

DOI: 10.21821/2309-5180-2018-10-5-1025-1039

HEAT FLOW RATE CHART FOR STEAM AND CONDENSATE ANALYZE CO-GENERATION STEAM TURBINE PLANTS USE REGIMES FLOATING OBJECTS WITH NUCLEAR POWER PLANT

V. I. Korolev

Admiral Makarov State University of Maritime and Inland Shipping,
St. Petersburg, Russian Federation

At present, the issues of rational use of steam turbine installations of floating facilities with a nuclear power-plant, intended for generation of heat and electric energy for external consumption. This is due to the fact that in the near future the world's first floating nuclear thermal power plant "Akademik Lomonosov" will be put into operation. The specifics of the location of such facilities in hard-to-reach regions with a deficit of thermal and electric energy pose challenges for the optimal use of nuclear energy from floating objects in new conditions. At the same time, a certain experience has been accumulated in the rational use of thermal steam turbine units in large energy systems. Until now, the possibility of using such facilities in small closed energy systems (clusters) has not been considered. It is necessary to form an approach to solving the problem of the rational use of floating nuclear thermal power plants under the new conditions.

An approach is formed in the work to understand the features of the new tasks that are faced by operating personnel of floating objects with a nuclear power plant. Various approaches to the determination of the efficiency of the heating plants during the tempering of the combined energy are analyzed. To perform the analysis, it is proposed to use a heat-flow diagram of steam and condensate, which provides visualization of thermal and material balances for various modes of using the combined energy of a steam-turbine plant. The effectiveness of the application of the heat-consumption diagram is discussed using the example of the steam-turbine installation of the floating power unit "Akademik Lomonosov". In this case, three basic calculation modes of operation of the steam turbine plant are considered: condensate nominal, rated at nominal, condensate maximum. Heat-consumption diagrams are compared for the condensed nominal, heating nominal. On the basis of the comparison of heat-consumption diagrams, conclusions are drawn regarding the efficiency of using heat received from a nuclear reactor for use on external consumption

Keywords: floating object, a nuclear power plant, floating power unit, cluster, district heating plant, electrical energy, heat energy, efficiency of heating units, steam extraction, rotary diaphragm, the pressure in the sampling, steam, condensate, diagram.

For citation:

Korolev, Vladimir I. "Heat flow rate chart for steam and condensate analyze co-generation steam turbine plants use regimes floating objects with nuclear power plant". *Vestnik Gosudarstvennogo universiteta morskogo i rechnogo flota imeni admirala S.O. Makarova* 10.5 (2018): 1025–1039. DOI: 10.21821/2309-5180-2018-10-5-1025-1039.

УДК 629.12-8: 621.039

ТЕПЛОРАСХОДНАЯ ДИАГРАММА ПАРА И КОНДЕНСАТА ДЛЯ АНАЛИЗА РЕЖИМОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

В. И. Королёв

ФГБОУ ВО «ГУМРФ имени адмирала С. О. Макарова»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация

*В настоящее время актуальными становятся вопросы рационального использования паротурбинных установок плавучих объектов с ядерной энергетической установкой, предназначенных для генерации тепловой и электрической энергии на внешнее потребление. Это связано с тем, что в ближайшее время будет введена в эксплуатацию **первая в мире** плавучая атомная теплоэлектростанция «Академик Ло-*

моносов». Специфика размещения таких объектов в труднодоступных регионах с дефицитом тепловой и электрической энергии выдвигает задачи по оптимальному использованию ядерной энергии от плавучих объектов в новых условиях. При этом накоплен определенный опыт рационального применения теплофикационных паротурбинных установок в составе больших энергетических систем. До сих пор не рассматривалась возможность использования таких установок в составе малых замкнутых энергетических систем (кластерах). В предлагаемой статье формируется подход к пониманию особенностей новых задач, которые стоят перед эксплуатационным персоналом плавучих объектов с ядерной энергетической установкой. Анализируются различные подходы к определению эффективности теплофикационных установок при отпуске комбинированной энергии. Для проведения анализа предлагается использовать теплорасходную диаграмму пара и конденсата, обеспечивающую визуализацию тепловых и материальных балансов для различных режимов использования комбинированной энергии паротурбинной установки. Обсуждается эффективность применения теплорасходной диаграммы на примере паротурбинной установки плавучего энергоблока «Академик Ломоносов». При этом рассматриваются три базовых расчетных режима работы паротурбинной установки: конденсатный номинальный, теплофикационный номинальный, конденсатный максимальный. Сопоставляются теплорасходные диаграммы для конденсатного номинального и теплофикационного номинального режимов. На основании сопоставления теплорасходных диаграмм делаются выводы об эффективности использования теплоты, полученной от ядерного реактора, для использования на внешнее потребление.

Ключевые слова: плавучий объект, ядерная энергетическая установка, плавучий энергоблок, кластер, теплофикационная установка, электрическая энергия, тепловая энергия, эффективность теплофикационных установок, регулируемый отбор пара, поворотная диафрагма, давление в отборе, пар, конденсат, диаграмма.

Для цитирования:

Королёв В. И. Теплорасходная диаграмма пара и конденсата для анализа режимов использования теплофикационных паротурбинных установок / В. И. Королёв // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. — 2018. — Т. 10. — № 5. — С. 1025–1039. DOI: 10.21821/2309-5180-2018-10-5-1025-1039.

Введение (Introduction)

В настоящее время на ООО «Балтийский завод. Судостроение» фактически построен плавучий энергоблок (ПЭБ) с ядерной энергетической установкой (ЯЭУ) «Академик Ломоносов». Данный энергоблок будет транспортирован в г. Певек (Чукотский автономный округ) и войдет в состав плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС). В настоящее время в г. Певеке строится наземная часть ПАТЭС, которая значительно удорожает стоимость ПАТЭС в целом и делает проект менее привлекательным для коммерческих целей, что отмечается в работах [1]–[3]. По классификации Российского морского регистра судоходства, ПЭБ относится к стоечным судам и будет первым плавучим объектом (ПО) с ЯЭУ, не имеющим собственного движителя. В работах [1], [2] прогнозируется увеличение количества ПО с ЯЭУ для различных целей российской экономики. При этом прототипом реакторной установки (РУ) данных объектов, вероятнее всего, будут ныне используемые на атомных ледоколах реакторы. В частности, установленная на ПЭБ «Академик Ломоносов» РУ мало отличается от РУ, которыми укомплектованы действующие атомные ледоколы. При этом на атомных ледоколах энергия РУ в основном используется для обеспечения движения, и небольшая ее часть — на собственные нужды ЯЭУ и обитаемость судна. В отличие от атомных ледоколов, на ПЭБ энергия РУ в основном используется для производства тепловой и электрической энергии на внешнее потребление и лишь небольшая часть энергии расходуется на собственные нужды (рис. 1).

Основным продуктом ПЭБ является комбинированная энергия: электрическая $N_э$ и тепловая $Q_{тп}$. В этой связи при эксплуатации ПЭБ возникают новые задачи по рациональному использованию энергии РУ в наземных условиях. Возможны несколько вариантов использования энергии ПЭБ. Во-первых, ПЭБ может работать в составе изолированной энергосистемы (в кластере), в которую включено некоторое число других источников энергии, работающих на органическом топливе. Во-вторых, ПЭБ может быть самостоятельным источником энергии (единичным) для наземных потребителей. Возможны и другие, менее вероятные, варианты использования

ПЭБ, например, в составе других атомных станций малой мощности (АСММ) с наземным базированием.

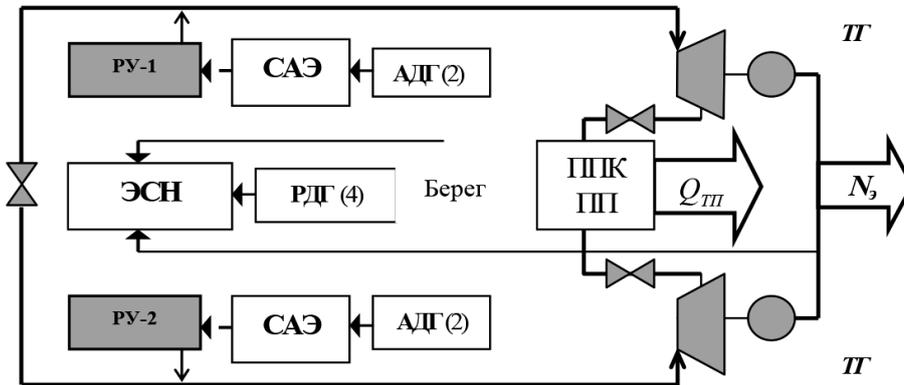


Рис. 1. Структурная схема энергетической оснащённости ПЭБ «Академик Ломоносов»:

РУ-1,2 — реакторные установки; САЭ — система аварийного электроснабжения;

ЭСН — электроснабжение собственных нужд; ТГ — турбогенератор;

АДГ — аварийный дизель-генератор; РДГ — резервный дизель-генератор;

ППК — подогреватели промежуточного (теплофикационного) контура; ПП — пиковые подогреватели;

$Q_{ТП}$ — энергия, идущая на внешнее тепловое потребление;

$N_э$ — энергия, идущая на внешнее электрическое потребление

В каждом из рассмотренных вариантов возникает задача оптимального использования энергии ядерного и органического топлива. При этом определяющими факторами могут быть стоимость ядерного и органического топлива для данного региона, а также коэффициенты использования энергии топлива (КПД) на каждом энергетическом объекте кластера. При этом соотношение и количество тепловой и электрической энергии, поступающей потребителям, будет изменяться в широком диапазоне в зависимости от сезона, дня недели, времени суток, состава энергетических источников, включенных в кластер (систему), что подробно рассмотрено применительно к большой энергетической системе в работе [4].

Методы и материалы (Methods and Materials)

При рассмотрении вариантов оптимального включения тепломеханического оборудования в паротурбинную установку (ПТУ) используется анализ термодинамических циклов. При этом сопоставляются термодинамические КПД (коэффициенты использования теплоты первичного источника) сопоставляемых циклов. Для анализа термодинамические циклы обычно строятся в координатах Ts -диаграммы (температура – энтропия). При комбинированном отпуске тепловой и электрической энергии возникает необходимость обеспечения автономности этих энергий.

На рис. 2, а показана простая теплофикационная ПТУ, на рис. 2, б — ее термодинамический цикл. Здесь допустимо определенное изменение тепловой нагрузки при постоянной электрической энергии, и, наоборот, изменение электрической нагрузки при постоянной тепловой. Если вообще отсутствует тепловая нагрузка, то турбина работает в конденсационном режиме. Анализ различных вариантов теплофикационных ПТУ рассмотрен в работах [5], [6].

Цикл теплофикационной установки в Ts -диаграмме можно условно рассматривать как совокупность двух циклов: с противодавлением и конденсационного (см. рис. 2, б). Поток пара частично расширяется в турбине до противодавления p_1 (точка 1 на рис. 2, б), и в турбине срабатывается изоэнтروпийный перепад энтальпий, эквивалентный отрезку $\theta-1$. Другая часть потока продолжает расширяться в турбине, и срабатывается изоэнтропийный перепад энтальпий, эквивалентный отрезку $\theta-2$.

Изменяя положение регулирующего органа (РО) при заданном значении G_0 , можно перераспределять потоки пара, идущие на теплофикацию и в проточную часть турбины после тепло-

фикационного отбора. При этом если расход на теплофикацию растет, то увеличивается мощность турбины на теплофикационном потреблении и одновременно снижается конденсационная мощность турбины.

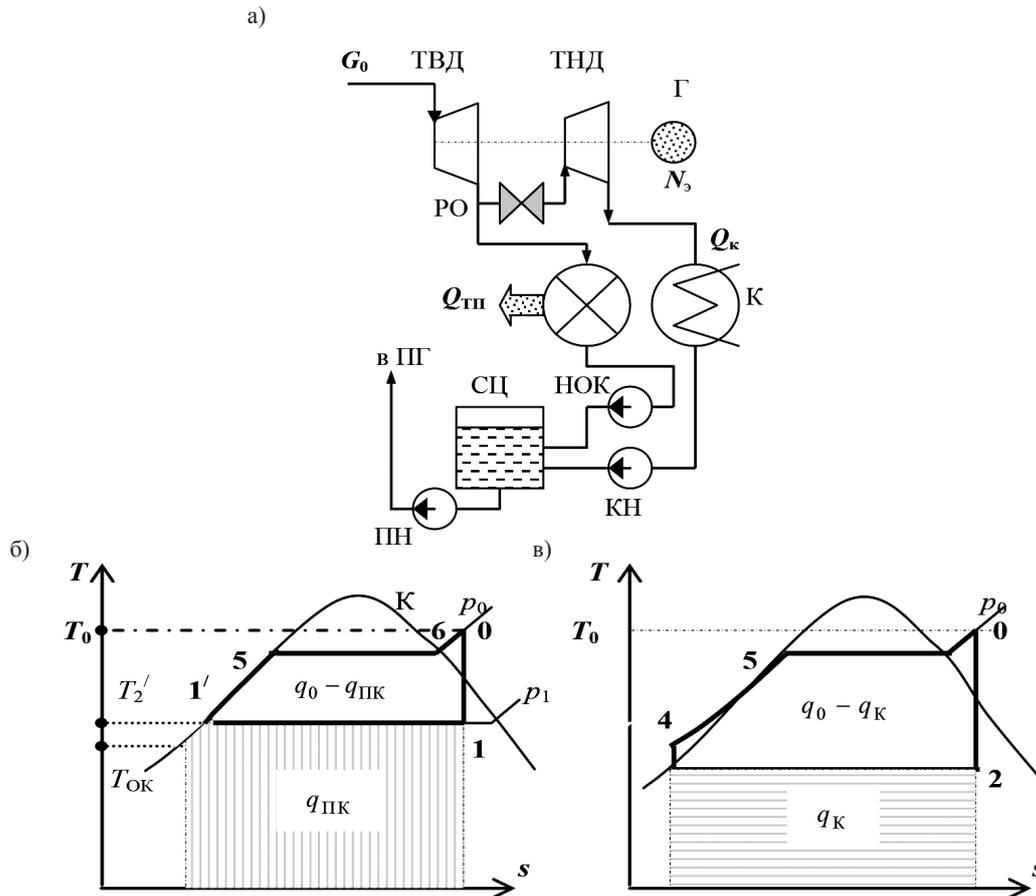


Рис. 2. Термодинамический цикл ПТУ с теплофикацией:

a — схема соединения основного оборудования для реализации термодинамического цикла ПТУ с отбором теплоты на внешнее потребление; *б* — цикл потока, идущего в отбор на теплофикацию (теплофикационный поток); *в* — цикл потока, идущего в конденсатор (конденсационный поток):

НОК — насос обратных конденсатов; СЦ — сборная цистерна;

РО — регулирующий орган

На действующих судах с ЯЭУ потребление пара на теплообменное оборудование (испарительные установки, парогенераторы низкого давления, пароструйные эжектора и т. д.) составляет 3–4 % от общей производительности парогенераторов. При этом возврат конденсата греющего пара осуществляется в деаэратор или главный конденсатор. Как показано в работе [5], эти отборы пара оказывают незначительное влияние на КПД пароконденсатного цикла в целом. Однако, если отбор пара на тепловые потребители составляет более 10 %, то влияние его на экономические показатели паротурбинного цикла будет достаточно ощутимым. К таким установкам относятся теплофикационные паротурбинные установки. В них осуществляется комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

Для дальнейшего анализа рассмотрим более сложную теплофикационную ПТУ, в которой поддерживается температура питательной воды перед парогенераторами (это необходимо для использования ПТУ в составе РУ) — рис. 3, *a*. Здесь отбор пара на теплофикацию разделяет турбину на два отсека с разными массовыми расходами пара. На тепловое потребление в подогреватель воды промежуточного контура (ПВПК) поступает пар в количестве $G_{\text{ТП}}$, а в конденсатор главной турбины — соответственно $G_{\text{К}} = G_0 - G_{\text{СП}} - G_{\text{ТП}}$.

Если относительная доля отбора пара на теплофикацию в ПВПК $\bar{G}_{\text{ТП}} = G_{\text{ТП}}/G_0 \approx 0$, то турбина работает в чисто конденсационном режиме (максимальная электрическая мощность), а при $\bar{G}_{\text{ТП}} = 1$ турбина работает с противодавлением (минимальная электрическая мощность). Значение минимальной электрической мощности при заданных начальных параметрах пара будет зависеть от давления пара в отборе. При этом чем больше принятое давление в отборе, тем меньше минимальная мощность. В работах [7] и [8] оценивается эффективность различных ПТУ с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в зависимости от давления в теплофикационном отборе.

Наряду с Ts -диаграммой для анализа режимов работы теплофикационных ПТУ предлагается использовать h, G -диаграмму (теплорасходную диаграмму), дающую наглядное представление о распределении располагаемой энергии пара и конденсата для производства тепловой и электрической энергии. На рис. 3, а показана тепловая схема, к которой на рис. 3, б рассмотрен вариант теплорасходной диаграммы. Здесь по оси абсцисс отложен расход пара и конденсата, используемых при составлении материального баланса пара и конденсата. По оси ординат отложено теплосодержание (энтальпия) потоков пара и конденсата, которые используются в тепловом балансе пара и конденсата. Произведение величин изменения теплосодержания (энтальпии) потоков пара и конденсата на расход этих сред можно представить в виде тепловой и электрической мощности, полученных от этих рабочих сред. В графическом изображении данные величины пропорциональны площадям прямоугольников, полученных в координатах теплорасходной диаграммы.

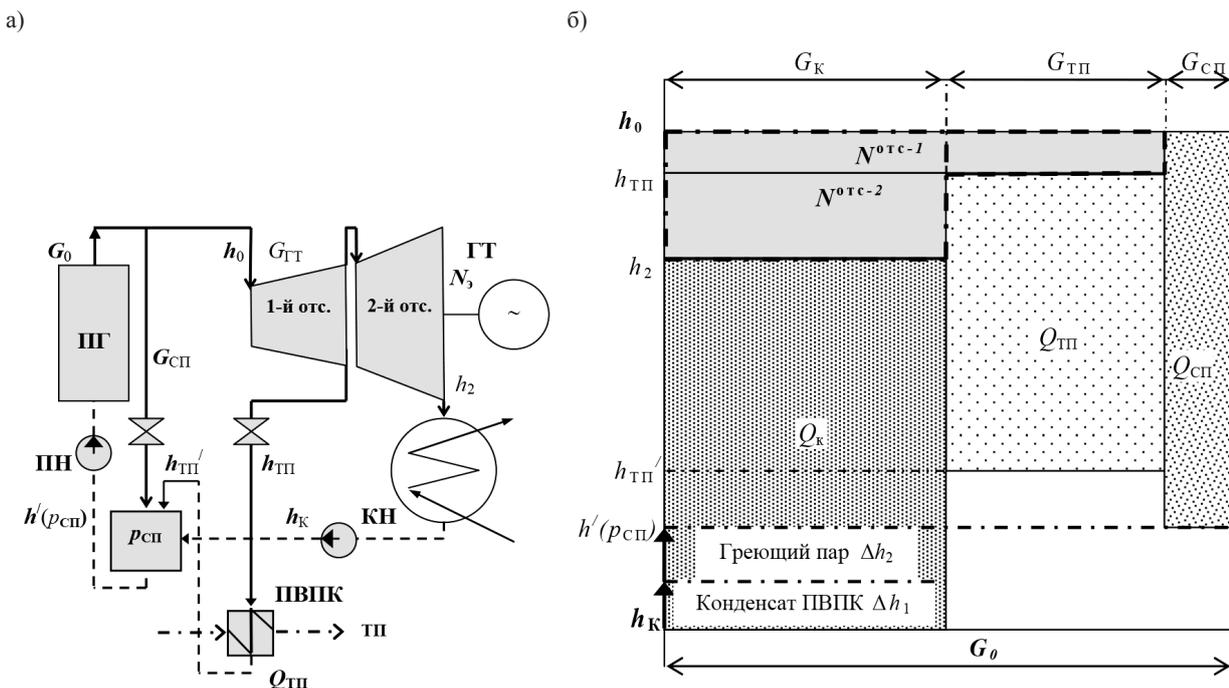


Рис. 3. Комбинированная паротурбинная установка с теплофикацией:
 а — тепловая схема; б — теплорасходная диаграмма пара и конденсата

Таким образом, мощность, полученная в первом и втором отсеках турбины от потоков пара, соответственно $(G_0 - G_{\text{СП}})$ и $(G_0 - G_{\text{СП}} - G_{\text{ТП}})$, а также суммарная мощность турбины могут быть представлены в координатах теплорасходной диаграммы площадями соответствующих прямоугольников:

$$N_{\text{т}}^{\text{отс-1}} = G_0(1 - \bar{G}_{\text{СП}})(h_0 - h_{\text{ТП}}); \quad (1)$$

$$N_{\text{т}}^{\text{отс-2}} = G_0(1 - \bar{G}_{\text{СП}} - \bar{G}_{\text{ТП}})(h_{\text{ТП}} - h_2); \quad (2)$$

$$N_T = N_T^{\text{отс-1}} + N_T^{\text{отс-2}}, \quad (3)$$

где $G_0, G_{\text{СП}}, G_{\text{ТП}}$ — расходы пара, соответственно, парогенератором, на подогрев питательной воды и на теплофикацию; $h_0, h_{\text{ТП}}$ — энтальпии пара, соответственно, свежего (генерируемого в ПГ) и идущего из отбора на теплофикацию; $\bar{G}_{\text{СП}} = \frac{G_{\text{СП}}}{G_0}$; $\bar{G}_{\text{ТП}} = \frac{G_{\text{ТП}}}{G_0}$.

В соответствии с рис. 3 на теплофикацию передается теплота, представленная в теплорасходной диаграмме в виде прямоугольника с площадью, эквивалентной величине

$$Q_{\text{ТП}} = G_{\text{ТП}}(h_{\text{ТП}} - h'_{\text{ТП}}), \quad (4)$$

где $h'_{\text{ТП}}$ — удельная энтальпия конденсата греющего пара в ПВПК.

При этом в конденсатор поступает конденсационный поток, уносящий с собой теплоту, эквивалентную площади прямоугольника, изображенного в координатах теплорасходной диаграммы:

$$Q_K = G_0(1 - \bar{G}_{\text{СП}} - \bar{G}_{\text{ТП}})(h_2 - h_K) = G_K(h_2 - h_K), \quad (5)$$

где G_K — расход пара в конденсаторе; h_K — энтальпия конденсата пара в конденсаторе.

На подогрев конденсата в смешивающий подогреватель поступает конденсат пара, полученный в ПВПК, и свежий пар (см. рис. 3, а). В смешивающем подогревателе поддерживается кипение при давлении $p_{\text{СП}}$, и для этого в него подается свежий пар. Количество теплоты, поступающей на подогрев питательной воды от конденсата из ПВПК и от свежего греющего пара, соответственно, равно:

$$Q_K^{\text{П}} = G_{\text{ТП}}(h'_{\text{ТП}} - h_K); \quad (6)$$

$$Q_{\text{СП}} = G_{\text{СП}}[h_0 - h'(p_{\text{СП}}) - h_K]. \quad (7)$$

В результате смешения потоков энтальпия конденсата (питательной воды, если учитывать небольшой подогрев в питательном насосе) возрастает на величину

$$\Delta h_1 + \Delta h_2 = \frac{1}{G_0} \left\{ G_{\text{ТП}}(h'_{\text{ТП}} - h_K) + G_{\text{СП}}[h_0 - h'(p_{\text{СП}}) - h_K] \right\}, \quad (8)$$

что также отражено на теплорасходной диаграмме (в виде вертикальных стрелок) — см. рис. 3, б.

Количество подведенной в парогенераторе теплоты с учетом подогрева конденсата (питательной воды) в смешивающем подогревателе равно

$$Q_{\text{ПГ}} = G_0[h_0 - h'(p_{\text{СП}})]. \quad (10)$$

Если подогрев питательной воды отсутствует, то в парогенератор подводится теплота, эквивалентная общей площади прямоугольника в координатах теплорасходной диаграммы:

$$Q_{\text{ПГ}}^* = G_0(h_0 - h_K). \quad (11)$$

При анализе режимов работы теплофикационных ПТУ принимается, что суммарная мощность турбины складывается из мощностей, полученных, соответственно, теплофикационным $N_T^{\text{П}}$ и конденсационным потоками N_T^K [4], [7], [8]:

$$N_T^{\text{П}} = G_{\text{ТП}}(h_0 - h_{\text{ТП}}); \quad (12)$$

$$N_T^K = G_0(1 - \bar{G}_{\text{СП}} - \bar{G}_{\text{ТП}})(h_0 - h_2); \quad (13)$$

$$N_T = N_T^{\text{П}} + N_T^K = G_0 \left[(h_0 - h_{\text{ТП}}) \bar{G}_{\text{ТП}} + (h_0 - h_2) (1 - \bar{G}_{\text{СП}} - \bar{G}_{\text{ТП}}) \right]. \quad (14)$$

На рис. 3, б соответствующие прямоугольники обведены пунктирными и штрихпунктирными линиями.

Результаты (Results)

Для анализа эффективности комбинированного производства электроэнергии можно рассматривать несколько подходов [4], [7]–[10] (рис. 4). В первом варианте (подходе) считается, что тепловому потребителю отдается теплота $Q_{ТП} = G_{ТП} (h_{ТП} - h'_{ТП})$, а остальная теплота $Q_3 = G_0 [h_0 - h' (p_{СП})] - Q_{ТП}$ идет на производство электроэнергии. Такой вариант определения эффективности теплофикационных установок в технической литературе имеет название «нормативный метод» [4]. При этом частный КПД турбоустановки будет равен

$$\eta_{(1)} = \frac{N_T}{Q_{ПГ} - Q_{ТП}} = \frac{(h_0 - h_{ТП}) \bar{G}_{ТП} + (h_0 - h_2)(1 - \bar{G}_{СП} - \bar{G}_{ТП})}{h_0 - h' (p_{СП}) - (h_{ТП} - h'_{ТП}) \bar{G}_{ТП}}. \quad (15)$$



Рис. 4. Основные подходы к определению эффективности теплофикационных установок

Во втором варианте (подходе) произведенная паротурбинной установкой энергия отнесена к общей тепловой энергии, подведенной в пароконденсатный цикл:

$$\eta_{(2)} = \frac{N_T}{Q_{ПГ}} = \frac{(h_0 - h_{ТП}) \bar{G}_{ТП} + (h_0 - h_2)(1 - \bar{G}_{СП} - \bar{G}_{ТП})}{h_0 - h' (p_{СП})}. \quad (16)$$

В третьем варианте считается, что электрическая и тепловая энергии, произведенные ПТУ, равноценны. При таком подходе КПД установки определяется по формуле

$$\eta_{(3)} = \frac{N_T + Q_{ТП}}{Q_{ПГ}} = \frac{(h_0 - h_{ТП}) \bar{G}_{ТП} + (h_0 - h_2)(1 - \bar{G}_{СП} - \bar{G}_{ТП}) + (h_{ТП} - h'_{ТП}) \bar{G}_{ТП}}{h_0 - h' (p_{СП})}. \quad (17)$$

Согласно нормативному методу, вторым показателем, характеризующим эффективность теплофикационной ПТУ, является удельная мощность теплофикационного потока (удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении):

$$\eta_{(4)} = \frac{N_T^{ТП}}{Q_{ТП}} = \frac{h_0 - h_{ТП}}{h_{ТП} - h'_{ТП}}. \quad (18)$$

Рассмотрим первый вариант. Здесь по мере роста величины относительного отбора на тепловое потребление $\bar{G}_{ТП} \rightarrow 1$ $\eta_{(1)}$ сначала медленно, а затем резко возрастает. Одновременно со сни-

жением электрической мощности растет тепловая мощность ПВПК ($Q_{ТП}$) и уменьшается необходимая добавка свежего пара в СП для поддержания $h'(p_{СП}) = \text{const}$. В пределе $\bar{G}_{СП} \rightarrow 0$ и $Q_{СП} \rightarrow 0$, а значит, $h'(p_{СП}) \approx h'_{ТП}$ и в соответствии с формулой (15) $\eta_{(1)} \approx 1$, т. е. при $\bar{G}_{ТП} = 1$ потеря в холодном источнике (конденсаторе) близка к нулю.

Во втором варианте при росте величины относительного отбора на тепловое потребление $\bar{G}_{ТП} \rightarrow 1$ турбина сначала работает в чисто конденсационном режиме, затем переходит в режим работы с противодавлением, и $\eta_{(2)}$, как видно из формулы (16), снижается по отношению к начальному значению, когда расход на теплофикацию был мал. Следовательно, данный показатель не отражает целесообразность использования мощности реактора для теплофикации.

При рассмотрении третьего варианта, если считать электрическую и тепловую энергии равноценными, то по мере увеличения значения относительного потребления пара на теплофикацию $\bar{G}_{ТП} \rightarrow 1$, в соответствии с формулой (17), $\eta_{(3)}$ возрастает линейно и в пределе равен единице.

Показатель, оцененный по формуле (18), учитывает начальные параметры пара, изоэнтروпийный перепад энтальпий в отсеке турбины, использующей теплофикационный поток, и внутренний относительный КПД отсека (параметры пара в отборе). При сравнении вариантов ПТУ с теплофикацией лучше будет та, у которой больше $\eta_{(4)}$.

На практике при оценке эффективности теплофикационных установок при помощи нормативного метода используется величина, обратная $\eta_{(1)}$, т. е. удельный расход теплоты на производство электрической энергии:

$$q = \frac{Q_{ПГ} - Q_{ТП}}{N_T} = \frac{q_T N_T^{ТП} + q_K N_T^K}{N_T^{ТП} + N_T^K}, \quad (19)$$

где q_T, q_K — удельные расходы теплоты на выработку электрической энергии теплофикационным и конденсационными потоками соответственно.

Обсуждение (Discussion)

Далее используем результат применения теплорасходной диаграммы пара и конденсата на реальной теплофикационной ПТУ, установленной на ПЭБ «Академик Ломоносов». На рис. 5 показана принципиальная схема пароконденсатного цикла ПЭБ. В составе пароконденсатного цикла впервые используются два турбоагрегата теплофикационного типа с регулируемым отбором пара типа ТК-35/38-3,4с, изготовленные на ОАО «Калужский турбинный завод». Регулирование отбора осуществляется при помощи поворотной диафрагмы. Более подробное описание особенностей проточной части турбины приведено в работе [11], а анализ существующих термодинамических и функциональных связей тепломеханического оборудования, включенного в пароконденсатный цикл, приведен в работе [5].

Регулирующим органом турбины в теплофикационном отборе является поворотная дроссельная диафрагма, при помощи которой изменяется давление пара в регулируемом отборе. При нормальной работе ПТУ деаэратор переключается на питание паром из регулируемого отбора. На частичных нагрузках, когда давление в теплофикационном отборе ниже значения 0,12 МПа, деаэратор переключается на питание паром из отбора высокого давления. В режимах нормальной эксплуатации турбины ПЭБ работают в диапазоне нагрузок в соответствии с потребностью энергосети. Возможна работа на мощности в диапазоне изменения электрической и тепловой нагрузок от нуля до 100 % номинальных величин и в режиме холостого хода. Предусмотрена возможность работы с электрической мощностью более 100 % номинальной при уменьшении расхода пара на теплофикацию, а также работа с тепловой мощностью до 2·84,7 МВт (2·73 Гкал/ч) при сниженной электрической мощности. Предусматривается работа с отключенными по пару подогревателями питательной воды, а также работа при температуре заборной воды до 35 °С с ограничением тепловой или электрической мощности до 31,4 МВт.

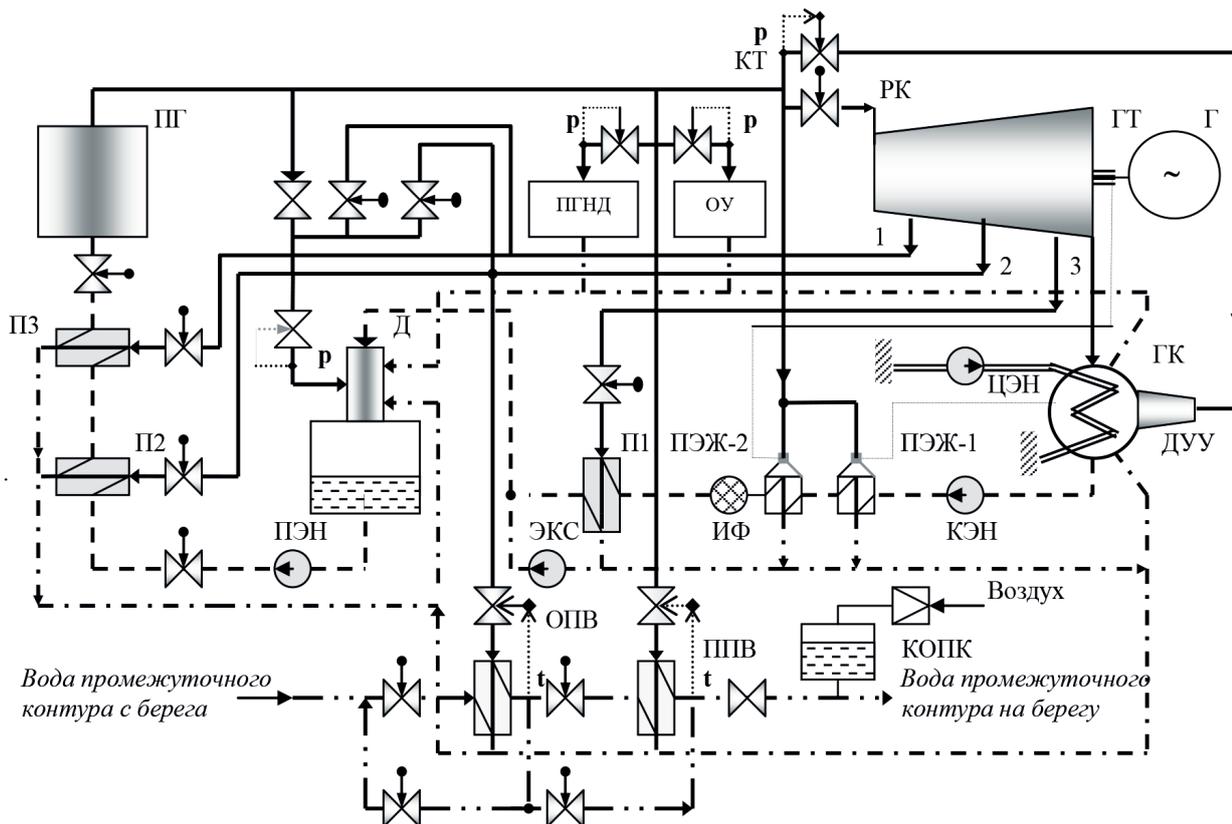


Рис. 5. Принципиальная схема пароконденсатного цикла ПЭБ:

ПГ — парогенератор; ГТ — главная турбина; Г — генератор; ГК — главный конденсатор; ДУУ — дроссельно-увлажнительное устройство; КЭН — конденсатный электронасос; ПЭЖ-1, ПЭЖ-2 — пароструйные эжекторы; ЦЭН — циркуляционный электронасос; ЭКС — электронасос конденсатный сливной; ПЭН — питательный электронасос; П1, П2, П3 — подогреватели конденсата и питательной воды; Д — деаэратор; ОПВ — основные подогреватели воды промежуточного контура; ППВ — пиковый подогреватель воды промежуточного контура; КОПК — компенсатор объема промежуточного контура; ПГНД — парогенератор низкого давления; ОУ — опреснительная установка; РК — регулирующий клапан; КТ — клапан травления

На рис. 6 представлены результаты проектных расчетов ряда параметров от относительной электрической мощности ПЭБ. Обычно тепловая нагрузка более стабильна в течение суток, а электрическая нагрузка при этом может изменяться значительно чаще, т. е. возможно маневрирование электрической нагрузкой при сохранении постоянной тепловой. Например, в работе [12] анализируется привлечение ТЭЦ, работающих по тепловому графику, к прохождению провалов графиков электрической нагрузки. В работе [13] предложены рациональные режимы эксплуатации теплофикационных турбин с одноступенчатым подогревом сетевой воды. На рис. 6, а показаны расчетные зависимости расхода пара на турбину, электрической и тепловой мощности на теплофикацию от относительной мощности турбины. Предполагается, что при изменении электрической нагрузки от 10 до 35 МВт тепловая нагрузка остается неизменной: $Q_{\text{ТП}} = 29$ МВт. При этом давление в теплофикационном отборе (2-й отбор) поддерживается постоянным, как показано на рис. 6, в, при некотором росте расхода пара в отбор (рис. 6, б), что связано с увеличением подачи пара на подогреватель высокого давления П-2 (см. рис. 5).

Если тепловая нагрузка при номинальной электрической мощности турбины отключается, то электрическая мощность турбины возрастает сверх номинальной (до ≈ 38 МВт) при том же расходе пара в турбину $G_t = 60$ кг/с. В целом наблюдается рост давления в нерегулируемых отборах и расхода пара в них по мере увеличения электрической мощности турбины. Эффективный

КПД турбины монотонно возрастает с увеличением мощности турбины, как показано на рис. 6, г. При этом при увеличении мощности турбины, из-за сброса тепловой нагрузки, эффективный КПД несколько снижается.

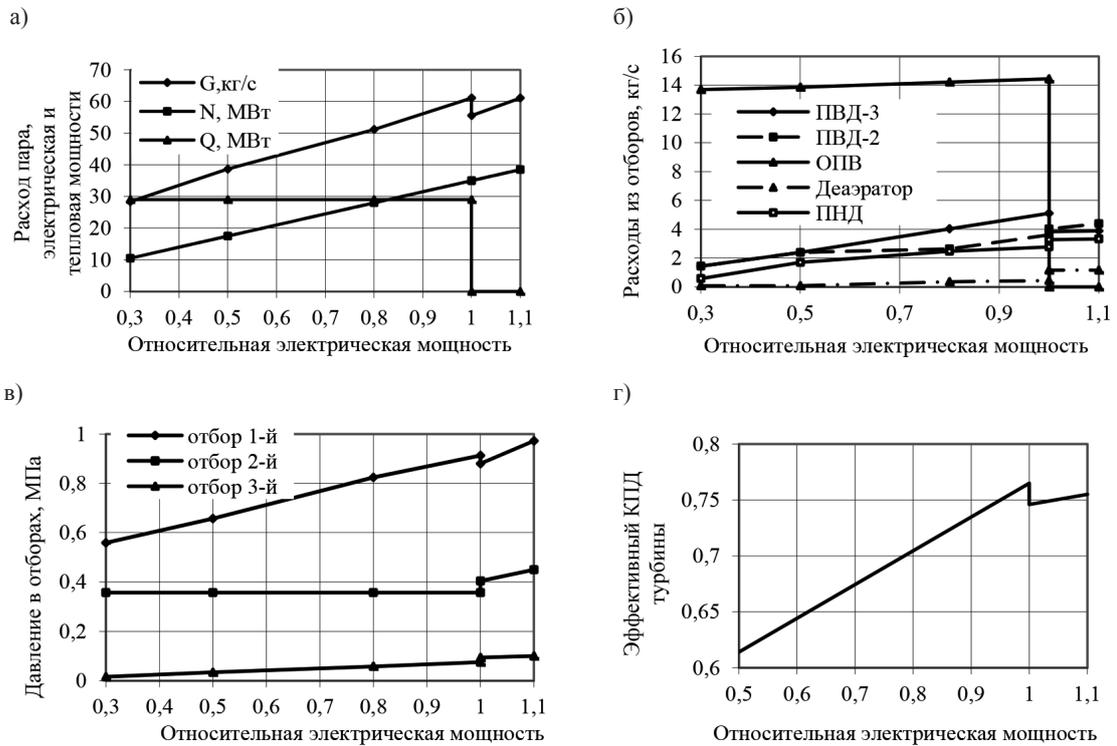
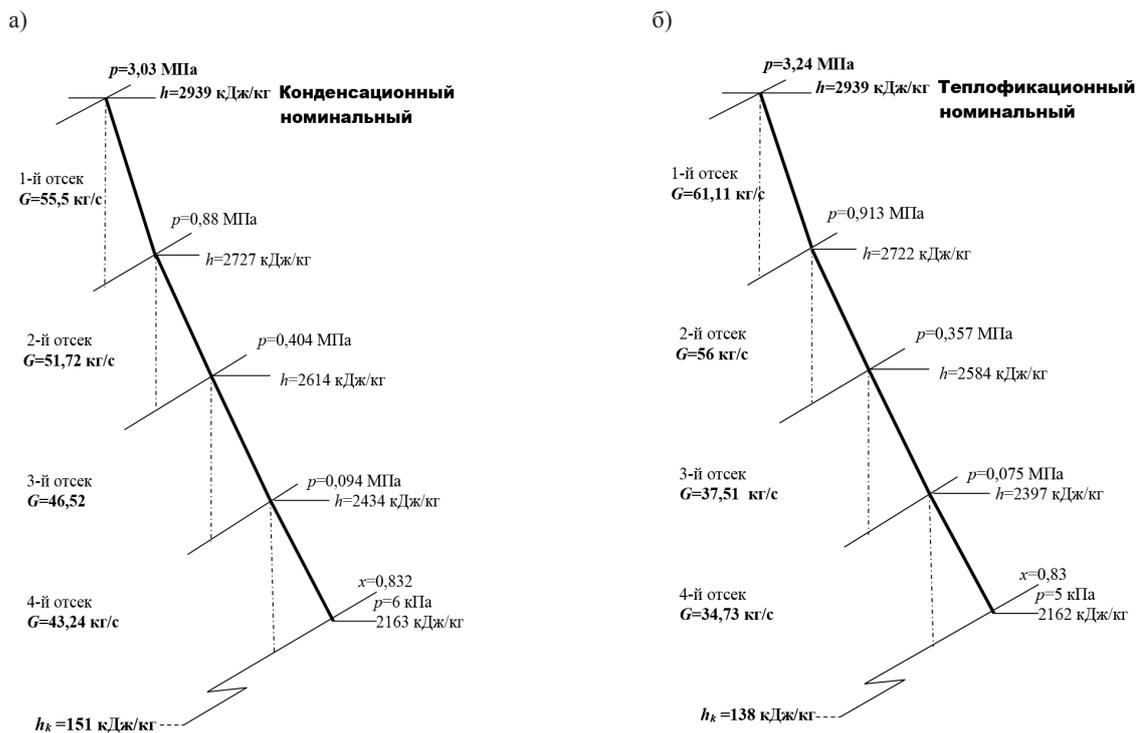


Рис. 6. Зависимость эксплуатационных параметров ПЭБ от относительной электрической мощности:
а — расхода пара, тепловой и электрической мощности;
б — расхода пара из отборов; в — давления пара в отборах; г — эффективного КПД турбины

На рис. 7 показаны процессы расширения пара в турбине для указанных расчетных режимов в координатах h, s -диаграммы.



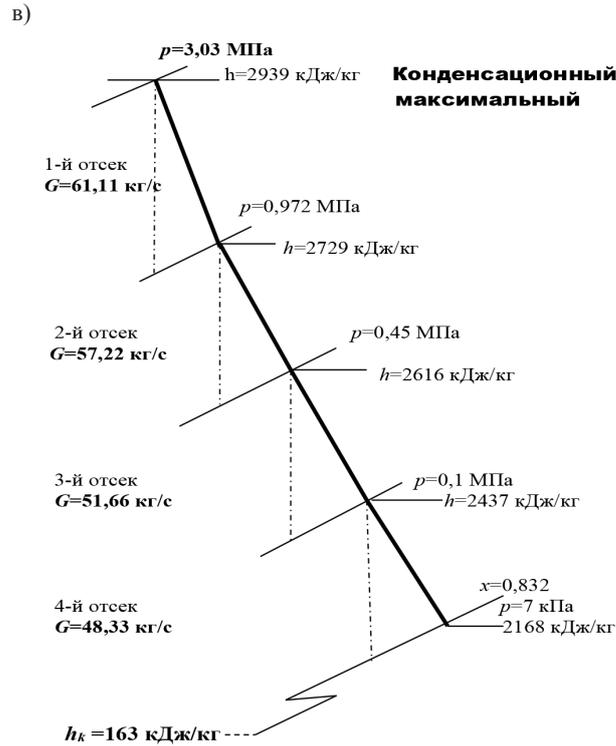


Рис. 7. Процессы расширения пара в турбине
 для расчетных режимов в координатах h, s -диаграммы:
 $a - N_3 = 35 \text{ МВт}, Q_{\text{ТП}} = 0$; $b - N_3 = 35 \text{ МВт}, Q_{\text{ТП}} = 29 \text{ МВт}$; $в - N_3 = 38 \text{ МВт}, Q_{\text{ТП}} = 0$

Результаты теплового расчета можно представить в виде наглядной для анализа и обучения теплорасходной диаграммы пара и конденсата (рис. 8).

В таблице приведены результаты сопоставления КПД расчетных режимов по формулам (15)–(18) с использованием теплорасходной диаграммы пара и конденсата. Из расчетов следует, что КПД теплофикационной установки наибольший для номинального теплофикационного режима ее использования. При этом наибольшее значение получается при условии о равноценности тепловой и электрической энергии (формула (17)). При росте теплового потребления КПД будет почти линейно возрастать и отражать в основном эффективность теплового потребления. Если произведенную паротурбинной установкой электрическую энергию отнести к общей тепловой энергии, подведенной в пароконденсатный цикл (формула (16)), то наибольший КПД будет при конденсационном номинальном режиме — 0,2842. При увеличении отбора пара на теплофикацию конденсационный поток уменьшается и, следовательно, КПД будет снижаться по мере роста потребления пара на теплофикацию.

Результаты сопоставления КПД расчетных режимов

Режим работы	Варианты расчетных формул			
	(15)	(16)	(17)	(18)
1. Теплофикационный номинальный $N_3 = 35000 \text{ кВт}, Q_{\text{т}} = 29000 \text{ кВт}$	0,3287	0,2584	0,4724	0,3895
2. Конденсационный номинальный $N_3 = 35000 \text{ кВт}, Q_{\text{т}} = 0 \text{ кВт}$	0,2842	0,2842	0,2842	–
3. Конденсационный максимальный $N_3 = 38500 \text{ кВт}, Q_{\text{т}} = 0 \text{ кВт}$	0,2842	0,2842	0,2842	–

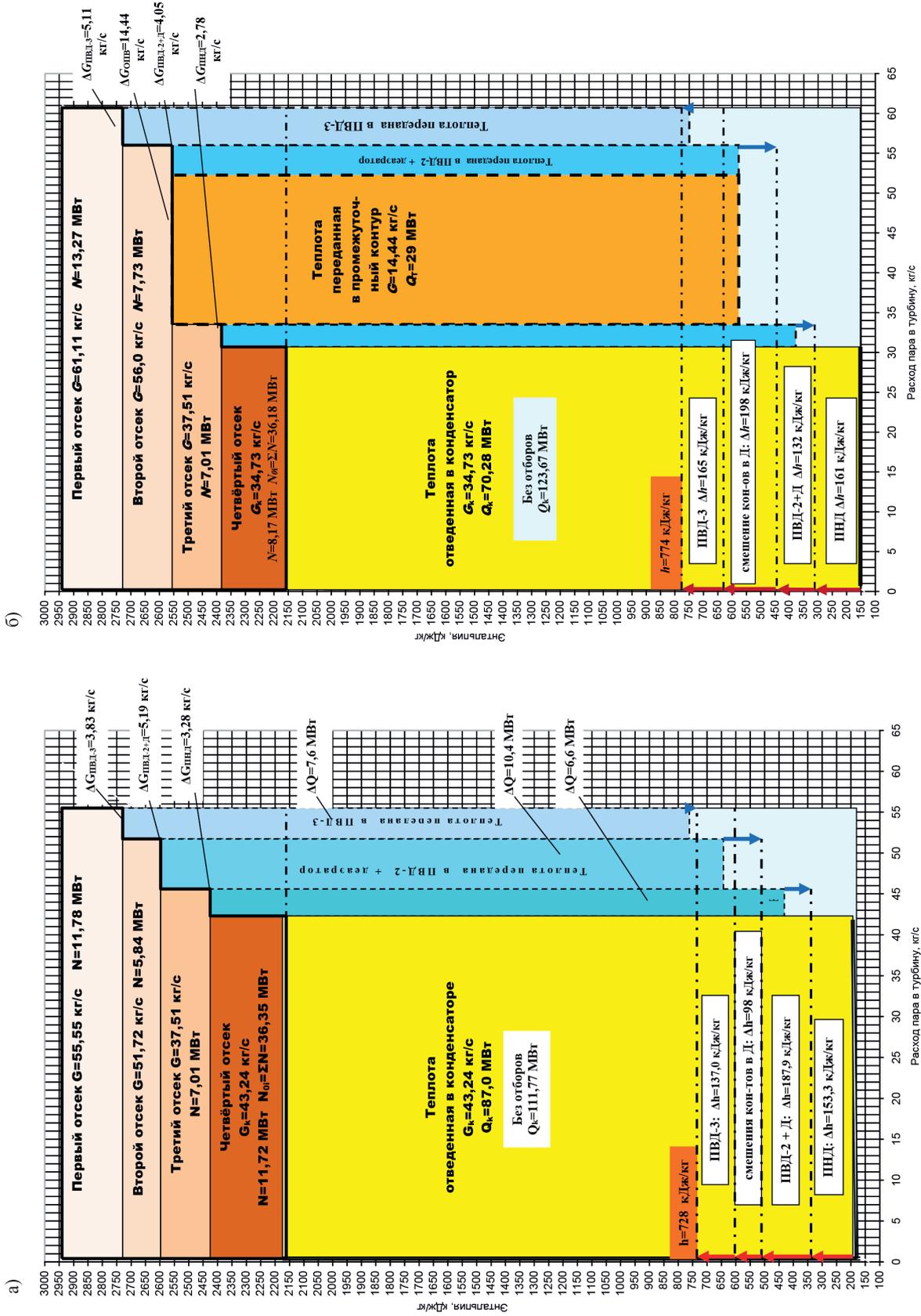


Рис. 8. Температурные диаграммы пара и конденсата для расчетных режимов:
а — $N_3 = 35$ МВт, $Q_{\text{ПТ}} = 0$; б — $N_3 = 35$ МВт, $Q_{\text{ПТ}} = 29$ МВт

При максимальном отборе пара на теплофикацию турбина работает с противодавлением, такие турбины имеют значительно меньший КПД по сравнению с конденсационной. Таким образом, в формуле (16) не учитывается значимость теплофикационного режима. В оценках эффективности комбинированного потребления энергии данная формула непригодна.

Оценка эффективности по формуле (15) отражает преимущество комбинированного отпуска энергии внешним потребителям. Здесь теплофикационный номинальный режим имеет более высокое значение КПД, чем конденсационный номинальный. Однако при больших теплофикационных отборах пара КПД будет стремиться к единице, так как в конденсатор будет поступать малое количество отработавшего в турбине пара. Данная ситуация противоречит общепринятым понятиям термодинамики тепловых машин.

Формула (18) применима только для теплофикационных режимов и определяет целесообразность выбора начальных параметров турбины и давления, при котором производится отбор пара на теплофикацию. Варьируя давлением в отборе, можно добиться наивысшего КПД, определяемого по формуле (18) и, таким образом, увеличить эффективность установки при работе с теплофикацией.

Из анализа следует, что в каждом конкретном случае необходимо найти свой показатель для сопоставления вариантов тепловых схем, параметров энергосред, а также режимов комбинированного использования тепловой и электрической нагрузки для паротурбинных установок плавучих АТЭС. Этот показатель должен максимально отражать специфику оптимизационной задачи. В работах [14]–[16] предлагается ряд решений, позволяющих обеспечить повышение надежности и энергетической эффективности городских теплофикационных систем различного исполнения.

Заключение (Conclusion)

Сопоставление теплорасходных диаграмм двух фиксированных режимов (см. рис. 8) показывает, что теплота, отведенная в конденсатор на номинальном теплофикационном режиме, меньше, чем на номинальном конденсационном режиме на 16,75 МВт или на $\approx 20\%$. При этом количество теплоты, отведенной в конденсатор, будет уменьшаться по мере увеличения теплофикационной нагрузки и уменьшения электрической нагрузки. Следовательно, тепловые сбросы в воду, примыкающую к ПЭБ и влияющие на экологию окружающего пространства, будут снижаться при увеличении теплофикационной нагрузки ПЭБ. В результате тепловых сбросов вода вокруг корпуса ПЭБ будет нагреваться, что приведет к росту давления в конденсаторах турбин. С другой стороны, уменьшение тепловых выбросов при преимущественно теплофикационной нагрузке усложнит задачу поддержания необходимой температуры в ледовых ящиках, поскольку других рассеянных источников подогрева охлаждающей заборной воды на ПЭБ нет. Тепловые сбросы ПЭБ могут быть использованы за счет установки тепловых насосов при теплоснабжении населенных пунктов, как показано в работе [17]. В работе [18] производится термодинамическая оценка возможности повышения экономичности теплофикационных турбин с использованием теплового насоса.

Основные выводы:

1. Сформулированы подходы к решению новых задач, возникающих при вводе в эксплуатацию плавучей атомной электростанции «Академик Ломоносов».
2. Проанализированы варианты определения эффективности использования ПТУ с комбинированной электрической и тепловой нагрузками.
3. Предложена теплорасходная диаграмма пара и конденсата в сканируемой визуальной проекции, наглядно отражающая тепловые и материальные балансы паротурбинной установки с комбинированной тепловой и электрической нагрузками.
4. Рассмотрены и проанализированы базовые расчетные режимы работы ПТУ ПЭБ «Академик Ломоносов», и для них сопоставлены теплорасходные диаграммы пара и конденсата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Михеев В. Л.* Арктика — важнейший оплот геополитики России / В. Л. Михеев, В. И. Королёв, А. Ю. Ластовцев // Вестник Совета Федерации. — 2010. — № 4. — С. 42–47.
2. *Барышников С. О.* Подготовка кадров для плавучих объектов с ядерной установкой в ГУМРФ имени адмирала С. О. Макарова / С. О. Барышников, В. И. Королёв, А. Ю. Ластовцев // Атомный проект. — 2014. — № 19. — С. 19–20.
3. *Королев В. И.* Успешное продвижение ПАТЭС в России и мире возможно при изменении подхода к проектированию и нормативно-правовой документации / В. И. Королёв, В. Л. Михеев, А. Ю. Ластовцев // Материалы тезисов науч.-техн. конф. проф.-преп. сост., науч. сотр. и курсантов. — СПб.: ГМА им. адм. С. О. Макарова, 2011. — С. 348–349.
4. *Иванов В. А.* Режимы мощных паротурбинных установок: монография / В. А. Иванов. — Л.: Энергоатомиздат, 1986. — 248 с.
5. *Королёв В. И.* Особенности формирования и теплового расчета пароконденсатного цикла судов и плавучих энергоблоков с ядерной энергетической установкой / В. И. Королёв, И. И. Костылев, А. Ю. Ластовцев. — СПб.: Бэлл, 2006. — 208 с.
6. *Боровков В. М.* Тепловые схемы ТЭС и АЭС / В. М. Боровков, О. И. Демидов, С. А. Казаров. — СПб.: Энергоатомиздат, 1995. — 392 с.
7. *Волков Э. П.* Энергетические установки электростанций: учебник для вузов / Э. П. Волков, В. А. Ведяев, В. И. Обрезков. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 280 с.
8. *Елизаров Д. П.* Теплотехнические установки электростанций / Д. П. Елизаров. — М.: Энергоатомиздат, 1982. — 264 с.
9. *Ротов П. В.* Сравнение показателей энергетической эффективности ТЭЦ при количественном и качественном регулировании тепловой нагрузки / П. В. Ротов // Электрические станции. — 2015. — № 10 (1011). — С. 19–23.
10. *Шарапов В. И.* Об одной из возможностей повышения энергетической эффективности теплофикационных турбоустановок / В. И. Шарапов // Энергетик. — 2014. — № 8. — С. 51–53.
11. *Королёв В. И.* Анализ технических решений, влияющих на интенсивность эрозионных процессов в проточной части турбины ТК-35/38-3,4с / В. И. Королёв, А. Ю. Ластовцев, Е. И. Гаврилов // Эксплуатация морского транспорта. — 2010. — № 3 (61). — С. 47–52.
12. *Назаров В. И.* Анализ привлечения ТЭЦ, работающей по тепловому графику, к прохождению провалов графиков электрической нагрузки / В. И. Назаров, Л. А. Тарасевич, П. В. Назаров // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. — 2013. — № 5. — С. 56–64.
13. *Шубенко А. Л.* Рациональные режимы эксплуатации теплофикационных турбин с одноступенчатым подогревом сетевой воды / А. Л. Шубенко, О. А. Бабенко // Технические науки — от теории к практике. — 2013. — № 27 (1). — С. 139–145.
14. *Орлов М. Е.* Повышение надежности и энергетической эффективности теплофикационных систем / М. Е. Орлов, П. В. Ротов, В. И. Шарапов // Надежность и безопасность энергетики. — 2012. — № 1 (16). — С. 22–26.
15. *Шарапов В. И.* Проблемы оптимизации работы городских теплофикационных систем / В. И. Шарапов, М. М. Замалеев, П. Е. Чаукин // Надежность и безопасность энергетики. — 2015. — № 1 (28). — С. 76–79.
16. *Лившиц М. Ю.* Повышение мощности и экономичности ТЭЦ с открытой теплофикационной системой / М. Ю. Лившиц, Л. П. Шелудько // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. — 2015. — № 1 (45). — С. 123–130.
17. *Королёв В. И.* Использование тепловых насосов для повышения эффективности работы ПАТЭС при теплоснабжении населенных пунктов / В. И. Королёв, А. Ю. Ластовцев, А. В. Терентьев // Материалы тезисов науч.-техн. конф. проф.-преп. сост., науч. сотр. и курсантов. — СПб.: ГМА им. адм. С. О. Макарова, 2010. — С. 295–298.
18. *Батенин В. М.* Термодинамическая оценка возможности повышения экономичности теплофикационных турбин с использованием теплового насоса, работающего на водяном паре / В. М. Батенин [и др.] // Теплоэнергетика. — 2016. — № 1. — С. 3. DOI: 10.1134/S0040363616010021.

REFERENCES

1. Mikheev, V.L., V.I. Korolev, and A.Yu. Lastovtsev. "Arktika – vazhneishii plot geopolitiki Rossii." *Vestnik Soveta Federatsii* 4 (2010): 42–47.
2. Baryshnikov, S.O., V.I. Korolev, and A.Yu. Lastovtsev. "Podgotovka kadrov dlya plavuchikh ob'ektov s yadernoi ustanovkoi v GUMRF imeni admirala S.O. Makarova." *Atomnyi projekt* 19 (2014): 19–20.
3. Korolev, V.I., V.L. Mikheev, and A.Yu. Lastovtsev. "Uspeshnoe prodvizhenie PATES v Rossii i mire vozmozhno pri izmenenii podkhoda k proektirovaniyu i normativno-pravovoi dokumentatsii." *Materialy tezisov nauch.-tekhn. konf. prof.-prep. sost., nauch. sotr. i kursantov*. SPb.: GMA im. adm. S. O. Makarova, 2011. 348–349.
4. Ivanov, V.A. *Rezhimy moshchnykh paroturbinnnykh ustanovok: monografiya*. L.: Energoatomizdat, 1986.
5. Korolev, V.I., I.I. Kostylev, and A.Yu. Lastovtsev. *Osobennosti formirovaniya i teplovogo rascheta parokondensatnogo tsikla sudov i plavuchikh energoblokov s yadernoi energeticheskoi ustanovkoi*. SPb.: Bell, 2006.
6. Borovkov, V.M., O.I. Demidov, and S.A. Kazarov. *Teplovye skhemy TES i AES*. SPb.: Energoatomizdat, 1995.
7. Volkov, E.P., V.A. Vedyayev, and V.I. Obrezkov. *Energeticheskie ustanovki elektrostantsii: uchebnik dlya vuzov*. M.: Energoatomizdat, 1983.
8. Elizarov, D.P. *Teplotekhnicheskie ustanovki elektrostantsii*. M.: Energoatomizdat, 1982.
9. Rotov, Pavel. "Comparison of energy efficiency of CHP in quantitative and qualitative regulation of heat load." *Elektricheskie stantsii* 10(1011) (2015): 19–23.
10. Sharapov, V.I. "Ob odnoi iz vozmozhnostei povysheniya energeticheskoi effektivnosti teplofikatsionnykh turboustanovok." *Energetik* 8 (2014): 51–53.
11. Korolev, V.I., A.Y. Lastovtsev, and E.I. Gavrillov. "Analysis of the technical solutions affecting intensity of erosion processes in flowing part of the turbine TK-35/38-3,4c." *Ekspluatatsiya morskogo transporta* 3(61) (2010): 47–52.
12. Nazarov, V., L. Tarasevich, and P. Nazarov. "Analysis for Involvement of TPP Operating in Accordance with Heating Schedule to Passing Through Failures of Electric Load Schedules." *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations* 5 (2013): 56–64.
13. Shubenko, Alexander, and Olga Babenko. "Rational modes of operate cogeneration turbines with single heated network water." *Tekhnicheskie nauki - ot teorii k praktike* 27-1 (2013): 139–145.
14. Orlov, M.E., P.V. Rotov, and V.I. Sharapov. "Povyshenie nadezhnosti i energeticheskoi effektivnosti teplofikatsionnykh system." *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki* 1(16) (2012): 22–26.
15. Sharapov, V.I., M.M. Zamaleev, and P.E. Chaukin. "Problemy optimizatsii raboty gorodskikh teplofikatsionnykh system." *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki* 1(28) (2015): 76–79.
16. Livshits, Mihail Yu., and Leonid P. Sheludko. "Increasing of power and economical. Efficiency for a heat and electricity plant with the open district heating system." *Vestnik of Samara State Technical University. Technical Sciences Series* 1(45) (2015): 123–130.
17. Korolev, V.I., A.Yu. Lastovtsev, and A.V. Terent'ev. "Ispol'zovanie teplovykh nasosov dlya povysheniya effektivnosti raboty PATES pri teplosnabzhenii naseleennykh punktov." *Materialy tezisov nauch.-tekhn. konf. prof.-prep. sost., nauch. sotr. i kursantov*. SPb.: GMA im. adm. S. O. Makarova, 2010. 295–298.
18. Batenin, V.M., V.V. Datsenko, Y.A. Zeigarnik, A.S. Kosoi, and M.V. Sinkevich. "Thermodynamic evaluation of the possibility to increase cogeneration turbine efficiency by using a heat pump operating with steam." *Thermal Engineering* 63.1 (2016): 1–6.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Королёв Владимир Ильич —
 кандидат технических наук, профессор
 ФГБОУ ВО «ГУМРФ имени адмирала
 С.О. Макарова
 198035, Российская Федерация, Санкт-Петербург,
 ул. Двинская, 5/7
 e-mail: vlikor2007@yandex.ru, kaf_snef@gumrf.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Korolev, Vladimir I. —
 PhD, professor
 Admiral Makarov State University of Maritime
 and Inland Shipping
 5/7 Dvinskaya Str., St. Petersburg 198035,
 Russian Federation
 e-mail: vlikor2007@yandex.ru, kaf_snef@gumrf.ru

Статья поступила в редакцию 13 сентября 2018 г.
 Received: September 13, 2018.