

2. Г л е б о в, Э. С. Применение нормативов в системе планирования и экономическое стимулирование электроэнергетического производства / Э. С. Глебов // Энергетик. – 1989. – № 3.

3. П о р я д о к исчисления экономии топлива на электростанциях исходя из нормативных энергетических характеристик и фактических режимов работы оборудования. – М.: Союзтехэнерго, 1987.

4. П о л о ж е н и е о пересмотре (разработке) энергетических характеристик оборудования и порядке определения нормативных удельных расходов топлива на энергопредприятиях. П 34-70-012-87. – М.: Союзтехэнерго, 1987.

5. Б а й р а ш е в с к и й, Б. А. Анализ теплопотерь одиночного теплопровода / Б. А. Байрашевский, В. А. Седнин, С. И. Абражевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 5.

6. Б а й р а ш е в с к и й, Б. А. Анализ теплопотерь двухтрубного теплопровода и тепло-сети в целом / Б. А. Байрашевский, В. А. Седнин, С. И. Абражевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 6.

Поступила 1.09.2006

УДК 621.165

ПОСТРОЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИНЫ ПТ-35-90/10 ВИТЕБСКОЙ ТЭЦ

Канд. техн. наук ПОПОВА Ю. Б.

Белорусский национальный технический университет

Основной характеристикой, определяющей экономичность работы теплофикационных турбин на различных режимах, является расходная (или энергетическая) характеристика – зависимость расхода теплоты Q_0 на входе в турбогенератор от его нагрузок. В общем случае расход теплоты на входе в турбогенератор является функцией многих переменных – электрической мощности, нагрузок регулируемых отборов, параметров свежего пара и пара отборов, давления в конденсаторе, режима работы схемы регенерации и т. д. Поэтому построение энергетических характеристик теплофикационных турбин представляет собой сложную задачу. Сложность ее повышается при условии применения такой характеристики в задачах оптимизации. Решение таких задач в настоящее время является крайне актуальным, ведь оптимизация режимов работы ТЭЦ позволяет без дополнительных капитальных вложений достигать значительной экономии топливно-энергетических ресурсов.

К энергетическим характеристикам (ЭХ), используемым в задачах оптимизации, предъявляется ряд требований, которым они должны удовлетворять [1]:

- физическая реальность ЭХ, т. е. правильное отображение характера изменения Q_0 при изменении нагрузки агрегата;
- достаточная точность ЭХ, поскольку всевозможные упрощения могут сгладить эффект оптимизации;

- гибкость ЭХ, т. е. возможность учета изменений технического состояния турбины в процессе эксплуатации;
- относительная простота метода представления и модели ЭХ, что позволит уменьшить трудоемкость ее построения;
- удобство использования ЭХ при решении задачи оптимизации, т. е. ЭХ должны быть представлены в аналитическом виде или в виде алгоритма, поскольку графическое или табличное представление затрудняет применение вычислительной техники.

Целью данной работы является разработка методики построения аналитической модели энергетической характеристики теплофикационной турбины ст. № 2 Витебской ТЭЦ, пригодной для решения оптимизационных задач. Построение характеристики происходит на основе исходной графической нормативной энергетической характеристики (НЭХ), разработанной БЭРН. Соответствующий вид исходной НЭХ для турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ приведен на рис. 1. Поскольку в исходных данных в качестве единицы измерения теплоты использованы калории, в дальнейшем будем применять их же.

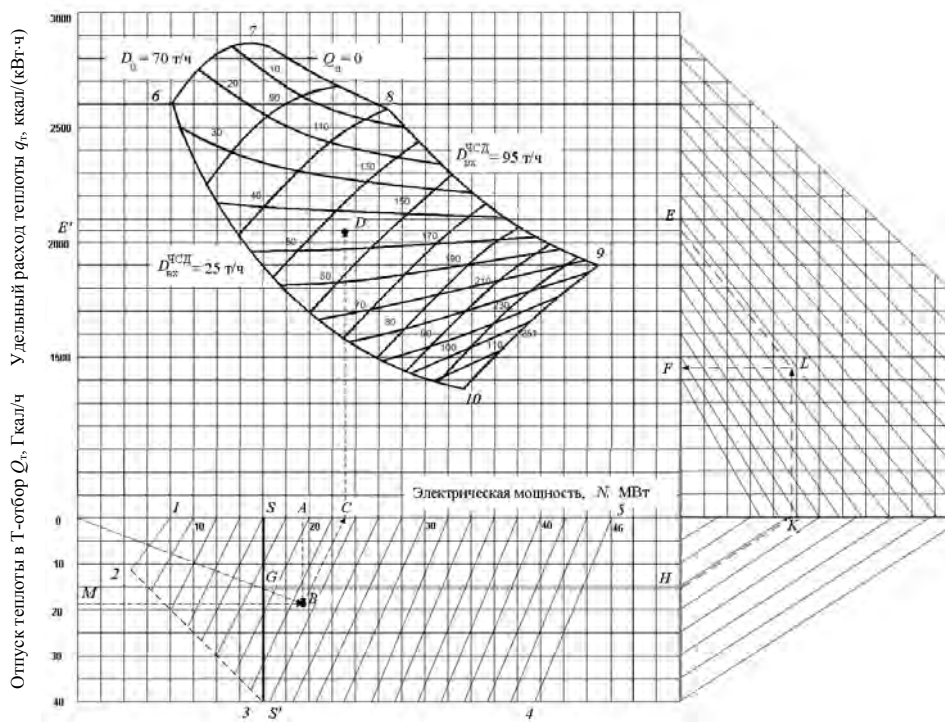


Рис. 1. График зависимости удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии от мощности и отпуска теплоты в производственный и теплофикационные отборы турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ

Данная НЭХ турбины изображена в виде трех квадрантов. Верхний квадрант представляет собой зависимость удельного расхода теплоты q_t от электрической мощности турбины N и нагрузки производственного отбора Q_p (при этом нагрузка теплофикационного отбора Q_t отсутствует). При

включении теплофикационного отбора необходимо пользоваться нижним и правым квадрантами и вводить соответствующие поправки.

Чтение графической НЭХ ПТ-турбины, а также определение удельного расхода теплоты по заданным значениям $Q_{\text{п}}$, $Q_{\text{т}}$, N производятся согласно предлагаемой последовательности.

Определяем фиктивное значение мощности N^{ϕ} при $Q_{\text{т}} = 0$ и постоянном расходе свежего пара по значению N (точка A). Для этого проводим вниз линию AB до значения $Q_{\text{т}}$ (точка M). Из точки пересечения B проводим линию BC , характеризующую повышение мощности за счет отключения Т-отбора, параллельно линиям повышения до пересечения с осью N .

Из точки C проводим линию вертикально вверх до значения $Q_{\text{п}}$ и получаем точку D на линии EE' . Ордината этой точки определяет значение фиктивного удельного расхода теплоты $q_{\text{т}}^{\phi}$ при мощности N^{ϕ} (точка C) и заданном значении $Q_{\text{п}}$.

3. Из точки O через точку B проводим луч до пересечения с линией SS' (для данного графика линия является фиксированной). Отрезок SG в масштабе определяет значение $Q_{\text{т}}/N$. Из точки G по пути $G - H - K - L$ методом параллельного переноса значение $Q_{\text{т}}/N$ переносится на вспомогательное правое верхнее поле.

4. Из точки E параллельно вспомогательным линиям снижения удельного расхода теплоты проводим линию EL до пересечения с KL . Ордината точки L определяет уточненное значение удельного расхода теплоты $q_{\text{т}}$ (точки F) при заданных N , $Q_{\text{п}}$, $Q_{\text{т}}$.

Для применения данной НЭХ в оптимизационных задачах ее необходимо формализовать, т. е. представить в аналитическом виде. Для этого автором предлагается рассматривать исходную графическую НЭХ в виде двух поверхностей 1–2–3–4–5 и 6–7–8–9–10. Тогда приведенный ниже алгоритм позволит для любого сочетания нагрузок $Q_{\text{п}}$, $Q_{\text{т}}$, N определить расход теплоты на турбину в свежем паре, если данный режим является допустимым.

1. Установить пределы изменения нагрузок турбоагрегата. В данном случае: $Q_{\text{п}} \in [0; 110]$ Гкал/ч; $Q_{\text{т}} \in [0; 40]$ Гкал/ч; $N \in [8; 46]$ МВт.

2. Определить зависимость максимально возможного значения теплофикационного отбора от электрической нагрузки, т. е. $Q_{\text{т}}^{\text{max}} = f(N)$. Если:

- $N \in [5; 16]$ МВт, то рассматривается линия 2–3, отражающая значения $Q_{\text{т}}^{\text{max}}$. Как видно из приведенного выше графика, значения тепловой нагрузки будут возрастать;

- $N \in (16; 39,5]$ МВт, то рассматривается линия 3–4. В данном случае $Q_{\text{т}}^{\text{max}} = 40$ Гкал/ч на всем участке;

- $N \in (39,5; 46]$ МВт, то рассматривается линия 4–5, отражающая значения $Q_{\text{т}}^{\text{max}}$. Как видно из приведенного выше графика, значения тепловой нагрузки будут уменьшаться.

3. Определить зависимость фиктивных значений электрической нагрузки от действительной электрической нагрузки и теплофикационной, т. е. $N^{\phi} = f(N, Q_{\text{т}})$. Для этого необходимо рассматривать поверхность 1–2–3–4–5.

4. Определить зависимость минимально возможного значения производственного отбора от фиктивной электрической нагрузки, т. е. $Q_{\text{п}}^{\text{min}} = f(N^{\phi})$. Если:

- $N^\Phi \in [8,2; 16,8]$ МВт, то рассматривается линия 6–7;
- $N^\Phi \in (16,8; 26,8]$ МВт, то рассматривается линия 7–8. В данном случае $Q_{\text{п}}^{\text{min}} = 0$ на всем участке;
- $N^\Phi \in (26,8; 34,8]$ МВт, то рассматривается линия 8–9 для $Q_{\text{п}} \in [0; 35]$ Гкал/ч;
- $N^\Phi \in (34,8; 45]$ МВт, то рассматривается линия 8–9 для $Q_{\text{п}} \in (35; 75]$ Гкал/ч.

5. Определить зависимость максимально возможного значения производственного отбора от фиктивной электрической нагрузки, т. е. $Q_{\text{п}}^{\text{max}} = f(N^\Phi)$. Если:

- $N^\Phi \in [8,2; 33,6]$ МВт, то рассматривается линия 6–10;
- $N^\Phi \in (33,6; 45]$ МВт, то рассматривается линия 10–9.

6. Определить зависимость фиктивного значения удельного расхода теплоты от значений фиктивной электрической нагрузки и производственного отбора, т. е. $q_{\text{ф}}^{\text{T}} = f(N^\Phi, Q_{\text{п}})$. Здесь необходимо учитывать, что $q_{\text{ф}}^{\text{T}} \in [1350; 2850]$ ккал/(кВт·ч), а $N^\Phi \in [8; 45]$ МВт.

7. Определить зависимость расхода свежего пара на турбину от значений фиктивной электрической нагрузки и отпуска теплоты в производственный отбор, т. е. $D_0 = f(N^\Phi, Q_{\text{п}})$, учитывая, что $D_0 \in [70; 251]$ т/ч. Определение данной зависимости происходит по поверхности 6–7–8–9–10 (рассматриваются линии D_0) и является необходимым для отсеечения запрещенных режимов.

8. Определить зависимость расхода пара на входе в часть среднего давления (ЧСД) турбины от значений фиктивной электрической нагрузки и отпуска теплоты в производственный отбор, т. е. $D_{\text{вх}}^{\text{ЧСД}} = f(N^\Phi, Q_{\text{п}})$. Здесь необходимо учитывать, что $D_{\text{вх}}^{\text{ЧСД}} \in [25; 95]$ т/ч. Определение данной зависимости происходит по поверхности 6–7–8–9–10 (рассматриваются линии $D_{\text{вх}}^{\text{ЧСД}}$) и является необходимым для отсеечения запрещенных режимов.

9. Определить зависимость отношения Q_{T}/N в масштабе (согласно п. 3 описанной выше последовательности чтения графической НЭХ ПТ-турбины) от значений электрической и теплофикационной нагрузок, т. е. $\Delta = f(N, Q_{\text{T}})$. Определение данной зависимости происходит по поверхности 1–2–3–4–5 (рассматриваются линии $D_{\text{вх}}^{\text{ЧСД}}$) и является необходимым для отсеечения запрещенных режимов.

10. Определить зависимость удельного расхода теплоты от фиктивного удельного расхода теплоты и отношения Q_{T}/N в масштабе полученного в предыдущем пункте алгоритма, т. е. $q_{\text{T}} = f(q_{\text{ф}}^{\text{T}}, \Delta)$.

11. Определить расход теплоты по формуле

$$Q_0 = Q_{\text{п}} + Q_{\text{T}} + q_{\text{T}}N.$$

Поскольку рассматриваемая НЭХ действительна только при номинальных значениях давлений в регулируемых отборах и конденсаторе ($p_{\text{п}} = 10$ кг/см²; $p_{\text{T}} = 1,5$ кг/см²; $p_{\text{к}} = 0,05$ кг/см²), при отклонении хотя бы одного из этих параметров необходимо скорректировать полученную аналити-

ческую модель НЭХ. В [2, 3] подробно описаны алгоритмы таких корректировок, а также случаи полной либо частичной утилизации теплоты отработавшего пара за счет подогрева в конденсаторах сырой воды. Данные алгоритмы построены с использованием поправочных кривых и с небольшими изменениями могут быть применены для корректировки аналитической модели НЭХ турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ. Однако следует отметить, что на Витебской ТЭЦ турбины работают в режиме ухудшенного вакуума и конденсаторы охлаждаются сетевой водой. Тогда значение фактического давления в конденсаторе будет не задаваемой величиной, а определяемой по расходу сетевой воды G_{cv} через конденсатор и ее температуру t_{cv} . Поэтому возможен следующий алгоритм расчета фактического давления p_k^ϕ в конденсаторе:

1. Определяем расход теплоты на входе в конденсатор

$$Q_k = Q_0 - \frac{N}{q_{тф}} - Q_{п} - Q_{т}, \quad (1)$$

где $q_{тф}$ – удельный теплофикационный расход, который может быть рассчитан по графической зависимости от электрической мощности турбины, ккал/(кВт·ч).

2. Находим приближенный расход пара на входе в конденсатор

$$D_k \approx \frac{Q_k}{0,54}. \quad (2)$$

3. Определяем нагрев воды в конденсаторе

$$\Delta t = \frac{Q_k \cdot 10^3}{G_{cv}}. \quad (3)$$

4. Рассчитываем коэффициент A

$$A = \left(\frac{G_0}{G_{cv}} \right)^{[1-0,12-0,8 \cdot (1+0,15 t_{cv})]}, \quad (4)$$

где G_0 – номинальный расход сетевой воды (принято по данным НЭХ турбины 3000 м³/ч).

5. Определяем нагрев воды Δt_0 в конденсаторе по (3) при номинальном расходе сетевой воды G_0 .

6. По диаграмме режимов ЧНД (посредством ее аппроксимации) находим давление в конденсаторе p_k при номинальном расходе сетевой воды G_0 .

7. Рассчитываем температуру насыщения t_n в конденсаторе в зависимости от полученного в п. 6 давления p_k .

8. Определяем номинальный температурный напор $\delta t_0 = t_n - (t_{cv} + \Delta t_0)$.

9. Находим коэффициент k

$$k = \frac{1}{\left[\left(1 + \frac{\Delta t_0}{\delta t_0} \right)^4 - 1 \right]} \quad (5)$$

10. Определяем температурный напор при фактическом значении расхода сетевой воды $\delta t = k\Delta t$.

11. Рассчитываем температуру насыщения $t_n = t_{cv} + \Delta t + \delta t$.

12. Находим фактическое давление в конденсаторе в зависимости от температуры насыщения $p_k^{\phi} = f(t_n)$.

Реализация описанных выше алгоритмов осуществлялась путем проведения серии аппроксимаций поверхностей нормативной энергетической характеристики (рис. 1), ограничивающих ее линий, а также поправочных кривых с использованием встроенных функций множественной регрессии автоматизированной системы (АС) MathCAD 2000. Погрешности полученных полиномов позволяют сделать вывод о том, что отклонение расходов теплоты Q_0 по аналитической модели НЭХ и ее графическому изображению не превышает 1 %.

Полученные функциональные зависимости были использованы при разработке программного обеспечения для расчета энергетической характеристики турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ, а также планируются к использованию при решении задачи оптимизации режимов работы турбоагрегатов той же станции.

При работе с программой для определения искомого значения расхода теплоты Q_0 в диалоговом окне (рис. 2) необходимо задать параметры режима: давления в отборах и конденсаторе (либо расход сетевой воды через конденсатор и ее температуру для расчета давления в конденсаторе), электрическую и тепловые нагрузки, выбрать тепловой либо электрический график работы турбоагрегата (в случае работы турбины по тепловому графику электрическую нагрузку задавать не надо). Можно также выполнить расчет на интервале каждой из нагрузок либо всех нагрузок (с любым задаваемым шагом), что позволит получить табличную характеристику турбины, соответствующую графической на рис. 1. При расчете характеристики турбины на интервалах нагрузок существует возможность учитывать П- и Т-режимы. Также возможен выбор единиц измерения тепловых параметров: Гкал/ч либо ГДж/ч.

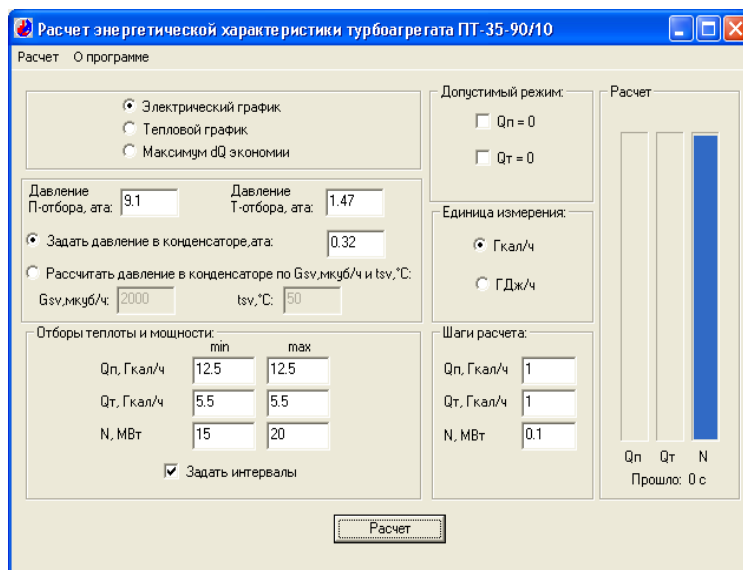


Рис. 2. Диалоговое окно программы для расчета энергетической характеристики турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ

Процесс расчета сопровождается изменением цветовой дорожки и отсчетом времени. Для параметров рис. 1 расчет занял доли секунды. Результаты расчета сохраняются в файл формата MS Excel для их дальнейшей обработки (рис. 3). В файле имеется строка результатов (если выбран расчет одного режима турбоагрегата при работе его по тепловому графику) либо последовательность строк (если выбран расчет режима работы по электрическому графику или расчеты на интервалах), каждая из которых содержит информацию о конкретном режиме работы турбины. Первые три значения строки соответствуют производственной, теплофикационной и электрической нагрузкам турбины. Следующие столбцы представляют значения удельного расхода теплоты, расхода теплоты на турбину и экономии теплоты против варианта раздельного производства электроэнергии и теплоты. Если эти значения равны нулю, то данный режим не является допустимым для заданных параметров расчета. Далее в строке для каждой из участвующих в расчете турбин содержится группа значений для давлений производственного и теплофикационного отборов и давления в конденсаторе.

Тестирование разработанной программы показало ее надежность и отказоустойчивость. В ноябре 2005 г. программа внедрена на Витебской ТЭЦ.

1	Qp, Гкал/ч	Qt, Гкал/ч	N, МВт	q _{т0} , 001, к	Qo, Гкал/ч	qG, Гкал/ч	Pp, ата	Pt, ата	Pk, ата	Qk, Гкал/ч	Dk, т/ч	Dp, т/ч	D0, т/ч
2	12.5	5.5	15	2.93509	62.0263	-15.5263	9.1	1.47	0.32	29.8863	56.3635	20.8333	97.0622
3	12.5	5.5	15.1	2.93348	62.2955	-15.6055	9.1	1.47	0.32	30.0774	56.6989	20.8333	97.5219
4	12.5	5.5	15.2	2.9319	62.5648	-15.6848	9.1	1.47	0.32	30.2586	56.0345	20.8333	97.9619
5	12.5	5.5	15.3	2.93034	62.8343	-15.7643	9.1	1.47	0.32	30.4399	56.3703	20.8333	98.4023
6	12.5	5.5	15.4	2.92882	63.1039	-15.8439	9.1	1.47	0.32	30.6214	56.7062	20.8333	98.843
7	12.5	5.5	15.5	2.92733	63.3736	-15.9236	9.1	1.47	0.32	30.8029	57.0424	20.8333	99.284
8	12.5	5.5	15.6	2.92587	63.6435	-16.0035	9.1	1.47	0.32	30.9845	57.3787	20.8333	99.7254
9	12.5	5.5	15.7	2.92443	63.9135	-16.0835	9.1	1.47	0.32	31.1662	57.7152	20.8333	100.167
10	12.5	5.5	15.8	2.92302	64.1837	-16.1637	9.1	1.47	0.32	31.3481	58.052	20.8333	100.609
11	12.5	5.5	15.9	2.92164	64.4541	-16.2441	9.1	1.47	0.32	31.53	58.3889	20.8333	101.052
12	12.5	5.5	16	2.92028	64.7246	-16.3246	9.1	1.47	0.32	31.7121	58.7261	20.8333	101.495
13	12.5	5.5	16.1	2.91896	64.9952	-16.4052	9.1	1.47	0.32	31.8842	59.0634	20.8333	101.938
14	12.5	5.5	16.2	2.91765	65.266	-16.486	9.1	1.47	0.32	32.0765	59.401	20.8333	102.381
15	12.5	5.5	16.3	2.91638	65.537	-16.567	9.1	1.47	0.32	32.2589	59.7388	20.8333	102.827
16	12.5	5.5	16.4	2.91513	65.8081	-16.6481	9.1	1.47	0.32	32.4415	60.0768	20.8333	103.27
17	12.5	5.5	16.5	2.9139	66.0794	-16.7294	9.1	1.47	0.32	32.6241	60.415	20.8333	103.704
18	12.5	5.5	16.6	2.9127	66.3508	-16.8108	9.1	1.47	0.32	32.8069	60.7535	20.8333	104.13
19	12.5	5.5	16.7	2.91152	66.6224	-16.8924	9.1	1.47	0.32	32.9897	61.0921	20.8333	104.556
20	12.5	5.5	16.8	2.91037	66.8942	-16.9742	9.1	1.47	0.32	33.1728	61.431	20.8333	104.983
21	12.5	5.5	16.9	2.90924	67.1661	-17.0561	9.1	1.47	0.32	33.3569	61.7702	20.8333	105.41
22	12.5	5.5	17	2.90813	67.4382	-17.1382	9.1	1.47	0.32	33.5391	62.1095	20.8333	105.837
23	12.5	5.5	17.1	2.90705	67.7105	-17.2205	9.1	1.47	0.32	33.7225	62.4491	20.8333	106.264
24	12.5	5.5	17.2	2.90598	67.9829	-17.3029	9.1	1.47	0.32	33.906	62.789	20.8333	106.692
25	12.5	5.5	17.3	2.90495	68.2556	-17.3856	9.1	1.47	0.32	34.0897	63.1291	20.8333	107.119
26	12.5	5.5	17.4	2.90393	68.5283	-17.4683	9.1	1.47	0.32	34.2735	63.4694	20.8333	107.546
27	12.5	5.5	17.5	2.90293	68.8013	-17.5513	9.1	1.47	0.32	34.4574	63.81	20.8333	107.978
28	12.5	5.5	17.6	2.90196	69.0744	-17.6344	9.1	1.47	0.32	34.6414	64.1508	20.8333	108.405
29	12.5	5.5	17.7	2.901	69.3477	-17.7177	9.1	1.47	0.32	34.8256	64.4919	20.8333	108.833
30	12.5	5.5	17.8	2.90007	69.6212	-17.8012	9.1	1.47	0.32	35.0099	64.8332	20.8333	109.263
31	12.5	5.5	17.9	2.89915	69.8948	-17.8848	9.1	1.47	0.32	35.1944	65.1748	20.8333	109.692
32	12.5	5.5	18	2.89826	70.1686	-17.9686	9.1	1.47	0.32	35.379	65.5166	20.8333	110.122

Рис. 3. Результаты расчета энергетической характеристики турбины ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ

ВЫВОДЫ

1. Разработана методика построения энергетической характеристики турбоагрегата ПТ-35-90/10 ст. № 2 Витебской ТЭЦ в аналитическом виде на основе исходной графической НЭХ. С использованием АС MathCAD получены полиномы для рассматриваемых поверхностей и ограничивающих их линий. Погрешность полученной характеристики не превышает 1 %. Время расчета одного режима составляет $\approx 0,1$ с, что в 40–140 раз быстрее, чем по методике, реализующей итерационный алгоритм.

2. Разработана методика корректировки энергетической характеристики турбоагрегата ПТ-35-90/10 ст. № 2 Витебской ТЭЦ на фактические значения пара в производственном и теплофикационном отборах, а также в конденсаторе с использованием соответствующих графиков поправок. С помощью АС MathCAD получены полиномы для рассматриваемых поправочных кривых.

3. Разработан алгоритм работы программы, построена диаграмма вариантов использования и определен порядок ее реализации. Диаграмма вариантов использования определила сценарии применения, для которых спроектирован приблизительный графический интерфейс. На основе анализа полученных диаграмм выбраны язык программирования и среда реализации.

4. Разработано удовлетворяющее требованиям программное обеспечение с использованием среды разработки Microsoft Visual C++ 6.0. Проведены испытания разработанного программного обеспечения. По результатам испытаний определены требования к аппаратному и программному обеспечению.

печению компьютеров, на которых будет применяться разработанная программа.

5. Проведены тестирование и отладка программы. Результаты тестирования показали, что разработанное программное обеспечение позволяет в удобной для пользователя форме задавать исходные данные, корректно и быстро производить расчет энергетической характеристики турбины ПТ-35-90/10 ст. № 2 Витебской ТЭЦ и использовать полученную характеристику для решения оптимизационных задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. Качан, А. Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А. Д. Качан. – Минск: Вышэйш. шк., 1985. – 176 с.
2. Качан, А. Д. Построение аналитических моделей нормативных энергетических характеристик теплофикационных турбин / А. Д. Качан, Ю. Б. Попова, А. В. Пашенко // Энергетика... (Изв. высш. учеб заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 5. – С. 84–93.
3. Попова, Ю. Б. Оптимизация режимов работы ТЭЦ в составе энергосистем: дис. ... канд. техн. наук: 19.11.03 / Ю. Б. Попова. – Минск, 2003. – 188 с.

Представлена кафедрой программного
обеспечения вычислительной техники
и автоматизированных систем

Поступила 28.12.2006