

2. Ввиду отрицательного влияния сопротивления на выходе газовой турбины подогрев газа после ТДА может быть высокоэффективным только при применении специальных теплообменников с малым гидравлическим сопротивлением.

3. В конкретных условиях требуется оптимизация технологической схемы включения ТДА в тепловую схему ТЭС с обеспечением ступенчатого подогрева теплоносителя перед ОПГ и минимально возможного значения коэффициента ценности используемой для подогрева газа теплоты $\xi_{п}$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методика определения термодинамической эффективности включения детандергенераторного агрегата в тепловую схему ТЭЦ / Ю. Л. Гуськов, В. В. Кудрявый, Э. К. Аракелян, В. С. Агабабов // Вестник МЭИ. Сер. Теплоэнергетика: Сводный том. – М.: МЭИ, 1997. – С. 86–89.

2. Степанец А. А. Оценка эффективности влияния детандергенераторных агрегатов на работу ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 1999. – № 12. – С. 28–32.

3. Положение о пересмотре (разработке) энергетических характеристик оборудования и порядок определения нормативных удельных расходов топлива на энергопредприятиях. ПЗ4-70-012-87. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

4. Рубинштейн Я. М., Щепетильников М. И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.

5. Щегляев А. В. Паровые турбины. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.

6. Автоматизированная парогазотурбинная установка для ТЭЦ электрической мощностью 40 МВт: Техническое предложение. – М.; Мн.: НПО «Сатурн», ИПЭ АН РБ, ВНИПИ Компрессормаш, ВГНИПИ Теплоэлектропроект, БелНИПИэнергопром, 1991.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 23.09.2002

УДК 621.165

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГОМЕЛЬСКОЙ ТЭЦ-2 В ЛЕТНИЙ И ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОДЫ

Асп. СТРЕЛКОВА О. А.

Концерн «Белэнерго»

Более 50 % всех первичных топливных ресурсов Республики Беларусь используется для производства тепловой и электрической энергии. Поэтому важнейшей задачей энергетики Беларуси в настоящее время является экономия топлива в энергосистеме. Один из путей ее решения – более полное использование экономических преимуществ теплофикации и повышение системной эффективности ТЭЦ. За счет этого можно обеспечить значительную экономию топлива без каких-либо капитальных вложений.

Наибольший эффект от оптимизации режимов работы может быть получен для мощных ТЭЦ с наиболее современными теплофикационными блоками 250 и 180 МВт.

Как было показано ранее [1], при работе теплофикационных блоков 250 МВт с промежуточным перегревом пара на частичных тепловых нагрузках их оптимальная мощность может существенно превышать мощность теплового графика.

Объясняется это тем, что прирост расхода топлива на дополнительную (сверх режима теплового графика) выработку электроэнергии блоками при их работе с частичными тепловыми нагрузками может быть значительно меньше, чем величина прироста расхода топлива на отпуск электроэнергии $b'_{\text{зам}}$ от блоков замещающей КЭС, в качестве которых в условиях Беларуси можно принимать блоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС.

Обоснование сказанному было дано в [2]. Оно заключается в том, что при увеличении расхода пара на теплофикационные турбины, работающие с частичными тепловыми нагрузками, возрастает удельная выработка электроэнергии на существующем отпуске теплоты в первую очередь за счет увеличения КПД ЦВД и давления в линии промперегрева. В результате этого дополнительная выработка электроэнергии частично получается в виде теплофикационной с близким к теоретическому (3600 кДж/(кВт·ч), или 1 МВт/(МВт·ч)) приростом расхода теплоты.

В полной мере сказанное выше относится и к блокам 180 МВт Гомельской ТЭЦ-2, которые в летний и переходный периоды работают с частичными тепловыми нагрузками.

Гомельская ТЭЦ-2 в течение июня–августа из-за отключения отдельных тепломагистралей для текущих ремонтов отпускает 47...105 МВт теплоты в горячей воде. В мае и сентябре эта величина возрастает до 140...150 МВт, а в переходный период (апрель, октябрь) находится в среднем на уровне 290...436 МВт.

Анализ состава используемого оборудования по данным формы 3-тех показывает, что в летний период, как правило, в работе находится один блок 180 МВт, а в переходный период – два блока.

В настоящее время по согласованию с заводом-изготовителем давление в нижнем отопительном отборе турбин Т-180-130 ГТЭЦ-2 на режимах одноступенчатого подогрева сетевой воды при соответствующем ограничении расхода свежего пара может снижаться до 0,4 ата и даже ниже. Кроме того, на блоке № 3 может осуществляться обвод сетевой воды помимо верхнего сетевого подогревателя (СП) в дополнение к обводу всего блока.

С учетом этого для расчета характеристик блоков 180 МВт на переменных режимах была использована разработанная для Гомельской ТЭЦ-2 компьютерная программа «Т180opt.xls», основанная на описании данных нормативной энергетической характеристики (НЭХ) блока, а также результатов тепловых испытаний турбины Т-180-130 [3]. Она позволяет выбирать оптимальные режимы подогрева сетевой воды и мощность блока с учетом

возможности обвода верхнего СП (для блока № 3) или обоих подогревателей и допустимого снижения давления в нижнем отопительном отборе.

В условиях работы блоков по электрическому графику нагрузок минимум удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии не может служить критерием оптимальности режима их работы, так как при оптимальной мощности блоков вместе с достижением максимального эффекта от теплофикации будет происходить некоторое увеличение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ.

Поэтому в программе эффективность использования блоков рассматривается с системных позиций и определяется по максимуму экономии топлива в энергосистеме против раздельной схемы энергоснабжения

$$\Delta B_{\text{эк}} = N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{н}} b'_{\text{зам}} + Q_{\text{т}} b_{\text{кот}} - B_{\text{ТЭЦ}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{н}}$, $Q_{\text{т}}$ – мощность нетто турбин ТЭЦ и их тепловая нагрузка; $b_{\text{кот}}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты от замещающей котельной; $B_{\text{ТЭЦ}}$ – расход топлива на ТЭЦ; $b'_{\text{зам}}$ – прирост расхода топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС.

Так как Гомельская ТЭЦ-2 находится в центре электрических нагрузок, с учетом потерь электроэнергии в ЛЭП можно принимать в расчетах величину $b'_{\text{зам}} \approx 0,31$ т у. т./(МВт·ч).

Применительно к случаю работы блоков 180 МВт при заданной их тепловой нагрузке оптимальная мощность этих блоков может находиться из условия достижения максимальной системной экономии топлива по сравнению с режимом теплового графика (или режима, определяемого техническим минимумом нагрузки котла). При этом справедливым будет условие

$$dB_{\text{эк}j} = b'_{\text{зам}}(N_j^{\text{н}} - N_{\text{т.гр}}^{\text{н}}) - \Delta B_{\text{бл}j}, \quad (2)$$

где $N_j^{\text{н}}$, $N_{\text{т.гр}}^{\text{н}}$ – мощность нетто блока на j -м режиме и режиме теплового графика соответственно; $\Delta B_{\text{бл}j}$ – увеличение расхода топлива блоком на j -м режиме по сравнению с режимом теплового графика.

Характеристики турбины типа Т-180-130 в программе рассчитываются при заданных тепловой нагрузке, расходе и температуре обратной сетевой воды и дискретном изменении расхода пара на входе в ЦНД от минимального, принятого равным 10 т/ч, до максимально возможного на данном режиме, т. е. во всем диапазоне мощности турбины. При малых тепловых нагрузках турбины минимальный расход пара в ЦНД может превышать 10 т/ч и выбирается из условия работы блока с технически минимальной нагрузкой котла.

При каждом шаге изменения расхода пара в ЦНД производится расчет реального распределения подогрева сетевой воды по методике [4] на основе совместного решения системы двух уравнений – теплового баланса

нижнего СП и сопротивления промежуточного отсека турбины. Одновременно выбирается оптимальный режим подогрева сетевой воды.

При этом с шагом, заданным в исходных данных, изменяется расход сетевой воды через нижний СП G_{c1} от принятого или максимально возможного по заводским условиям $G_{c1}^{\max} = 7000 \text{ м}^3/\text{ч}$ до минимально допустимого по техническим условиям $G_{c1}^{\min} = 1500 \text{ м}^3/\text{ч}$. Расход воды через верхний СП G_{c2} изменяется от расхода через нижний СП G_{c1} до минимально допустимого $G_{c2}^{\min} = 1500 \text{ м}^3/\text{ч}$. Так же рассматривается случай $G_{c2} = 0$, что отвечает одноступенчатому подогреву сетевой воды.

Оптимальный режим подогрева сетевой воды выбирается из условия обеспечения максимальной экономии расхода теплоты на турбину против схемы замещения

$$dQ_{\text{эк}} = N_{\text{т}} q'_{\text{зам}} + Q_{\text{т}} - Q_0, \quad (3)$$

где $N_{\text{т}}$, $Q_{\text{т}}$ – электрическая мощность турбины и ее тепловая нагрузка; Q_0 – расход теплоты на турбину в свежем паре; $q'_{\text{зам}}$ – прирост расхода теплоты на выработку электроэнергии на турбинах замещающей КЭС, принятый равным 2,2 МВт/(МВт·ч).

В разработанном алгоритме существенным является точное определение мощности ЧНД турбины, в то время как в НЭХ и в [3] мощностные характеристики ЧНД отсутствуют. Поэтому расчет мощности ЧНД производился двумя способами. В первом варианте расчета использовались опытные результаты исследования зависимости мощности ЧНД турбины Т-180-130 от объемного расхода пара на выходе [5], во втором – характеристики ЧНД, приведенные в [6].

Алгоритм расчета характеристик турбины основан на адекватном описании действующих НЭХ, включая теплообменные характеристики (удельные теплопроизводительности) СП и регенеративных подогревателей, температурный напор в конденсаторе и др.

Для упрощения алгоритма при сохранении его физической строгости были использованы универсальные зависимости расхода свежего пара и энтальпии пара в верхнем отопительном отборе от давления в нем и расхода пара через предотборную 23-ю ступень.

Давление в конденсаторе определялось через нормативную величину температурного напора в нем с учетом оптимизации числа работающих циркуляционных насосов, а значит, расхода охлаждающей воды. Температура охлаждающей воды в программе задается или определяется по характеристикам градирен.

Для получения характеристик нетто блока в целом в строгом соответствии с данными его НЭХ описывался КПД котлов (с учетом вида сжигаемого топлива, температуры холодного воздуха и подогрева его в калориферах), а также расхода теплоты и электроэнергии для всех составляющих собственных нужд блока.

Расчет летних режимов (при $Q_T < 163$ МВт) проводился при температуре наружного воздуха $t_n = 18$ °С, постоянном нагреве сетевой воды до $t_{nc} = 65$ °С и температуре обратной сетевой воды $t_{oc} = 45$ °С. При $Q_T > 163$ МВт расчеты проводились при характерной для переходного периода температуре наружного воздуха $t_n = 4$ °С. Температура обратной сетевой воды была принята равной 42 °С, а расход сетевой воды через СП одной турбины $G_{св}$ принимался максимально возможным для блоков 180 МВт и равным 7000 т/ч. Расходные характеристики нетто блоков рассчитывались для случая работы их на газе.

Проведенные исследования оптимальных режимов подогрева сетевой воды в СП блока с использованием программы «Т180opt.xls» показали, что в зависимости от условий работы блока, прежде всего в зависимости от тепловой нагрузки, расхода сетевой воды и ее температуры на входе в СП, оптимальными могут быть как режимы двухступенчатого подогрева воды с обходом верхнего СП или без него, так и режимы одноступенчатого подогрева воды. При работе блоков 180 МВт с частичными тепловыми нагрузками (меньше 209 МВт) их оптимальная мощность N_i может существенно превышать мощность теплового графика (рис. 1).

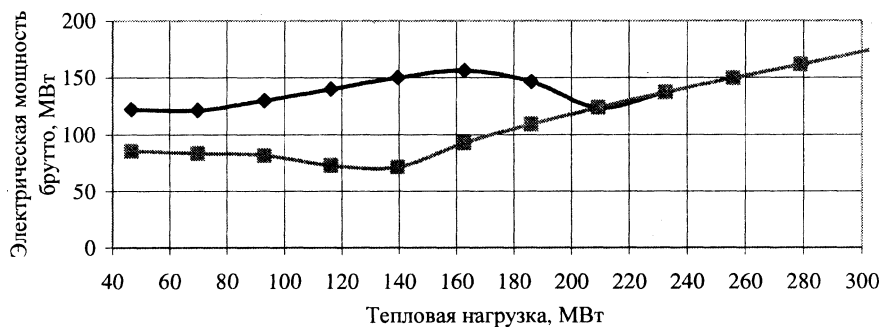


Рис. 1. Зависимость оптимальной мощности блока 180 МВт от его тепловой нагрузки:
 —◆— электрический; —■— тепловой графики

Некоторое увеличение мощности блока при работе по тепловому графику и тепловой нагрузке менее 128 МВт объясняется тем, что в этом случае блок работает с вынужденным увеличением расхода пара в конденсатор для обеспечения технического минимума нагрузки котла, равной 260 т/ч.

При работе по электрическому графику нагрузок оптимальная мощность увеличивается при нагрузках свыше 82 МВт из-за применения более эффективного двухступенчатого подогрева сетевой воды.

Возможная дополнительная (против режима теплового графика) экономия топлива $\Delta B_{доп}$ в энергосистеме при работе блока по электрическому графику приведена на рис. 2.

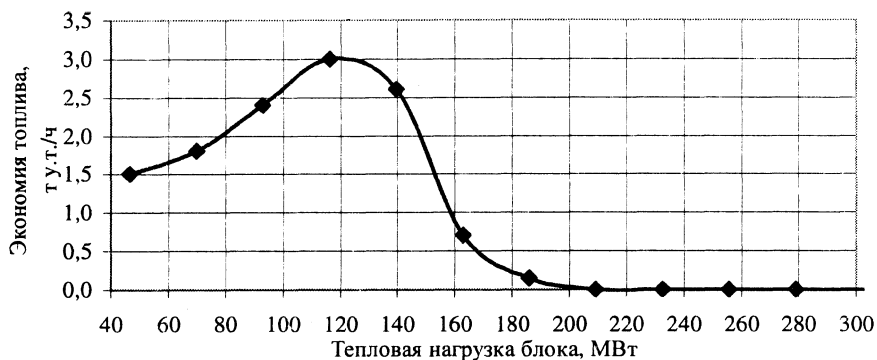


Рис. 2. Зависимость увеличения экономии топлива в энергосистеме при работе блока 180 МВт с оптимальной мощностью против варианта теплового (технически вынужденного) графика

Как видно из рис. 2, в зависимости от тепловой нагрузки блока значения $\Delta B_{\text{доп}}$ изменяются в пределах от 0 при нагрузках $Q_{\text{т}} > 210$ МВт, когда оптимальная мощность отвечает теплового графику, до 3 т. т./ч при нагрузках $Q_{\text{т}} \approx 120$ МВт, когда при электрическом графике блоки могут работать с двухступенчатым подогревом сетевой воды с обводом верхнего СП.

Таким образом, экономия топлива в энергосистеме за счет применения электрического графика работы блока 180 МВт обеспечивается при его тепловой нагрузке $Q_{\text{т}} < 210$ МВт, достигает максимума при $Q_{\text{т}} = 105 \dots 140$ МВт и при $Q_{\text{т}} > 210$ МВт оптимальным с точки зрения экономии топлива является тепловой график.

Столь большие значения $\Delta B_{\text{доп}}$ при характерных для летнего периода работы Гомельской ТЭЦ-2 тепловых нагрузках блока диктуют необходимость постоянного использования его в режиме электрического графика.

Проведенные расчеты также показали, что в зависимости от режима работы блока оптимальными могут быть различные режимы подогрева воды в СП.

При $Q_{\text{т}} < 82$ МВт блок должен работать с одноступенчатым подогревом сетевой воды как при электрическом, так и при тепловом графиках нагрузок. Объясняется это тем, что при таких малых тепловых нагрузках отпуск теплоты осуществляется при минимально возможном давлении в нижнем отопительном отборе. При $Q_{\text{т}} > 82$ МВт и электрическом графике следует применять двухступенчатый подогрев сетевой воды с обводом верхнего сетевого подогревателя. Для теплового графика двухступенчатый подогрев сетевой воды с обводом верхнего СП возможен при $Q_{\text{т}} > 163$ МВт, а двухступенчатый без обвода – при $Q_{\text{т}} > 270$ МВт. Полученная зависимость экономии топлива в энергосистеме от тепловой нагрузки блока 180 МВт Гомельской ТЭЦ-2 при работе по тепловому и электрическому графикам приведена на рис. 3.



Рис. 3. Экономия топлива в энергосистеме в зависимости от тепловой нагрузки блока 180 МВт: —◆— электрический; —■— тепловой графики

С помощью дифференцирования зависимостей рис. 2 были получены значения прироста экономии топлива $d\Delta B_{\text{эк}}/dQ_{\text{T}}$ при различных тепловых нагрузках блока (рис. 4).

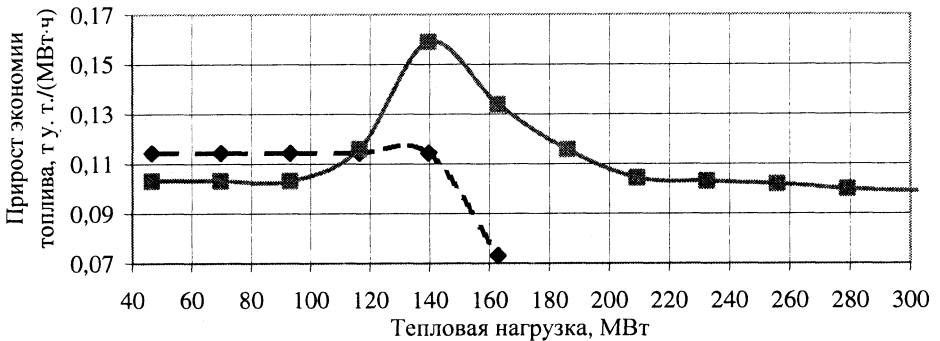


Рис. 4. Зависимость прироста экономии топлива блоком 180 МВт от его тепловой нагрузки: —◆— электрический; —■— тепловой графики

Как видно из рис. 4, при малых тепловых нагрузках (при $Q_{\text{T}} < 150$ МВт) в случае теплового графика работы блока зависимость $\Delta B_{\text{эк}} = f(Q_{\text{T}})$ является выпуклой (с возрастающим приростом $d\Delta B_{\text{эк}}/dQ_{\text{T}}$). Поэтому из условия получения максимума системной экономии топлива распределение тепловой нагрузки должно быть несимметричным, т. е. весь отпуск теплоты в летний период должен осуществляться от одного блока. При этом в случае необходимости другие блоки должны работать в конденсационном режиме.

При работе по электрическому графику распределение тепловой нагрузки в летний период не имеет принципиального значения, так как зависимость $\Delta B_{\text{эк}} = f(Q_{\text{T}})$ является практически линейной (значения $d\Delta B_{\text{эк}}/dQ_{\text{T}}$ примерно постоянны). Поэтому и в этом случае из условий удобства эксплуатации отпуск теплоты следует обеспечивать от одного блока.

В отопительный период работы ТЭЦ, когда нагрузка блоков будет превышать 150 МВт, необходимо осуществлять равномерное распределение тепловых нагрузок между ними. Это обусловлено вогнутым характером

системной экономии топлива на рис. 3 как при тепловом, так и электрическом графиках работы блока.

Сказанное подтверждается расчетами и иллюстрируется данными рис. 5, на котором дается зависимость суммарной (для двух блоков) экономии топлива в энергосистеме $\Delta B_{\text{ЭК}}^{\text{СУМ}}$ от тепловой нагрузки одного из них Q_{T} при общей тепловой нагрузке двух блоков $Q_{\text{T}}^{\text{СУМ}} = 418 \text{ МВт}$.

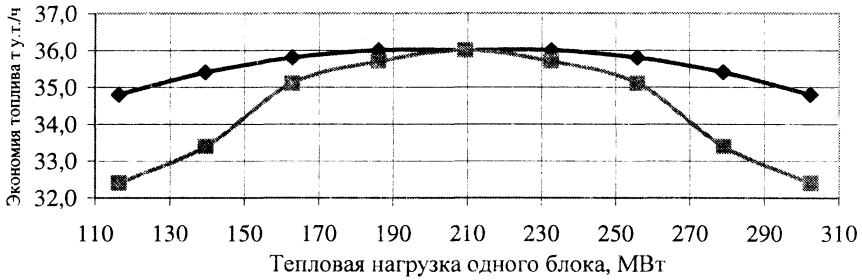


Рис. 5. Суммарная экономия топлива в энергосистеме при общей тепловой нагрузке 409 МВт в зависимости от тепловой нагрузки одного из блоков: —◆— — электрический; —■— — тепловой графики

Из рис. 5 видно, что как для случая теплового, так и электрического графиков работы блоков, максимальная величина экономии топлива в энергосистеме $\Delta B_{\text{ЭК}}^{\text{СУМ}}$ достигается при $Q_{\text{T}} = 210 \text{ МВт}$, т. е. при равномерном распределении тепловой нагрузки между блоками. Объясняется это тем, что при такой тепловой нагрузке блока применяется двухступенчатый подогрев сетевой воды, поэтому при равномерном распределении тепловой нагрузки можно снизить среднее давление пара в отопительных отборах турбин.

Важным фактором, влияющим на эффективность работы блока, является расход сетевой воды $G_{\text{СВ}}$ через сетевые подогреватели. Зависимость системной экономии топлива расхода сетевой воды через СП блока 180 МВт приведена на рис. 6.

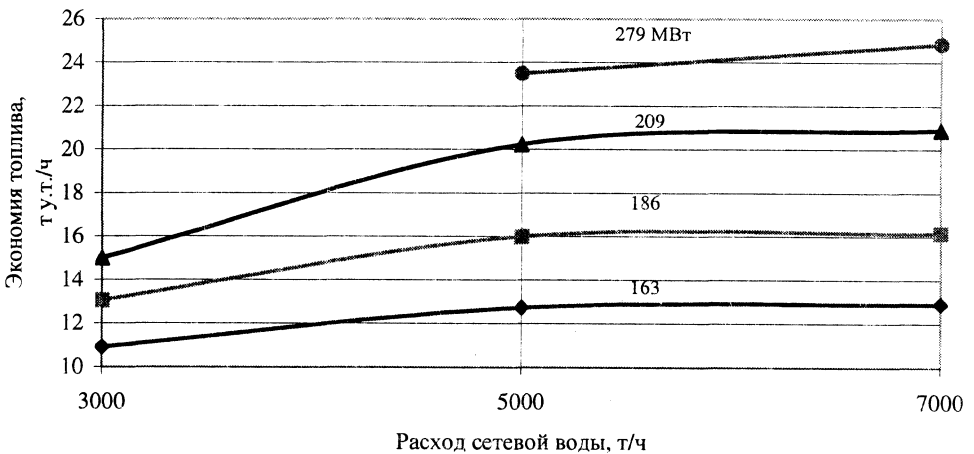


Рис. 6. Экономия топлива в энергосистеме при работе блока по тепловому графику в зависимости от его тепловой нагрузки и расхода сетевой воды через блок

Как видно из рис. 6, положительное влияние роста $G_{\text{св}}$ имеет место при относительно больших его тепловых нагрузках. При $Q_{\text{т}} < 163$ МВт системная экономия топлива практически не зависит от расхода сетевой воды. Объясняется это тем, что при увеличении ее расхода более широким становится диапазон нагрузок с естественным повышением давления в верхнем отопительном отборе. Кроме того, при небольших тепловых нагрузках и одноступенчатом подогреве сетевой воды эффективность работы блока мало зависит от расхода воды через СП, так как режим работы блока в основном определяется условием поддержания давления в нижнем отопительном отборе на минимально допустимом уровне $p_{\text{тн}}^{\text{min}}$.

Более строго оптимальная мощность блоков Гомельской ТЭЦ-2 при конкретных значениях их тепловой нагрузки и других условиях работы может определяться по разработанной автором для этой ТЭЦ компьютерной программе. Использование этой программы и приведенных здесь рекомендаций по распределению тепловых нагрузок между блоками может обеспечить существенную экономию топлива в энергосистеме.

ВЫВОДЫ

1. Разработанное программное обеспечение и методика исследований позволяют провести детальный анализ эффективности различных режимов подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях блоков 180 МВт, а также оптимизировать режимы их работы в энергосистеме как в летний, так и переходный периоды.

2. При частичных тепловых нагрузках блоки 180 МВт должны работать преимущественно по электрическому графику, что обеспечивает по сравнению с тепловым дополнительную экономию топлива в энергосистеме на уровне 1,5...3 т у.т./ч.

3. При низких тепловых нагрузках летнего периода для блоков 180 МВт можно рекомендовать работу по электрическому графику с одноступенчатым подогревом сетевой воды с минимальным давлением в нижнем отопительном отборе. При $Q_{\text{т}} > 82$ МВт следует переходить на двухступенчатый режим подогрева с обводом верхнего СП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оптимизация режимов подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при работе с частичными тепловыми нагрузками / А. Д. Качан, О. А. Стрелкова, В. В. Антоник и др. // Электрические станции. – 2002. – № 3. – С. 21–25.

2. Качан А. Д. Разработка методов анализа показателей топливоиспользования, оптимизация режимов и технологических схем ТЭЦ с целью повышения их системной эффективности: Дис. ... докт. техн. наук. – Мн.: БПИ, 1990. – 361 с.

3. Технический отчет по работе «Тепловые испытания турбоагрегата типа Т-180/210-130 ЛМЗ Вильнюсской ТЭЦ-3». – Львов: Южтехэнерго, 1987.

4. Качан А. Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. – Мн.: Выш. шк., 1978. – 288 с.

5. Эфрос Е. И. Исследование характеристик ЧНД на малорасходных режимах с целью повышения эффективности работы и маневренности современных теплофикационных турбин: Дис. ... канд. техн. наук. – Киров: КирПИ, 1988.

6. Технический отчет по работе «Разработка и внедрение унифицированных алгоритмов определения показателей топливоиспользования на основе компьютерных технологий для планирования и контроля мероприятий по повышению эффективности энергетического производства». – Мн.: БЭРН, 1998.