

диффузоров и выхлопных патрубков турбомашин. – М.: Энергия, 1970, с. 38–42. 3. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. – М.: Наука, 1977, с. 28–32. 4. Зайдель А.Н. Ошибки измерений физических величин. – Л.: Наука, 1974, с. 37–48.

УДК 621.311.22;697.34.001.5

Н.И.Шкода, В.А.Бусел, А.И.Ивашевич

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОФИКАЦИИ В ЗОНЕ "СРЕЗКИ" ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

На период стояния плюсовых температур отопительного сезона для обеспечения нужд горячего водоснабжения температурный график теплосети имеет "срезку" при 70<sup>0</sup>С (рис. 1). По СНиП II-34-76 ч. II гл. 34 температура горячей воды в местах водоразбора допускается не ниже 50<sup>0</sup>С для систем централизованного горячего водоснабжения, присоединяемых к закрытым системам теплоснабжения [1].

Наличие указанной "срезки" приводит в данный период к перетопу отапливаемых помещений, повышению температуры обратной сетевой воды (на 5–10<sup>0</sup>С) выше расчетной, что увеличивает теплопотери в сетях и снижает экономичность отпуска теплоты от турбин. Все это ведет в конечном счете к перерасходу топлива.

Исследования Белорусского политехнического института по г.Минску показали, что нагрузка горячего водоснабжения по городу в отдельные часы суток (в процентах от максимальной) колеблется в следующих пределах (табл. 1).

Таблица 1. Нагрузка горячего водоснабжения коммунально-бытового сектора города

| Часы суток | Нагрузка, % | Часы суток     | Нагрузка, % |
|------------|-------------|----------------|-------------|
| 0 ÷ 1      | 25          | 16 ÷ 18        | 33          |
| 1 ÷ 6      | 8           | 18 ÷ 20        | 6С          |
| 6 ÷ 7      | 37          | 20 ÷ 22        | 10С         |
| 7 ÷ 10     | 48          | 22 ÷ 23        | 80          |
| 10 ÷ 12    | 30          | 23 ÷ 24        | 52,0        |
| 12 ÷ 16    | 18          | Среднесуточная | 37,3        |

Как видно из таблицы, в период ночного снижения нагрузки горячего водоснабжения начиная с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> появляется возможность снижения температуры прямой сетевой воды до величины, соответствующей чисто отопительному графику (по средней температуре наружного воздуха в течение 7<sup>00</sup>-23<sup>00</sup>), — пунктирные линии на рис. 1.

Понижение температуры наружного воздуха в ночное время практически не вызовет снижения температуры воздуха внутри отапливаемых помещений благодаря аккумулирующей способности зданий и сооружений. Результаты термографирования температуры внутри зданий по данным [2] показывают, что температура внутри помещений в пяти- и девятиэтажных панельных зданиях при снижении температуры на ТЭЦ до 20<sup>0</sup>С меняется не более чем на  $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$ .

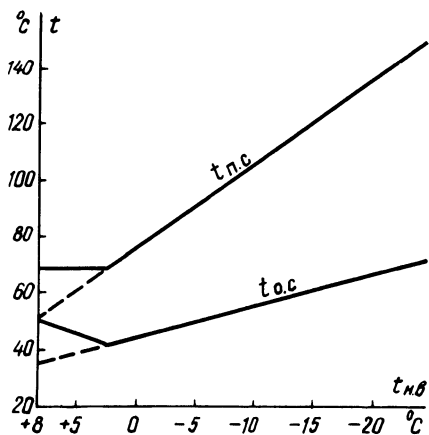


Рис. 1. Температурный график теплосети:  $t_{о.с}$ ,  $t_{п.с}$  — температура сетевой воды соответственно обратной и прямой.

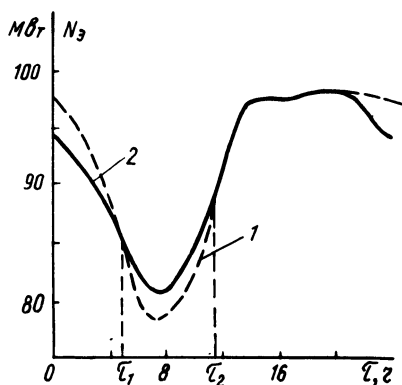


Рис. 2. График изменения рас­полагаемой мощности турбины Т-100/120-130-2 в течение суток.

При таком температурном режиме работы теплосети необходимо учитывать место расположения источника теплоснабжения. Как известно, районные котельные и ранее построенные ТЭЦ в настоящее время оказываются в центре тепловой нагрузки, а новые ТЭЦ строятся на значительном удалении от потребителей тепла. В связи с этим необходимо учитывать время транспортного запаздывания, т.е. конкретное время перехода с одного режима работы на другой потребителей горячего водоснабжения.

Учет влияния структуры и конфигурации тепловой сети требует проведения исследования для реального района теплоснабжения. Время начала снижения и подъема температуры на источнике теплоснабжения должно выбираться таким образом, чтобы обеспечить горячее водоснабжение потребителей (предприятия общественного питания, душевые, промпредприятий и т.д.), имеющих максимальный водоразбор в определенные часы.

Остальные же потребители в течение ночного минимума нагрузки горячего водоснабжения снижения температуры прямой сетевой воды ощущать не будут.

Для потребителей, требующих температуру горячей воды не ниже  $60^{\circ}\text{C}$  в течение всех суток, можно рекомендовать установку баков-аккумуляторов или устройств местного подогрева горячей воды, например электронагревателей.

При неполной загрузенности отопительных отборов по пару наиболее благоприятно зарядку аккумуляторов осуществлять в период максимальной электрической нагрузки, когда для увеличения электрической мощности необходимо увеличить отпуск теплоты.

В неотопительный период теплосеть может быть отключена в течение ночного провала нагрузки, что позволяет снизить минимальную мощность турбин ТЭЦ.

Предлагаемый метод суточного регулирования температурного графика наряду с повышением экономичности ТЭЦ позволяет получить большую мощность в часы утреннего максимума электрической нагрузки и уменьшить электрическую мощность турбин, вырабатываемую на тепловом потреблении в часы ночного минимума нагрузок, т.е. увеличить естественную маневренность ТЭЦ. Изменение электрической мощности в каждый данный момент можно построить по заданной тепловой нагрузке, расходу сетевой воды и температуре обратной сетевой воды, которая и определяет располагаемую электрическую мощность турбоагрегата при работе турбины по тепловому графику.

Исследование совместной работы турбин Т-100/120-130 и теплосети показало, что мощность турбины, вырабатываемая на тепловом потреблении, изменяется в течение суток при  $t_{\text{н}} = +2 - +8^{\circ}\text{C}$  на 15-20%, причем максимум располагаемой электрической мощности турбогенератора не совпадает с утренним набором нагрузки. На рис. 2 приведено изменение располагаемой мощности турбины при расчетной тепловой нагрузке для  $t_{\text{н}} = +5^{\circ}\text{C}$  при постоянной температуре сетевой воды в подающей линии (кривая 1) и при снижении температуры на ТЭЦ в

ночное время (кривая 2). Как видно из графика, мощность турбогенератора увеличивается в часы утреннего подъема нагрузки на 2,5 МВт по сравнению с режимом без понижения температуры в подающей линии.

Дополнительную теплофикационную выработку электроэнергии можно определить по рис. 2 методом графического интегрирования

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= \left[ \int_{\tau_1}^{\tau_2} N_2(\tau) d\tau - \int_{\tau_1}^{\tau_2} N_1(\tau) d\tau \right] n = \\ &= n \int_{\tau_1}^{\tau_2} [N_2(\tau) - N_1(\tau)] d\tau, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $N_1, N_2$  - мощность турбин ТЭЦ соответственно при постоянной температуре сетевой воды в подающей линии и при снижении температуры на ТЭЦ;  $\tau_1, \tau_2$  - соответственно время начала и окончания снижения температуры обратной сетевой воды на ТЭЦ по сравнению с режимом постоянной температуры сетевой воды;  $n$  - число суток с рассматриваемым периодом в году.

Увеличение выработки электроэнергии на 1 Гкал отпускаемого тепла при снижении температуры обратной сетевой воды на  $1^\circ\text{C}$  может быть принято равным 0,3 кВт.ч/Гкал  $^\circ\text{C}$ .

Температура обратной сетевой воды на ТЭЦ во времени при изменении режима горячего водоснабжения может быть определена аналитически [2, 3]. Однако аналитические выражения, приведенные в [2], не учитывают аккумуляцию тепла металлом и изоляцией трубопроводов и изменение потерь тепла в теплосети. Определение времени прохождения температурной волны от источника теплоснабжения до интересующих нас потребителей по формулам [3] является сложной задачей.

Проще определить это время экспериментально путем создания температурной волны на источнике с фиксацией ее начала и конца как на источнике теплоснабжения, так и у интересующих нас потребителей. Определенное время прохождения температурной волны от источника теплоснабжения до потребителей при снижении температуры прямой сетевой воды  $\Delta\tau_{\text{сн}}$  и при приеме  $\Delta\tau_{\text{под}}$  и является основным при выборе времени начала снижения и подъема температуры прямой сетевой воды на источнике теплоснабжения.

Время начала снижения (подъема) температуры прямой сетевой воды на источнике

$$\tau_{\text{сн(под)}} = \tau_{\text{потр}}^{\text{нач(кон)}} - \Delta\tau_{\text{сн(под)}}, \quad (2)$$

где  $\tau_{\text{потр}}^{\text{нач(кон)}}$  – время начала (конца) работы системы горячего водоснабжения потребителя с максимальным водоразбором, наиболее приближенного к источнику теплоснабжения, ч.

Рассмотренный в данной статье режим работы теплосети внедряется в Минске, Гродно, Лиде, Могилеве, Бобруйске. При продолжительности указанного периода для БССФ(1900–2000 ч) внедрение такого режима за счет снижения тепловых потерь в сетях и перегрева зданий, а также повышения располагаемой мощности ТЭЦ в часы утреннего подъема нагрузки и уменьшения в часы ночного провала, надежности и экономичности режима подогрева сетевой воды даст значительный экономический эффект.

#### Л и т е р а т у р а

1. Строительные нормы и правила. СНиП II-34-76. Горячее водоснабжение. – М.: Стройиздат, 1976, с. 28. 2. Беляев В.И., Гиршфельд В.Я., Миркина А.И. Влияние переменного режима теплосети на работу турбины Т-100-130 по тепловому графику. – Теплоэнергетика, 1972, № 4, с. 10–14. 3. Минич Э.П., Ивашкевич А.И. Выбор режима испытаний магистральных тепловых сетей с отключенными потребителями. – Электрические станции, 1975, № 11, с. 37–39.

УДК 621.17.013.1:536.763

В.Ф.Степанчук, А.М.Брушков

#### АНАЛИЗ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ КОНДЕНСАЦИИ ПАРОМАСЛЯНОЙ СМЕСИ

Конденсация водяного пара в присутствии органических примесей, как правило, происходит в условиях ухудшенной смачиваемости поверхности. При этом на поверхности конденсации одновременно имеют место и пленочный и капельный виды конденсации, т.е. процесс носит капельно-пленочный, ручьевого характер.

Анализ полученных ранее [1] экспериментальных данных (при давлении насыщения 0,106 МПа и концентрациях масла в паре 400–2800 мг/кг) и литературных источников [2, 3] позволил