

УДК 621.311.25:621.039.003.13

DOI: 10.24160/1993-6982-2020-2-34-41

## Энергетический баланс и показатели тепловой экономичности энергоблока атомной электрической станции

В.М. Зорин, И.В. Устюхина, А.В. Бесова

В Методических указаниях по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомных электростанций, разработанных во ВНИИАЭС, рекомендовано учитывать в тепловой мощности, отпускаемой внешним потребителям, теплоту, воспринятую сетевой водой в сетевых насосах теплофикационной установки электростанции. В тепловой мощности, расходуемой на выработку электроэнергии, аналогичным образом должна учитываться теплота, воспринятая теплоносителем первого контура и рабочим телом второго контура в насосах, установленных в тепловой схеме АЭС. При этом теплота, воспринятая водой, заметно меньше электроэнергии (в одних и тех же единицах измерения), подводимой к приводным электродвигателям насосов, а суммарная мощность приводных двигателей меньше полной электрической мощности, расходуемой на собственные нужды энергоблока.

Составлены энергетические балансы энергоблока АЭС с ВВЭР и его основных технологических установок — паропроизводительной (ППУ) и паротурбинной (ПТУ) — применительно к их работе в стационарном режиме. На основе указанных балансов получены формулы для расчета показателей тепловой экономичности — электрических КПД брутто и нетто. При составлении энергетических балансов отдельно для ППУ и ПТУ определены показатели эффективности работы установок. В качестве примера взяты результаты расчетов по этим формулам для энергоблока с ВВЭР-1000, в тепловой схеме которого в качестве приводов насосов используются только электродвигатели. Полученные результаты показывают заметное влияние подогревов воды в насосах на показатели тепловой экономичности, и это представляется важным на современном этапе проектирования тепловых схем энергоблоков АЭС.

*Ключевые слова:* энергетический баланс, электрический КПД нетто и брутто, стационарный режим, расход электроэнергии на собственные нужды, подогрев воды в насосах, основные технологические установки, энергоблок, атомная электростанция.

*Для цитирования:* Зорин В.М., Устюхина И.В., Бесова А.В. Энергетический баланс и показатели тепловой экономичности энергоблока атомной электрической станции // Вестник МЭИ. 2020. № 2. С. 34—41. DOI: 10.24160/1993-6982-2020-2-34-41.

## The Energy Balance and Thermal Efficiency Indicators of a Nuclear Power Plant Unit

V.M. Zorin, I.V. Ustyukhina, A.V. Besova

The Guidelines for drawing up a technical report on the effectiveness and thermal efficiency of nuclear power plant operation that have been developed at the All-Russian Research Institute for Nuclear Power Plants Operation (VNIIAES) contain a recommendation according to which the thermal power supplied to external consumers should be determined taking into account the heat transferred to the delivery water in the power plant's district heating installation network pumps. Similarly, the thermal power consumed for power generation should be determined taking into account the heat transferred to the primary circuit coolant and to the secondary circuit working fluid in the pumps installed in the NPP thermal process cycle circuit. The thermal energy transferred to the water in the NPP process circuit pumps is noticeably smaller than the electric energy (in the same units of measurement) supplied to the pump driving electric motors, and the total power consumed by the drive motors is less than the total electric power consumed for the power unit auxiliaries.

The energy balances of an NPP power unit equipped with a VVER reactor and of its main process installations, namely, the nuclear steam supply system (NSSS) and the steam turbine plant (STP) are drawn up as applied to their operation in the steady-state mode. The obtained balances were used to derive formulas for calculating the thermal efficiency indicators: the gross and net electric efficiency values. In drawing up the energy balances separately for the NSSS and STP, their performance efficiency indicators were determined. The results of calculations using these formulas for a power unit equipped with a VVER-1000 reactor, the thermal process circuit of which incorporates only electric motors as pump drives, are taken as an example. The obtained results show that the additional heating of water in the pumps has a noticeable influence on the thermal efficiency indicators, a conclusion that seems to be of importance at the present stage of designing the thermal process circuits of NPP power units.

*Key words:* energy balance, electrical net and gross efficiency, steady-state operation mode, electricity consumption for plant auxiliaries, water heating in the pumps, main process installations, power unit, nuclear power plant.

*For citation:* Zorin V.M., Ustyukhina I.V., Besova A.V. The Energy Balance and Thermal Efficiency Indicators of a Nuclear Power Plant Unit. Bulletin of MPEI. 2020;2:34—41. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2020-2-34-41.

## Введение

Повышение обоснованности используемых в учебной и справочной литературе показателей тепловой экономичности представляется целесообразным [1 — 3]. Цель данной статьи — показать роль электроэнергии, расходуемой на собственные нужды, в расчетах показателей тепловой экономичности основных технологических установок (паропроизводительной, паротурбинной) и энергоблока АЭС в целом. При выполнении работы использованы следующие основные положения.

1. Основным показателем тепловой экономичности принят коэффициент полезного действия (КПД), т. е. отношение полезной энергии (мощности), отводимой от какой-либо установки, к затраченной на ее получение. Данное определение позволяет говорить о КПД паропроизводительной установки (ППУ). Ее полезная мощность — тепловая мощность, подводимая к паротурбинной установке (ПТУ), а затраченная — мощность, полученная в активной зоне реактора и переданная от других источников, например от насосов. Коэффициент преобразования энергии — понятие более узкое, чем КПД [4].

2. При расчете показателей тепловой экономичности технического устройства или его части в наиболее полной мере следует учитывать его энергетический баланс.

3. В отличие от Методических указаний [5] анализ эффективности работы энергоблока АЭС нужно проводить применительно к стационарному режиму. При этом в виду имеются энергоблоки с реактором типа ВВЭР, производящие только электроэнергию.

В указаниях [5] приведен полный перечень потребителей электроэнергии на блоке АЭС, как в реакторной (РУ), так и в паротурбинной установках. Все потребители для собственных нужд электростанции могут быть разделены на две группы.

К первой группе относятся аппараты и механизмы, использование электроэнергии в которых не меняет параметры теплоносителей и рабочего тела энергоблока, т. е. их функционирование не влияет на основной технологический процесс электростанции, в частности, на его эффективность. В качестве примера приведем компенсатор давления (КД) энергоблока с ВВЭР. Эксплуатация показала, что в стационарном режиме отсутствует какой-либо тепломассообмен между компенсатором давления и первым контуром энергоблока. Для поддержания температуры в дыхательном трубопроводе, соединяющем первый контур и КД, организован контур естественной циркуляции с помощью переключки между дренажными трубопроводами КД и первого контура. Потребление электроэнергии термoeлектронагревателями (ТЭНами) обусловлено необходимостью компенсации тепловых потерь от внешней поверхности корпуса КД к окружающей среде.

Из большого перечня потребителей первой группы назовем следующие, имея в виду стационарный режим основного технологического процесса:

- приводы стержней системы управления и защиты (СУЗ) реактора;
- разнообразные устройства и механизмы систем контроля и управления технологическими и электротехническими системами;
- электродвигатели вентиляционных систем и систем кондиционирования воздуха;
- оборудование водоподготовительных систем;
- освещение производственных помещений, потребители санитарно-бытового корпуса и др.

Во вторую группу входят приводные двигатели насосов, работа которых повышает энергию (энтальпию как основную энергетическую характеристику потока) теплоносителей, воспринимающих и передающих теплоту, полученную в активной зоне реактора, а также рабочего тела (воды) паротурбинной установки. К таким насосам относятся включенные в тракты теплоносителей или рабочего тела, а также подающие в них соответствующие жидкости.

Повышение энтальпии жидкости в насосе  $\Delta h_n$  рассчитаем с учетом внутренних затрат энергии на работу против сил трения (учитывается гидравлическим КПД насоса  $\eta_r$ ) и на вынужденную прокачку большего, чем в нагнетательном патрубке, расхода (учитывается объемным КПД насоса  $\eta_v$ ):

$$\Delta h_n = \Delta p_n v_n / (\eta_r \eta_v), \quad (1)$$

где  $\Delta p_n$  — разность давлений между патрубками нагнетания и всасывания;  $v_n$  — удельный объем перекачиваемой жидкости.

Передаваемая воде в виде теплоты мощность равна:

$$Q_n = \Delta h_n G_n, \quad (2)$$

где  $G_n$  — расход перекачиваемой жидкости на выходе насоса.

Все механические потери (учитываются механическим КПД  $\eta_m$ ) отнесены к внешним. Эффективный КПД насоса определяется перемножением трех сомножителей [6]:

$$\eta_e = \eta_r \eta_v \eta_m. \quad (3)$$

Полная мощность насоса выглядит как

$$N_n = Q_n / \eta_m. \quad (4)$$

Потребляемая приводом насоса мощность будет больше с учетом потерь, учитываемых КПД привода  $\eta_{np}$ :

$$N_{np} = N_n / \eta_{np}. \quad (5)$$

Таким образом, каждый насосный агрегат из рассматриваемой второй группы часть получаемой от стационарной сети собственных нужд электрической мощности ( $N_{np} - Q_n$ ) с помощью охлаждающего воздуха или жидкости отдает в окружающую среду, а другую часть  $Q_n$  — перекачиваемой жидкости с соответствующим участием в основном технологическом процессе.

Мощность  $Q_n$ , подводимая в насосе к воде, используется на начальном этапе пуска энергоблока для про-

грева первого контура, что и подтверждается опытом эксплуатации АЭС с ВВЭР.

В соответствии с [5] расчету фактических показателей работы АЭС должно предшествовать сведение пароводяного, электрического и теплового балансов каждого энергоблока.

Электрический баланс — равенство отпущенной от энергоблока электрической энергии разности выработанной электроэнергии и полного ее расхода на собственные нужды. При пересчете показателей на средние значения в единицах мощности или для стационарного режима электрический баланс выглядит как

$$N_{\text{э}}^{\text{нт}} = N_{\text{э}} - N_{\text{э,сн}}. \quad (6)$$

В уравнение теплового баланса входят:

- выработка тепловой энергии в ядерном реакторе, в основном источнике теплоты для энергоблока;
- расход теплоты на выработку электроэнергии;
- суммарный отпуск теплоты внешним потребителям, в котором учитываются теплота, воспринятая водой в сетевых насосах (отрицательная составляющая отпуска теплоты), и потери теплоты, связанные с ее отпуском (положительная составляющая);
- расходы теплоты на собственные нужды реакторной и паротурбинной установок, а также перетоки теплоты между энергоблоками электростанции.

Обратим внимание на то, что потребление электроэнергии приводными электродвигателями сетевых насосов учитывается в расходе на собственные нужды, а часть этой энергии — как доля теплоты, отпускаемая с сетевой водой внешним потребителям, в тепловом балансе энергоблока. Очевидно, что электроэнергия, потребляемая приводами насосов, включенных в тепловую схему энергоблока (кроме теплофикационной установки), должна приниматься во внимание таким же образом.

Приведем пример, в котором дадим количественную оценку вклада энергии, воспринятой сетевой водой в насосах, в суммарную отпускаемую тепловую мощность.

Рассмотрим теплофикационную установку (ТфУ), состоящую из двух основных и одного пикового подогревателей сетевой воды, обогреваемых паром из отборов турбины. Сетевая вода перекачивается двумя группами сетевых насосов, установленных до и после основных сетевых подогревателей. Расход сетевой воды, направляемой в теплосеть, равен  $G_{\text{с.в}} = 150$  кг/с, ее давление —  $p_{\text{с.в}} = 1,2$  МПа и температура —  $t_{\text{с.в}} = 150$  °С. Параметры сетевой воды, возвращаемой в ТфУ (обратной воды), —  $p_{\text{обр}} = 0,3$  МПа,  $t_{\text{обр}} = 60$  °С. Гидравлическое сопротивление каждого из сетевых подогревателей вместе с трубопроводами и арматурой на их входе и выходе приняты равными  $\Delta p_{\text{сн}} = 0,3$  МПа. Перепад давления на выходе и входе насосов первой группы —  $\Delta p_{\text{сн1}} = 0,7$  МПа, для второй группы —  $\Delta p_{\text{сн2}} = 2,1$  МПа.

Гидравлический и объемный КПД насосов, от которых зависит повышение энтальпии перекачиваемой воды, составляют:  $\eta_{\text{г,сн}} = 0,92$ ,  $\eta_{\text{v,сн}} = 0,95$ .

Рассчитаны:

- мощность теплофикационной установки:

$$Q_{\text{ТфУ}} = G_{\text{с.в}} c_{\text{р.в}} (t_{\text{с.в}} - t_{\text{обр}}) = 57,3 \text{ МВт};$$

- повышение энтальпии воды в сетевых насосах:

$$\Delta h_{\text{с.в}} = \sum_{i=1}^2 \Delta p_{\text{сн}i} v_{\text{сн}i} / (\eta_{\text{г}} \eta_{\text{v}}) = 3,36 \text{ кДж/кг},$$

где  $v_{\text{сн}i}$  — удельный объем перекачиваемой воды в насосе  $i$ -й группы;

- воспринятая сетевой водой в насосах мощность

$$\Delta Q_{\text{сн}} = \Delta h_{\text{сн}} G_{\text{св}} = 504 \text{ кВт},$$

что составляет 0,88% от  $Q_{\text{ТфУ}}$ .

Вклад энергии, воспринятой водой в сетевых насосах, в теплофикационную мощность невелик. В то же время пример демонстрирует возможность его учета в тепловом балансе ТфУ, а соответствующее указание в [5] делает эту возможность необходимой для реализации.

Для упрощения последующего анализа примем вариант энергоблока, в котором отсутствует теплофикационная установка, т. е.  $Q_{\text{ТфУ}} = 0$ , равны нулю перетоки теплоты между энергоблоками АЭС, а также пренебрежимо малы расходы теплоты на собственные нужды энергоблока. Обратим внимание на необходимость учета подогревов теплоносителя и рабочего тела в насосах подобно тому, как это сделано в примере в отношении сетевой воды в теплофикационной установке.

С учетом сделанных замечаний рассмотрим баланс энергоблока, производящего только электроэнергию.

Энергетический баланс энергоблока, передающего в потребительскую сеть только электрическую мощность  $N_{\text{э}}^{\text{нт}}$ , показан на рис. 1 и описывается уравнением:

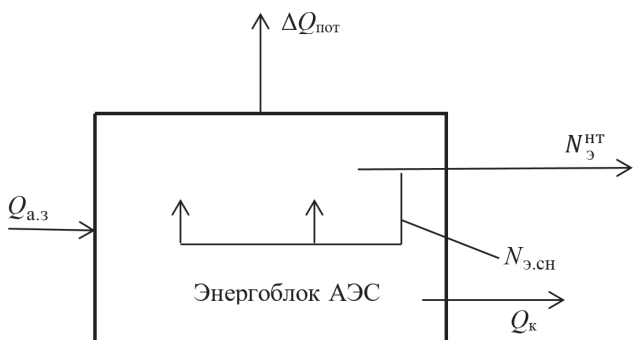


Рис. 1. Энергетический баланс энергоблока АЭС, производящего только электрическую энергию:

$Q_{\text{a,з}}$  — тепловая мощность, полученная в активной зоне реактора и переданная теплоносителю первого контура;  $N_{\text{э}}^{\text{нт}}$  — электрическая мощность, передаваемая в электросеть для внешних потребителей (мощность нетто);  $N_{\text{э,сн}}$  — электрическая мощность, расходуемая на собственные нужды энергоблока;  $Q_{\text{к}}$  — тепловая мощность, воспринятая технической водой в конденсаторах турбины от отработанного в ней пара;  $\Delta Q_{\text{пот}}$  — потери теплоты в результате теплообмена оборудования с окружающим воздухом или технической водой

$$Q_{a.3} = N_3^{HT} + Q_k + \Delta Q_{пот}. \quad (7)$$

Если работа какого-либо оборудования практически не оказывает влияния на основной технологический процесс энергоблока, то подводимая к нему электроэнергия не включается в анализируемые энергетические балансы.

Основной показатель тепловой экономичности — электрический КПД нетто:

$$\eta_{эАЭС}^{HT} = \frac{N_3^{HT}}{Q_{a.3}}. \quad (8)$$

Обратная этому КПД величина — удельный расход теплоты на отпускаемую в электросеть электроэнергию  $q_{эАЭС}^{HT}$  является нормативным показателем работы энергоблока в стационарном режиме.

Графическое представление энергетического баланса того же энергоблока меняется, если в него войдет электрическая мощность, измеряемая на клеммах электрогенератора  $N_3$  (рис. 2):

$$Q_{a.3} + Q_{э,снППУ} + Q_{э,снПТУ} = N_3 + Q_k + \Delta Q_{пот}. \quad (9)$$

Тогда электрический КПД энергоблока запишем в виде

$$\begin{aligned} \eta_{эАЭС} &= \frac{N_3}{Q_{a.3} + Q_{э,снППУ} + Q_{э,снПТУ}} = \\ &= \frac{N_3^{HT} + N_{э,сн}}{Q_{a.3} + Q_{э,снППУ} + Q_{э,снПТУ}}. \end{aligned} \quad (10)$$

По сравнению с (8) значение КПД увеличивается, так как большая величина прибавлена в числителе, а числитель меньше знаменателя:  $N_{э,сн} > Q_{э,снППУ} + Q_{э,снПТУ}$ , а  $N_3 < Q_{a.3}$ .

Электрический КПД брутто, нередко рассчитываемый по формуле

$$\eta_{эАЭС}^{бр} = N_3 / Q_{a.3}, \quad (10а)$$

не является показателем, следующим из энергетического баланса, хотя в ряде случаев такой расчет целесообразен из-за более быстрого достижения результата.

На рисунке 3 изображены основные технологические установки энергоблока — ППУ и ПТУ. Видно, что в числе произведенных в ПТУ полезных энергий появился (по сравнению с рис. 2) поток электроэнергии на собственные нужды ППУ. Коэффициенты полезного действия ПТУ и ППУ выглядят следующим образом:

$$\eta_{ПТУ}^{HT} = \frac{N_3^{HT} + N_{э,снППУ}}{Q_0}; \quad (11)$$

$$\eta_{ППУ} = \frac{Q_0}{Q_{a.3} + Q_{э,снППУ}}. \quad (12)$$

Формально КПД энергоблока — произведение КПД двух основных технологических установок:

$$\eta_{эАЭС}^{HT} = \frac{N_3^{HT} + N_{э,снППУ}}{Q_{a.3} + Q_{э,снПТУ}}. \quad (13)$$

По сравнению с (8) он несколько вырост.

По аналогии с уже рассмотренными энергетическими балансами и в соответствии с данными рис. 4 получены следующие формулы для расчета коэффициентов полезного действия для ППУ, ПТУ и энергоблока в целом:

$$\eta_{ППУ} = \frac{Q_0}{Q_{a.3} + Q_{э,снППУ}}; \quad (14)$$

$$\eta_{ПТУ} = \frac{N_3}{Q_0 + Q_{э,снПТУ}}; \quad (15)$$

$$\eta_{эАЭС} = \frac{Q_0}{Q_0 + Q_{э,снПТУ}} \cdot \frac{N_3}{Q_{a.3} + Q_{э,снППУ}}. \quad (16)$$

Влияние отдельного учета эффективности основных технологических установок на эффективность энергоблока можно проследить при сравнении формул (10) и (16)

С целью количественной оценки влияния энергии, воспринимаемой жидкостью в насосах тепловой схемы энергоблока АЭС, выполнены расчеты применительно

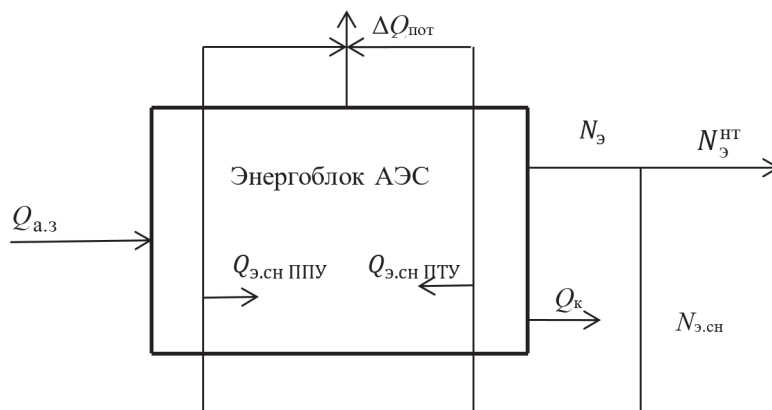


Рис. 2. Энергетический баланс энергоблока АЭС с включением в него электрической мощности на клеммах генератора:

$Q_{э,сн ППУ}$ ,  $Q_{э,сн ПТУ}$  — тепловые мощности, воспринятые теплоносителем первого контура и рабочим телом второго в насосах ППУ и ПТУ; остальные обозначения те же, что на рис. 1

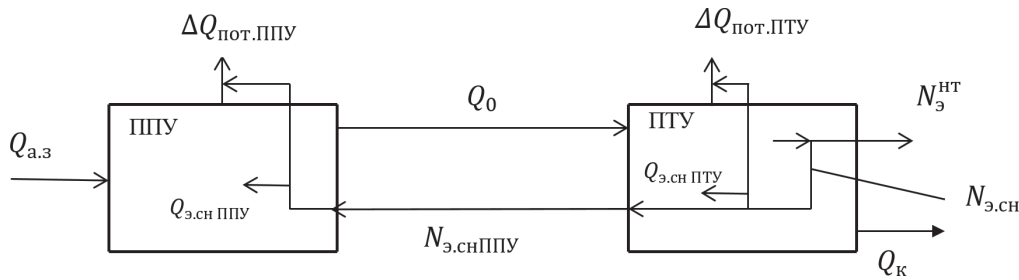


Рис. 3. Энергетический баланс энергоблока АЭС и его паропроизводительной и паротурбинной установок с  $N_э^{HT}$ :

$Q_0$  — тепловая мощность, подводимая к паротурбинной установке;  $\Delta Q_{\text{пот.ППУ}}$  — тепловые потери от оборудования паропроизводительной (или реакторной) установки, включая главные паропроводы энергоблока;  $\Delta Q_{\text{пот.ПТУ}}$  — тепловые потери от оборудования паротурбинной установки; остальные обозначения те же, что на рис. 1, 2

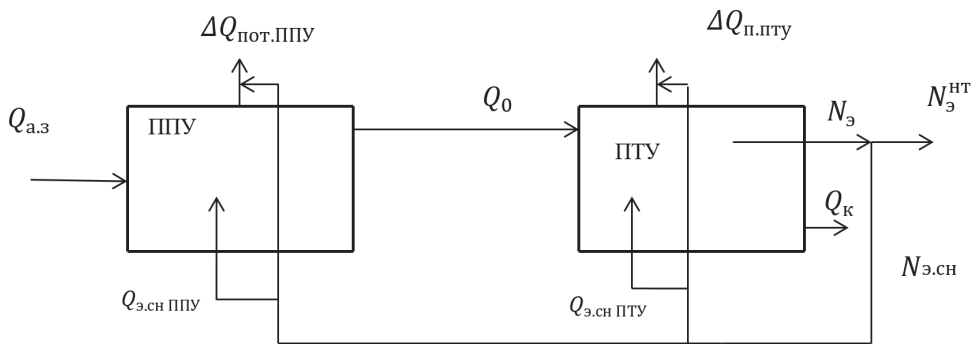


Рис. 4. Энергетический баланс энергоблока АЭС и его паропроизводительной и паротурбинной установок с  $N_э$ ; обозначения те же, что на рис. 1 — 3

к стационарному режиму энергоблока с номинальной мощностью 1000 МВт. Расчетная тепловая схема дана на рис. 5.

Принято, что все насосы работают с приводными электродвигателями и потребляют основную часть электроэнергии, расходуемой на собственные нужды энергоблока в стационарном режиме.

Характеристики работы насосов представлены в табл. 1. Исходные данные, в том числе по (1) — (4), взяты из [6].

Тепловые мощности (подведенная к паротурбинной установке и воспринятая теплоносителем первого контура в активной зоне реактора  $Q_{a.з}$ ) — результаты расчета тепловой схемы, выполненного с помощью программы СХЕМА, разработанной на кафедре атомных электростанций НИУ «МЭИ».

Влияние насосов тепловой схемы на основной технологический процесс энергоблока неоднозначно. Так, подпиточный насос первого контура (ППН) обладает наибольшим повышением давления воды (напором) при сравнительно скромном ее расходе. В итоге энергия воды, воспринятая в насосе, дает пренебрежимо малый рост энтальпии воды в первом контуре (см. табл. 1), соизмеримый с точностью проводимых расчетов и поэтому не учитываемый в дальнейшем.

Циркуляционные насосы системы технического водоснабжения ПТУ (ЦН на рис. 5) работают с относительно малым напором, перекачивая большие объемы воды. Результатом является повышение энтальпии и

температуры воды на входе в конденсаторы турбины, что ведет к увеличению давления конденсации пара: при напоре ЦН 30...100 мм вод. ст. давление вырастает на 20...60 Па. Теоретически это сказывается на расходе ядерного горючего в реакторе при неизменной электрической мощности энергоблока. Однако таким повышением давления следует пренебречь, поскольку оно соизмеримо с точностью проводимых расчетов ввиду трудно предсказуемой температуры охлаждения технической воды, зависящей от погодных условий.

Таким образом, мощность потребителей электроэнергии для собственных нужд ППУ равна:

$$N_{э.сн.ППУ} = N_{пр.ГЦН} + N_{пр.ППН} = 22071 \text{ кВт} \\ (\text{в дальнейшем } 22,1 \text{ МВт}).$$

Для ПТУ такую мощность составят 6 групп электродвигателей насосов (см. рис. 5 и данные табл. 1): КН1, КН2, ПН, ДН, ДНПП и ЦН:

$$N_{э.сн.ПТУ} = 42875 \text{ кВт} \text{ (в дальнейшем } 42,9 \text{ МВт).}$$

Тепловая мощность, воспринимаемая теплоносителем первого контура в четырех ГЦН, равна

$$Q_{э.сн.ППУ} = Q_{гцн} = 18486 \text{ кВт},$$

а тепловая мощность, воспринимаемая водой в насосах ПТУ (без ЦН),

$$Q_{э.сн.ПТУ} = 24735 \text{ кВт}.$$



Таблица 1

Характеристики работы насосов в тепловой схеме ПГУ (рис. 5)

Место насоса в тепловой схеме (его обозначение на рис. 5)	Число рабочих насосов (подача насоса, кг/с)	Напор, Мпа (удельный объем воды, м <sup>3</sup> /кг)	КПД насоса $\eta_c = \eta_i \eta_m$	Повышение энтальпии воды, кДж/кг (подводящая к ней мощность, кВт)	Мощность насоса, кВт (мощность электрического привода, кВт), $\eta_{пр} = 0,98$	Примечание
Реакторная установка						
Подпиточный первого контура ЦН-60-180 (ППН)	1 (16,3)	17,0 (0,001025)	0,66 = 0,9·0,92·0,8	21,05 (343,1)	428,8 (451,4)	Обусловленное работой насоса повышение энтальпии воды первого контура 0,021 кДж/кг
Главный циркуляционный насос ГЦН-195 (ГЦН)	4 (4146)	0,75 (0,00134)	0,81 = 0,92·0,98·0,9	1,115 (4621,5)	5135 (5405)	Для четырех насосов $Q_{в,ПН} = 18486$ кВт, а для четырех приводных двигателей $N_{пр,ПН} = 21620$ кВт
Паротурбинная установка						
Конденсатный первого подтема КСВН-1520-120 (КН1)	2 (415)	0,928 (0,001004)	0,839 = 0,92·0,96·0,95	1,054 (437,4)	460,4 (484,7)	Для двух насосов $Q_{в,КН1} = 874,8$ кВт; для двух приводных двигателей $N_{пр,КН1} = 969,4$ кВт
Конденсатный второго подтема КСВН-1000-190 (КН2)	3 (279,4)	1,801 (0,001034)	0,8303 = 0,92·0,95·0,95	2,13 (595)	626,4 (659,4)	Для трех насосов $Q_{в,КН2} = 1785$ кВт; для трех приводных двигателей $N_{пр,КН2} = 1978$ кВт
Питательный: бустерный + основной (ПН)	2 (941)	9,1=1,9+7,2 (0,001107)	0,82 = 0,92·0,98·0,91	11,1 (10445)	11472 (12082)	Для двух насосов $Q_{в,ПН} = 20890$ кВт; для трех приводных двигателей $N_{пр,ПН} = 24164$ кВт
Дренажный конденсаторный (ДН ПП)	1 (167)	2,94 (0,001332)	0,821 = 0,92·0,97·0,92	4,4 (735)	799 (840)	—
Дренажный КСВА-90-180 (ДН)	1 (228)	1,61 (0,001096)	0,8 = 0,92·0,97·0,9	1,98 (451)	501 (524)	—
Система технического водоснабжения						
Циркуляционный 12008-6,3/40-0 (ЦН)	8 (5804)	0,26 (0,00101)	0,89=0,96·0,98·0,95	0,28 (1625)	1710 (1800)	Для восьми насосов $Q_{в,ПН} = 13000$ кВт; для восьми приводных двигателей $N_{пр,ПН} = 14400$ кВт

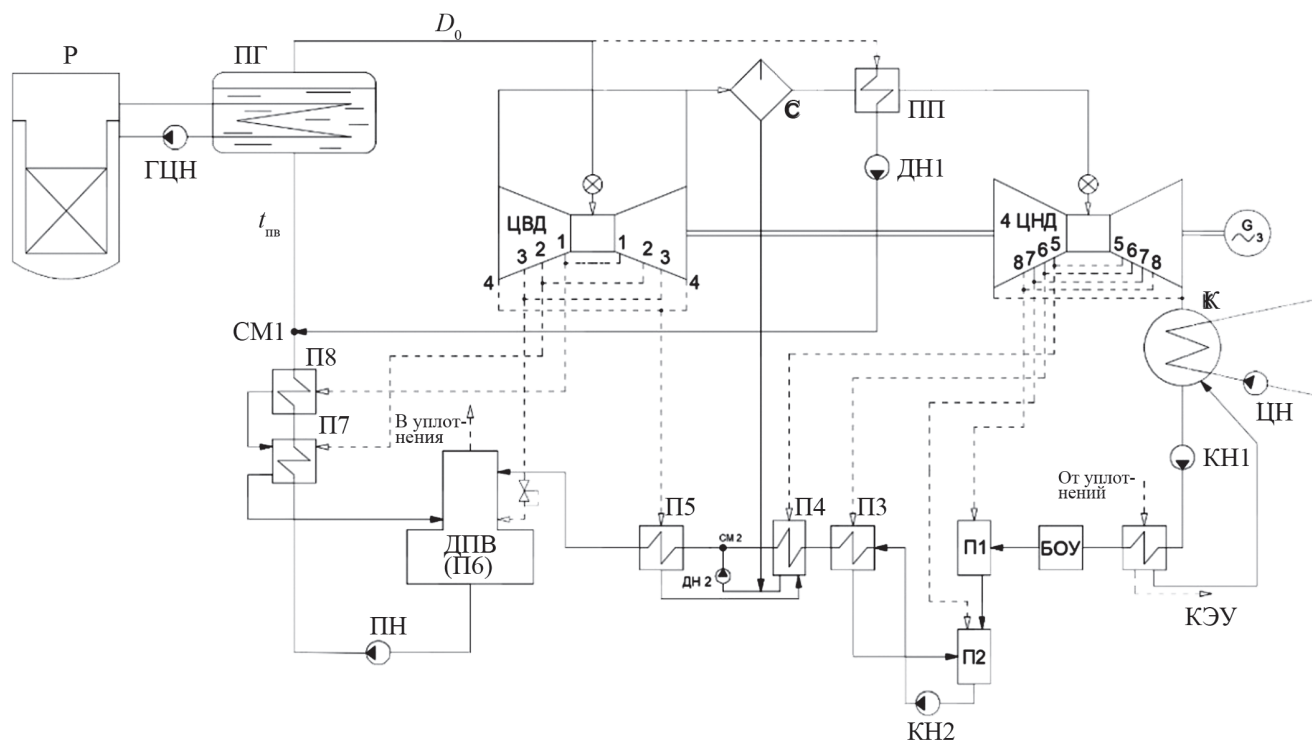


Рис. 5. Расчетная схема энергоблока АЭС с К-1000

Электрический КПД брутто энергоблока и тепловая мощность, подводимая к ПТУ, согласно расчетам тепловой схемы (рис. 5) составляют:  $\eta_3 = 0,3472$ ,  $Q_0 = 2880$  МВт. Передаваемая от АЭС мощность:  $N_3^{нт} = 1000 - 22,1 - 42,9 = 935$  МВт.

В таблице 2 приведены результаты расчета электрических КПД энергоблока по полученным на основе энергетических балансов формулам.

Из данных табл. 2 следует, что значение электрического КПД нетто, рассчитанное по (10), т. е. на основе энергетических балансов, составленных отдельно для ППУ и ПТУ, несколько больше (на 0,55% абсолютных), чем вычисленное по (8), полученное на основе энергетического баланса энергоблока в целом. Рост объясняется включением в исходную мощность ПТУ электрической мощности, расходуемой электро-

двигателями насосов ГЦН и ППН. Учет в полезной мощности только той части  $N_{э,сн,ППУ}$ , которая воспринята теплоносителем в ГЦН, лишь незначительно меняет значение электрического КПД нетто энергоблока ( $\eta_{эАЭС}^{нт} = 0,32950$  вместо 0,33074).

Расчет электрического КПД брутто двумя способами (см. формулы (10), (16)) дал близкие значения. Бóльшее значение  $\eta_{эАЭС}$ , полученное по (10), объясняется тем, что при вычислениях не учтена теплота, подведенная к воде в насосах ППУ и ПТУ.

Доля энергии, воспринятой водным теплоносителем в ГЦН, по отношению к суммарной теплоте, подведенной к теплоносителю в ППУ,  $(Q_{э,сн,ППУ} / (Q_{э,з} + Q_{э,сн,ППУ}))$  составила 0,64%, то же для ПТУ:  $Q_{э,сн,ПТУ} / (Q_0 + Q_{э,сн,ПТУ}) = 0,85\%$ .

Полученные значения сопоставимы с долей теплоты, воспринятой сетевой водой в сетевых насосах, по

Таблица 2

Результаты расчета кпд энергоблока с К-1000

Номер энергетического баланса (рисунка)	$\eta_{эАЭС}^{нт}$		$\eta_{эАЭС}$	
	Номер формулы	Значение	Номер формулы	Значение
1	(8)	0,32522	(10а)	0,34783
2	—	—	(10)	0,34267
3	(13) = (12)·(11)	0,33074 = = 0,99533·0,33229*	—	—
4	—	—	(16) = (15)·(14)	0,34221 = = 0,99537·0,34382**

Примечание: \* —  $\eta_{ппу} \cdot \eta_{пту}^{нт}$ ; \*\* —  $\eta_{ппу} \cdot \eta_{пту}$

отношению к полной теплофикационной мощности, учитываемой в соответствии с [5]

### Заключение

На основе энергетических балансов, составленных для всего энергоблока АЭС с ВВЭР и отдельно для его основных технологических установок (паропроизводительной и паротурбинной), получены формулы для расчета электрических КПД брутто и нетто для случая производства энергоблоком только электроэнергии.

### Литература

1. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. М.: Изд-во МЭИ, 2008.
2. Зорин В.М. Атомные электростанции. М.: Издат. дом МЭИ, 2012.
3. Бродянский В.М., Фрагшер В., Михалец К. Эксергетический анализ и его приложения. М.: Энергоиздат, 1988.
4. МУ 1.2.1.16.0104—2012. Методические указания по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомной электростанции.
5. Калинин Н.В., Субботин В.И., Соколов А.И. Насосы и газодувные машины // Тепловые и атомные электростанции. М.: Изд-во МЭИ, 2003.
6. Пак П.Н., Белоусов А.Я., Пак С.П. Насосное оборудование атомных станций. М.: Энергоатомиздат, 2003.
7. Трухний А.Д. и др. Паротурбинные установки // Тепловые и атомные электростанции. М.: Изд-во МЭИ, 2003.

### Сведения об авторах:

**Зорин Вячеслав Михайлович** — доктор технических наук, профессор кафедры атомных электрических станций НИУ «МЭИ», e-mail: ZorinVM@mpei.ru

**Устюхина Ирина Владимировна** — ведущий инженер кафедры атомных электрических станций НИУ «МЭИ», e-mail: UstiukhinaIV@mpei.ru

**Бесова Анастасия Вячеславовна** — старший преподаватель кафедры робототехники, мехатроники, динамики и прочности машин НИУ «МЭИ», e-mail: BesovaAV@mpei.ru

### Information about authors:

**Zorin Vyacheslav M.** — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Nuclear Power Plants Dept., NRU MPEI, e-mail: ZorinVM@mpei.ru

**Ustyukhina Irina V.** — Leading Engineer of Nuclear Power Plants Dept., NRU MPEI, e-mail: UstiukhinaIV@mpei.ru

**Besova Anastasiya V.** — Senior Lecturer of Robotics, Mechatronics and Machines Dynamics and Strength Dept., NRU MPEI, e-mail: BesovaAV@mpei.ru

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

**Conflict of interests:** the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 04.07.2019

The article received to the editor: 04.07.2019

В балансах учтены расходы электроэнергии на собственные нужды и часть энергии, передаваемой в насосах теплоносителю ППУ и рабочему телу ПТУ и используемой при выработке электрической мощности. Выполненные по полученным формулам расчеты показали, что предложенный подход к составлению энергетических балансов вносит свои коррективы в значения электрических КПД энергоблока АЭС и может быть полезен на современном уровне разработок тепловых схем электростанций.

### References

1. Sterman L.S., Lavygin V.M., Tishin S.G. Teplovye i Atomnye Elektricheskie Stantsii. M.: Izd-vo MEI, 2008. (in Russian).
2. Zorin V.M. Atomnye Elektrostantsii. M.: Izdat. Dom MEI, 2012. (in Russian).
3. Brodyanskiy V.M., Fragsher V., Mikhalek K. Eksergeticheskiy Analiz i Ego Prilozheniya. M.: Energoizdat, 1988. (in Russian).
4. MU 1.2.1.16.0104—2012. Metodicheskie Ukazaniya po Sostavleniyu Tekhnicheskogo Otcheta ob Effektivnosti i Teplovoy Ekonomichnosti Raboty Atomnoy Elektrostantsii. (in Russian).
5. Kalinin N.V., Subbotin V.I., Sokolov A.I. Nasosy i Gazoduvnye Mashiny. Teplovye i Atomnye Elektrostantsii. M.: Izd-vo MEI, 2003. (in Russian).
6. Pak P.N., Belousov A.Ya., Pak S.P. Nasosnoe Oborudovanie Atomnykh Stantsiy. M.: Energoatomizdat, 2003. (in Russian).
7. Trukhniy A.D. i dr. Paroturbinnye Ustanovki. Teplovye i Atomnye Elektrostantsii. M.: Izd-vo MEI, 2003. (in Russian).