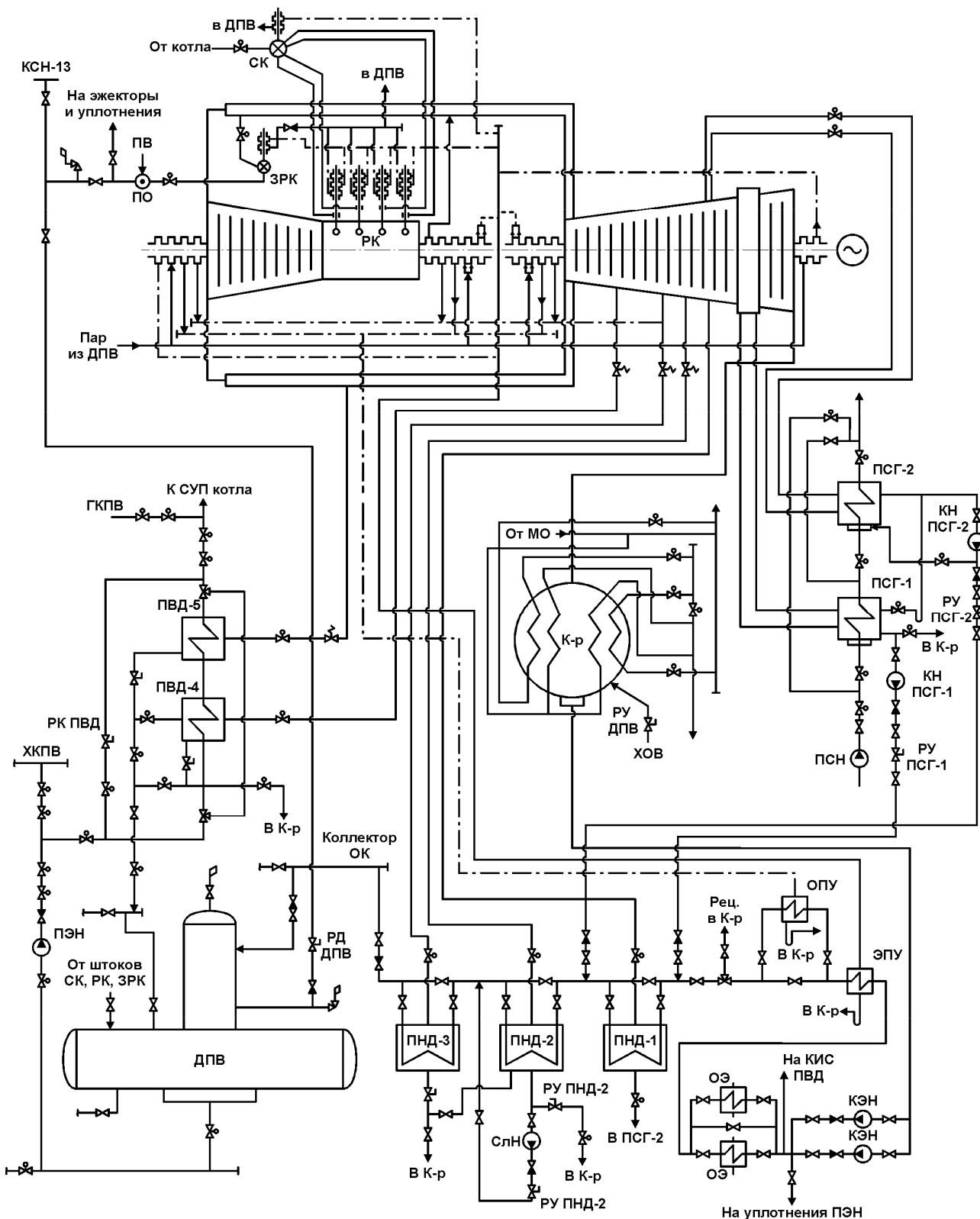


Рис. 1. Тепловая схема турбоагрегата в период испытаний: СК – стопорный клапан; ДПВ – деаэратор питательной воды; ЗРК – защитно-регулирующий клапан; РК – регулирующий клапан; ПО – пароохладитель; ПВ – питательная вода; КСН-13 – коллектор пара производственных отборов; МО – маслоохладители; К-р – конденсатор; РУ – регулятор уровня; ХОВ – химически обессоленная добавочная вода цикла; КЭН – конденсатный насос турбоагрегата; ПЭН – питательный насос; ЭПУ – охладитель эжектора уплотнений; ОПУ – охладитель пара промежуточных камер концевых уплотнений турбоагрегата; Рец. – рециркуляция; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления; КИС – клапан импульсный соленоидный; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; ОЭ – охладитель основного эжектора; ПСГ-1, ПСГ-2 – нижний и верхний сетевые подогреватели соответственно; СлН – сливной насос; ОК – основной конденсат; РД – регулятор давления; ХКПВ, ГКПВ – холодный и горячий коллекторы питательной воды соответственно; РК ПВД – регулятор расхода питательной воды помимо группы ПВД; СУП – сниженный узел питания; КН ПСГ-1 и КН ПСГ-2 – конденсатные насосы соответственно ПСГ-1 и ПСГ-2; ПСН – подкачивающий сетевой насос

Регенеративная установка высокого давления включает группу из двух подогревателей высокого давления (ПВД) коллекторного типа, оборудованную регулируемым байпасом по питательной воде.

Теплофикационная установка рассматриваемого турбоагрегата идентична теплофикационной установке турбины типа Т-100/120-130 ПО ТМЗ и включает два сетевых подогревателя горизонтального типа (ПСГ), оборудованных индивидуальными конденсатными насосами с закачкой конденсата греющего пара в систему регенерации низкого давления и возможностью каскадного слива конденсата греющего пара из ПСГ-2 в ПСГ-1.

Перед проведением основных испытаний турбоагрегата были реализованы девять тарировочных опытов, целью которых являлось определение соответствия показаний расходомеров свежего пара и основного конденсата. В ходе этих опытов тепловая схема была максимально упрощена, в частности, отключены ПВД, теплофикационная установка, ПНД-1. Обработка результатов тарировочных опытов показала высокую сходимость материального баланса по турбоустановке в целом с максимальной величиной небаланса 0,6 %.

Параметры режима работы элементов тепловой схемы турбоагрегата контролировались в ходе испытаний штатными приборами теплотехнического контроля, при этом большинство точек контроля дублировались для обеспечения точности результатов замеров современными высокоточными приборами, включая образцовые. Метрологическое обеспечение испытаний было разработано таким образом, чтобы обеспечить возможность определения показателей работы каждого элемента тепловой схемы и собственно турбоагрегата, а для наиболее важных параметров – измерение или косвенный расчет минимум двумя независимыми способами. В целом при испытаниях было организовано более ста точек контроля теплотехнических и электрических параметров, около половины которых дублировались.

Программа испытаний турбоагрегата для получения показателей его работы в теплофикационном режиме при двухступенчатом подогреве сетевой воды предусматривала проведение 18 опытов при работе по тепловому графику нагрузок, а также 14 опытов (три серии по 3, 6 и 5 опытов) при работе по электрическому графику нагрузок. Все указанные опыты проведены при работе с расчетной тепловой схемой (рис. 1) при отключенном производственном отборе пара.

В ходе каждого опыта наиболее ответственные параметры контролировались с шагом по времени не более 40 с, второстепенные и мало изменяющиеся параметры – с шагом не более 80 с. За каждый опыт было получено от

9 до 38 первичных результатов замеров каждого параметра. Перед началом записи значений контролируемых параметров в опытах осуществлялась выдержка турбоагрегата на режиме длительностью от 30 до 45 мин для стабилизации теплового состояния оборудования.

Опыты при работе по тепловому графику нагрузок необходимы для построения основных зависимостей диаграммы режимов работы турбоагрегата. Такие опыты проводятся при закрытой регулирующей диафрагме ЧНД и минимальном пропуске пара в конденсатор. В ходе испытаний полного закрытия регулирующей диафрагмы ЧНД добиться не удалось, поскольку при степени открытия по указателю положения сервомотора менее 10 мм наблюдалось непрерывное увеличение разности температур металла выхлопного патрубка слева и справа, а также общий перегрев выхлопного патрубка, что недопустимо с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации турбоагрегатов. Таким образом была установлена минимально допустимая степень открытия регулирующей диафрагмы ЧНД, которая при отсутствии системы принудительного охлаждения выхлопного патрубка соответствует теплофикационным режимам работы по тепловому графику нагрузок.

Опыты при работе по электрическому графику нагрузок предназначены для определения коэффициента прироста электрической нагрузки при изменении тепловой нагрузки теплофикационного отбора пара, т. е. для построения линий постоянной мощности на диаграмме режимов работы турбоагрегата. Такие опыты проводятся в несколько серий, каждая из которых характеризуется некоторым постоянным значением давления пара в камере регулируемого теплофикационного отбора.

Общие условия проведенных опытов характеризуются следующим: равенством расходов свежего пара на турбоагрегат и питательной воды через ПВД (расход питательной воды регулировался путем изменения степени открытия арматуры на трубопроводе за группой ПВД); поддержанием давления отработавшего пара в конденсаторе на уровне номинального значения путем изменения расхода охлаждающей воды через конденсатор; постоянством температуры обратной сетевой воды на входе в ПСГ-1 путем поддержания постоянной температуры прямой сетевой воды в коллекторах электростанции с использованием параллельно работающего турбоагрегата № 1; поддержанием параметров свежего пара перед стопорным клапаном с минимальными отклонениями от номинальных значений.

Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора при работе по тепловому графику нагрузок поддерживалось на заданных по условиям опытов уровнях за счет изменения расхода сетевой воды через ПСГ-1

и ПСГ-2. При этом изменение расхода свежего пара на турбоагрегат обеспечивало изменение тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора и электрической мощности турбогенератора.

Каждая серия опытов при работе по электрическому графику нагрузок проведена при некотором постоянном значении расхода свежего пара на турбоагрегат. Изменение тепловой нагрузки теплофикационного отбора достигалось изменением расхода сетевой воды через сетевые подогреватели, а постоянство давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора – изменением степени открытия регулирующей диафрагмы ЧНД.

Обработка результатов испытаний включала следующие этапы:

1) *первичную обработку результатов замеров и определение окончательных результатов измерения контролируемых параметров в опытах* [5–7]. Первичные результаты замеров контролируемых параметров подвергнуты тестированию на выбеги с использованием критерия Кохрена и статистик Манделя, после чего выполнена оценка правильности результатов измерений [6] с исключением известных систематических погрешностей. Для предварительно обработанных таким образом результатов замеров выполнена проверка их приемлемости и установлен окончательный результат измерений [7]. Поскольку утвержденные значения стандартных отклонений повторяемости, необходимые для проверки приемлемости результатов замеров, для большинства из используемых методов измерений не известны, были вычислены оценки стандартных отклонений повторяемости, характеризующие условия проведения всех опытов в целом. В зависимости от результатов проверки приемлемости, за окончательный результат измерения принималось либо среднее арифметическое значение, либо медиана всех результатов замеров конкретного параметра в опыте;

2) *сведение материальных балансов по турбоустановке*. Выполнена проверка сходимости следующих материальных балансов в условиях каждого опыта: баланса по расходу свежего пара относительно показаний расходомера основного конденсата за охладителем основного эжектора – баланса № 1; баланса по расходу свежего пара относительно расходомера основного конденсата за регулятором уровня в конденсаторе – баланса № 2; баланса по расходу свежего пара относительно расходомера основного конденсата за группой ПНД – баланса № 3; баланса системы основного конденсата между расходомерами за регулятором уровня и за группой ПНД – баланса № 4. Кроме окончательных результатов измерений контролируемых параметров в опытах, в балансовых расчетах использованы расходы пара с протечками по концевым уплотнениям

турбоагрегата и уплотнениям штоков стопорного и регулирующих клапанов, определенные расчетным путем по фактическим зазорам в обоймах уплотнений [1]; расход с присосами охлаждающей воды в конденсаторе, определенный по результатам серии химических анализов проб свежего пара, основного конденсата и охлаждающей воды на жесткость общую и электропроводность; поправки к показаниям расходомеров свежего пара и основного конденсата, определенные в ходе обработки результатов тарировочных опытов. Расходы греющего пара на регенеративные и сетевые подогреватели определены по уравнениям их материальных и тепловых балансов при измеренных теплофизических параметрах теплоносителей в условиях каждого из опытов. Анализ результатов сведения балансов позволил заключить, что балансы № 1 и 2 сходятся в условиях опытов с максимальной невязкой 2,03 % (средняя по всем опытам невязка 0,23 %), а максимальная невязка баланса № 3 составляет 1,73 % (средняя по всем опытам невязка 0,04 %), что характеризует полученные результаты испытаний как допустимо точные;

3) *приведение результатов опытов к номинальным условиям*. Поскольку условия проведения опытов несколько отличались друг от друга и от номинальных условий, выполнен расчет поправок, обеспечивающих учет отклонений фактических режимных параметров от их номинальных значений [1]. Остановимся на этом этапе обработки результатов испытаний подробнее.

В качестве номинальной тепловой схемы выбрана тепловая схема, характеризующая для режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды следующим:

– все регенеративные подогреватели включены в работу; слив конденсата греющего пара ПНД-3 каскадный в ПНД-2 и далее сливным насосом в трубопровод основного конденсата за ПНД-2; слив конденсата ПНД-1 самотечный в ПСГ-2;

– при абсолютном давлении в паровом пространстве ПВД-5 менее 0,9316 МПа (9,5 кгс/см²) слив конденсата ПВД-5 каскадный в ПВД-4, конденсат греющего пара ПВД-4 направляется в расширитель дренажей турбины; при абсолютном давлении пара в паровом пространстве ПВД-5 0,9316 МПа (9,5 кгс/см²) и более, а в паровом пространстве ПВД-4 менее 0,9316 МПа (9,5 кгс/см²) слив конденсата ПВД-5 каскадный в деаэратор питательной воды, конденсат греющего пара ПВД-4 при этом направляется в расширитель дренажей турбины; при абсолютном давлении в паровом пространстве ПВД-4 0,9316 МПа (9,5 кгс/см²) и более организуется каскадный слив конденсата греющего пара из ПВД-5 в ПВД-4 и далее в деаэратор питательной воды;

– слив конденсата греющего пара ПСГ-2 каскадный в ПСГ-1, слив конденсата греющего пара ПСГ-1 направляется конденсатным насосом в трубопровод основного конденсата до ПНД-1;

– снабжение деаэратора питательной воды паром осуществляется от стороннего источника (коллектора пара производственных отборов турбин);

– ограниченный регулируемый производственный отбор отключен (подключение отбора учитывается соответствующими поправками к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу тепла брутто на выработку электроэнергии);

– регулируемый байпас питательной воды помимо группы ПВД отключен;

– система уплотнений турбоагрегата включена в работу по проектной схеме.

В качестве номинальных с учетом существующих технических ограничений установлены следующие параметры: абсолютное давление свежего пара перед стопорным клапаном 12,553 МПа (128 кгс/см²); температура свежего пара перед стопорным клапаном 550 °С; абсолютное давление отработавшего пара в конденсаторе 0,004903 МПа (0,05 кгс/см²); абсолютное давление в деаэраторе питательной воды 0,588 МПа (6,0 кгс/см²); пределы регулирования абсолютного давления пара в производственном отборе – от 1,177 до 1,765 МПа (от 12,0 до 18,0 кгс/см²); пределы регулирования абсолютного давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора – от 0,059 до 0,245 МПа (от 0,6 до 2,5 кгс/см²); температура обратной сетевой воды перед ПСГ-1 62,0 °С.

Исходя из требований заводоизготовителей турбоагрегата и турбогенератора, учтены следующие ограничения по значениям параметров: максимальный расход свежего пара в режимах с тепловой нагрузкой 500 т/ч; максимальная электрическая мощность (ввиду установки турбогенератора непроектной марки) 121 МВт; номинальная тепловая нагрузка 209,34 МВт (180 Гкал/ч); максимальная тепловая нагрузка 238,42 МВт (205 Гкал/ч); максимальное абсолютное давление пара в камере регулирующей ступени 8,531 МПа (87 кгс/см²); максимальный расход пара в ЧНД 225 т/ч.

Приведение результатов опытов к номинальным условиям выполнено по методу постоянного расхода свежего пара [1]. При этом учтены следующие поправки на отклонение условий работы от номинальных:

– поправка к мощности на «схему», учитывающая изменение расходов пара в регенеративные отборы турбоагрегата при отклонении расхода питательной воды от расхода свежего пара и других схемных и режимных параметров работы технологических систем;

– поправка к мощности на отклонение фактического коэффициента мощности $\cos(\varphi)$ турбогенератора от номинального значения $\cos(\varphi) = 0,8$;

– поправки к мощности на отклонение параметров свежего пара перед стопорным клапаном от номинальных значений;

– поправка к мощности на отклонение температуры обратной сетевой воды перед ПСГ-1 от номинального значения;

– поправка к мощности на отклонение фактического давления пара в камере регулируемого теплофикационного отбора от среднего по серии опытов;

– поправка к мощности на отклонение фактического давления пара в конденсаторе от номинального значения (для опытов при работе по электрическому графику нагрузок);

– поправка к мощности на отклонение фактического расхода свежего пара в каждом опыте от среднего по серии опытов (для опытов при работе по электрическому графику нагрузок).

Дополнительно учитывались поправки к тепловой нагрузке регулируемого теплофикационного отбора на отклонение фактического пропускания пара в ЧНД от номинального. Номинальный пропуск пара в ЧНД в зависимости от давления пара перед регулирующей диафрагмой определен путем обработки результатов опытов при работе по тепловому графику нагрузок при одно- и двухступенчатом подогреве сетевой воды. Как указано выше, полного закрытия регулирующей диафрагмы в этих режимах добиться не удалось по условиям обеспечения нормального охлаждения выхлопного патрубка турбоагрегата.

Поправки к мощности на отклонение параметров свежего пара и температуры обратной сетевой воды определялись по данным завода-изготовителя турбоагрегата. Поправка к мощности на отклонение коэффициента мощности $\cos(\varphi)$ рассчитывалась по характеристике электрических потерь турбогенератора. Поправка к мощности на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе определялась по полученной при обработке «вакуумных» опытов сетке поправок [4]. Прочие поправки рассчитывались в условиях каждого из опытов согласно требованиям руководящих документов [1, 2].

Следует отметить также, что один из важнейших с точки зрения расчета поправок к мощности параметров – конечная энтальпия отработавшего пара на выходе из последней ступени турбоагрегата – определялся двумя способами: по энергетическому и материальному балансам проточной части турбоагрегата; по энергетическому и материальному балансам конденсатора. Средняя по всем опытам невязка определения энтальпии отработавшего пара указанными методами составила 0,59 %, одна-

ко по отдельным опытам эта невязка достигала 2 %. Для дальнейших расчетов принята энтальпия отработавшего пара, определенная по балансам проточной части, поскольку такой способ является наиболее надежным [1].

Обратимся теперь к основным результатам испытаний. Опытная диаграмма режимов работы турбоагрегата с двухступенчатым подогревом сетевой воды по тепловому графику нагрузок (рис. 2) сопоставлена с расчетной диаграммой режимов, принятой по данным завода-изготовителя.

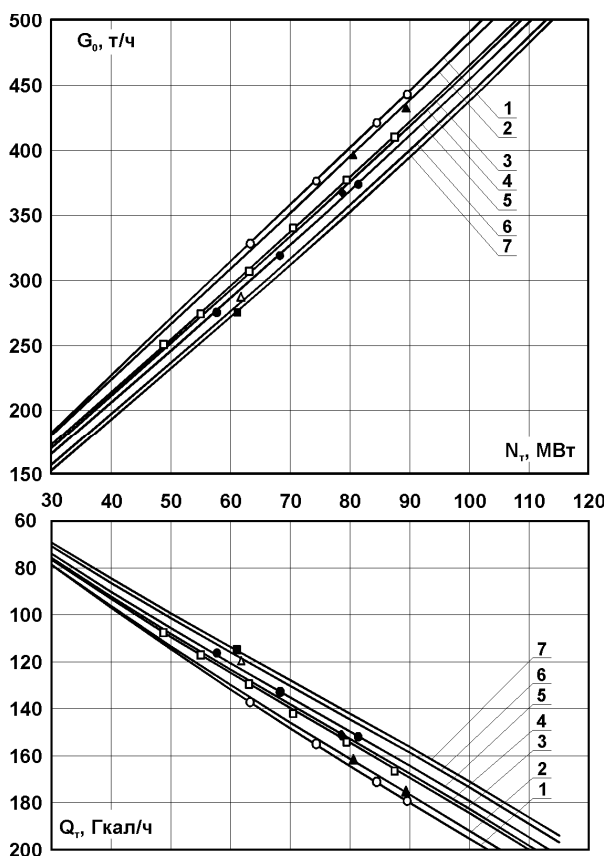


Рис. 2. Опытная диаграмма режимов работы турбоагрегата при двухступенчатом подогреве сетевой воды и работе по тепловому графику нагрузок, пересчитанная к условиям полностью закрытой регулирующей диафрагмы ЧНД: G_0 – расход свежего пара, т/ч; N_t – электрическая мощность, МВт; Q_t – тепловая нагрузка регулируемого теплофикационного отбора; условия построения – номинальные (указаны в тексте), Гкал/ч; точки – опытные данные; линии – аппроксимация опытных данных; $P_{ВТО}$ – абсолютное давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора, МПа (кгс/см²): ○ и 1 – 0,237 (2,419); ▲ и 2 – 0,213 (2,176); □ и 3 – 0,168 (1,709); ◆ и 4 – 0,158 (1,611); ● и 5 – 0,141 (1,433); △ и 6 – 0,114 (1,165); ■ и 7 – 0,103 (1,050)

Заводская диаграмма режимов приведена к номинальным условиям, принятым для рассматриваемой турбоустановки с введением поправок к мощности на отклонение параметров свежего пара перед стопорным клапаном, поправки к расходу свежего пара на отработанный ресурс в размере 0,0085 % на 1000 часов (учтена наработка турбоагрегата на начало испытаний 71009 часов) [2], поправки к мощности

на отклонение температуры обратной сетевой воды, поправок к мощности и расходу свежего пара (при сохранении тепловой нагрузки регулируемого отбора) на питание деаэратора паром от стороннего источника. Необходимо отметить, что пересчитать заводскую диаграмму режимов с учетом отличия минимального пропуская пара через регулируемую диафрагму ЧНД от фактического не представлялось возможным ввиду недостаточности исходных данных. Поэтому опытная диаграмма режимов (рис. 2) в целях обеспечения возможности сопоставления с заводской диаграммой режимов пересчитана к условиям полностью закрытой регулирующей диафрагмы ЧНД.

Характер зависимостей опытной диаграммы режимов в зоне экстраполяции (при значениях электрической нагрузки, не обеспеченных в испытаниях) принят на основе сопоставления опытной диаграммы режимов с заводской диаграммой режимов, пересчитанной к номинальным условиям.

Анализ результатов сопоставления показал, что опытные значения расхода свежего пара в исследованном диапазоне изменения электрической мощности при одних и тех же значениях давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора в среднем на 0,5 т/ч (менее 0,15 %) меньше, чем значения, принятые по заводской диаграмме режимов, перестроенной к номинальным условиям. Однако при давлении пара в камере верхнего теплофикационного отбора более 0,196 МПа (2,0 кгс/см²) эта разница увеличивается с сохранением знака до 8 т/ч (1,7 %).

Опытные значения тепловой нагрузки теплофикационного отбора в среднем на 1 Гкал/ч (0,83 %) превосходят данные завода-изготовителя, максимальное отклонение, как и по расходу свежего пара, имеет место при повышенных значениях давления пара в камере теплофикационного отбора и составляет 2,8 Гкал/ч (менее 1,6 %). Учитывая точность испытаний в целом по определению показателей работы турбоагрегата с погрешностью около 1,12 %, а также тот факт, что заводская диаграмма режимов получена расчетным путем при отсутствии опытных данных, полученные результаты следует считать приемлемыми.

Результаты испытаний турбоагрегата в режимах работы по электрическому графику нагрузок (рис. 3) позволили рассчитать коэффициент прироста электрической мощности при изменении тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора при трех значениях давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора. Указанный коэффициент K_3 определяется как угловой коэффициент аппроксимирующих прямых в координатах $\Delta N_t - \Delta Q_m$ и традиционно измеряется в кВт·ч/Гкал. Для большинства теплофикационных турбоагрегатов определяется одно усредненное значение коэффициента K_3 ,

однако при существенной зависимости $K_{Э}$ от давления пара в камере регулируемого теплофикационного отбора возможно осреднение $K_{Э}$ на нескольких интервалах изменения указанного давления.

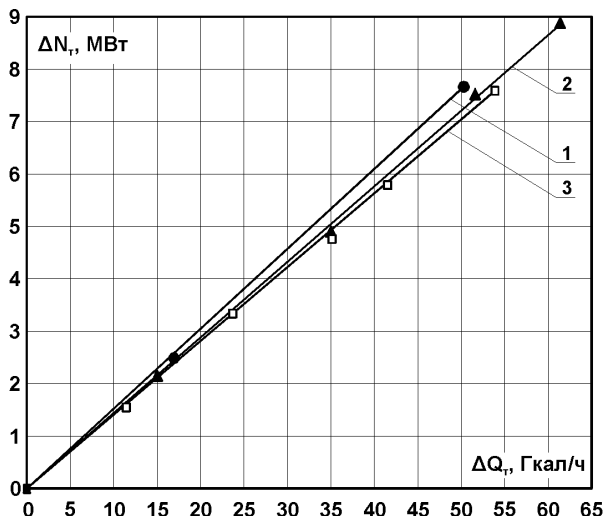


Рис. 3. Опытные зависимости прироста электрической мощности при изменении тепловой нагрузки теплофикационного отбора турбоагрегата при двухступенчатом подогреве сетевой воды и работе по электрическому графику нагрузок: ΔN_e – прирост электрической мощности, МВт; ΔQ_t – изменение тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, Гкал/ч; прочие обозначения те же, что на рис. 2; $P_{ВТО}$, МПа (кгс/см²): ● и 1 – 0,237 (2,419); ▲ и 2 – 0,213 (2,176); □ и 3 – 0,168 (1,709)

Для определения значений коэффициента $K_{Э}$ при меньших значениях давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора проведены специальные расчеты, сущность которых состоит в сравнении данных по конденсационному режиму и теплофикационному режиму с двухступенчатым подогревом сетевой воды при одинаковых давлениях в камере верхнего теплофикационного отбора. При этом для каждого заданного значения давления в камере верхнего теплофикационного отбора определяется расход свежего пара и электрическая мощность при работе в конденсационном режиме. Далее при том же значении давления в камере отбора, полагая равенство расходов свежего пара в конденсационном и теплофикационном режимах, определяется электрическая мощность и тепловая нагрузка при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику нагрузок. Изменение электрической мощности, отнесенное к тепловой нагрузке теплофикационного отбора, позволяет определить искомое значение углового коэффициента $K_{Э}$ (рис. 4).

Полученные данные позволяют заключить, что невязка определения углового коэффициента $K_{Э}$ двумя методами в зоне перекрытия данных не превосходит 1,2 %, что указывает на высокую точность результатов испытаний. В качестве усредненных для построе-

ния диаграммы режимов выбраны следующие значения коэффициента прироста мощности $K_{Э}$: при $P_{ВТО} < 0,0883$ МПа (0,9 кгс/см²) $K_{Э} = 121,5$ кВт·ч/Гкал; при $P_{ВТО} \geq 0,0883$ МПа (0,9 кгс/см²) $K_{Э} = 144,6$ кВт·ч/Гкал.

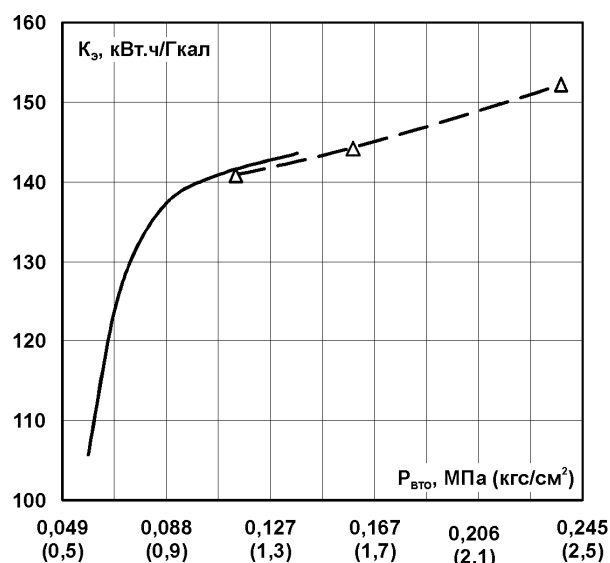


Рис. 4. Сопоставление опытных и расчетных значений коэффициента прироста электрической мощности от изменения тепловой нагрузки в зависимости от давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора: сплошная линия – по результатам сопоставления данных для конденсационного и теплофикационного режимов; Δ и штриховая линия – по результатам испытаний (см. рис. 3); обозначения параметров указаны в тексте

Полученные экспериментальные данные позволяют рассчитать зависимости итоговой диаграммы режимов работы турбоагрегата в теплофикационном режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды (рис. 5). При этом зависимости для режима работы по тепловому графику приведены к фактическому расходу пара в ЧНД при закрытой регулирующей диафрагме, который при максимальном значении давления пара перед диафрагмой (в камере нижнего теплофикационного отбора) 0,196 МПа (2,0 кгс/см²) приблизительно вдвое превосходит данные завода-изготовителя турбоагрегата. Приведение фактического пропуска пара через регулирующую диафрагму при работе по тепловому графику нагрузок к результатам заводского расчета требует наличия системы принудительного охлаждения выхлопного патрубка турбоагрегата для обеспечения его нормально-го температурного режима.

Полученная по результатам работы диаграмма режимов и рассчитанные при ее использовании энергетические характеристики предназначены для организации эксплуатации, оптимизации режимов и анализа технико-экономических показателей работы турбоагрегатов Тп-115/125-130-1ТП ПО ТМЗ.

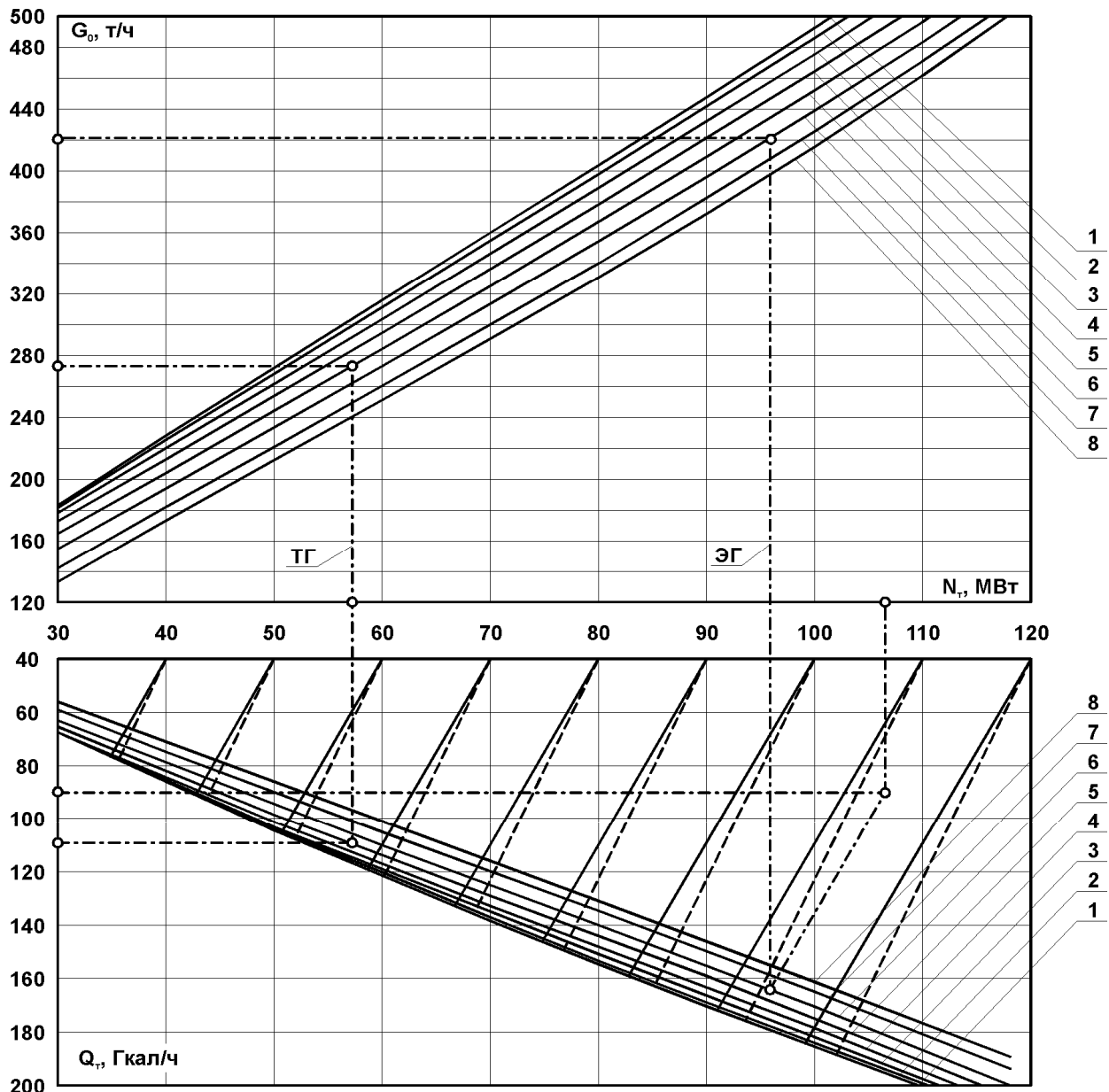


Рис. 5. Опытная диаграмма режимов работы турбоагрегата при двухступенчатом подогреве сетевой воды: линии постоянной электрической мощности в нижнем квадранте: сплошные – $P_{ВТО} \geq 0,0883$ МПа (0,9 кгс/см²), штриховые – $P_{ВТО} < 0,0883$ МПа (0,9 кгс/см²); $P_{ВТО}$, МПа (кгс/см²): 1 – 0,245 (2,5); 2 – 0,226 (2,3); 3 – 0,196 (2,0); 4 – 0,167 (1,7); 5 – 0,137 (1,4); 6 – 0,108 (1,1); 7 – 0,078 (0,8); 8 – 0,059 (0,6); штрихпунктирными линиями показаны примеры пользования диаграммой режимов (ТГ и ЭГ – при работе соответственно по тепловому и электрическому графикам нагрузок); прочие обозначения те же, что на рис. 2

Список литературы

1. **Методические** указания по тепловым испытаниям паровых турбин: МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740): разработ. ПО «Союзтехэнерго»: утв. ПО «Союзтехэнерго» 21.12.84: введ. в действие с 01.01.85 г.
2. **Методические** указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93: разработ. «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС»: утв. Министерством топлива и энергетики России 22.09.93: введ. в действие с 01.12.93.
3. **Методические** указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС»: утв. Министерством топлива и энергетики РФ 24.11.95: введ. в действие с 01.02.96, с изм. № 1 от 15.05.98 г.

4. **Экспериментальное** определение сетки поправок к мощности турбины Тп-115/125-130-1ТП УТМЗ на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе / Ледуховский Г.В., Поспелов А.А., Зорин М.Ю. и др. // Вестник ИГЭУ. – 2010. – Вып. 4. – С. 4–9.
5. **ГОСТ 8.207-76. Прямые** измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений: введ. 15.03.1976. – М.: Гос. комитет стандартов Совета Министров СССР; М.: Изд-во стандартов, 1976. – 11 с.
6. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002. Точность** (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. В 6 ч. Ч. 4. Основные методы определения правильности стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-4-2002: введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов, 2002. – 24 с.
7. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002. Точность** (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. В 6 ч. Ч. 6. Использование значений точности на практике: Р ИСО 5725-6-2002: введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов, 2002. – 43 с.

Ледуховский Григорий Васильевич,

ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: lgv83@yandex.ru

Поспелов Анатолий Алексеевич,

ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Асташов Николай Сергеевич,

ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
ассистент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Добров Сергей Вячеславович,

филиал ОАО «ТГК-5» «Марий Эл и Чувашии»,
директор,
адрес: Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д.4/4
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Волков Игорь Борисович,

филиал ОАО «ТГК-5» «Марий Эл и Чувашии», Йошкар-Олинская ТЭЦ-2,
начальник котлотурбинного цеха,
адрес: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Крылова, д. 47.

Комиссар Геннадий Борисович,

филиал ОАО «ТГК-5» «Марий Эл и Чувашии», Йошкар-Олинская ТЭЦ-2,
заместитель начальника котлотурбинного цеха по эксплуатации,
адрес: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Крылова, д.47