

УДК 621.311.001.57

**В. А. Рак**, аспирант (ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси);  
**Б. И. Попов**, кандидат технических наук,  
заведующий лабораторией (ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси)

### АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Описаны алгоритмы расчета основных параметров энергетических установок, которые будут использоваться в программном комплексе поддержки принятия решений по стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь. Рассмотрен общий вид алгоритма, а также особенности расчета основных параметров котельной установки, энергоблоков с конденсационными турбинами, турбинами с противодавлением и турбинами с теплофикационным отбором пара. Приведены результаты верификации предложенных расчетов методом сравнения результатов расчетов с паспортными данными реальных установок.

The algorithms of key parameters of power plants that will be used in a developed software system to support decision-making on development strategy energy system of Belarus are described. A general view of the algorithm and features of key parameters of the boiler, a condensing turbine, a back pressure turbine and a co-generation heat turbine are described. The results of the verification of the proposed models by comparing the calculation results with the published data of real installations are presented.

**Введение.** В Институте энергетики Национальной академии наук Беларуси разрабатывается программный комплекс поддержки принятия решений по стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь. Данный комплекс состоит из множества модулей. Один из основных модулей – модуль оптимизации энергосистемы. В настоящее время для выполнения работ по прогнозированию и оптимизации энергосистемы в Беларуси используются программные продукты сторонних разработчиков, такие как LEAP, разработанный Стокгольмским институтом окружающей среды [1], MESSAGE [2] и WASP [3], распространяемые МАГАТЭ. Однако все перечисленные программные продукты имеют общий недостаток: они либо вообще не учитывают работу теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ), либо моделируют их работу очень упрощенно. Для большинства стран Европы и мира такое упрощение достаточно обосновано. Оно существенно упрощает расчет без значительного снижения его точности.

Однако для энергосистемы Беларуси, где более половины электрической энергии вырабатывается на ТЭЦ, данные допущения приводят к существенным ошибкам в расчетах. Именно поэтому для условий республики необходим более подробный расчет работы ТЭЦ, а также учет как электро-, так и теплоснабжения.

Новизна предлагаемого программного модуля состоит в том, что он выполняет оптимизацию структуры энергосистемы с учетом возможностей работы не только конденсационных энергетических установок (далее – КЭС), но и ТЭЦ и котельных установок, учитывая как те-

пловую, так и электрическую нагрузку потребителей.

На данном этапе создания модуля разработаны алгоритмы расчета котельной установки, конденсационной турбины, теплофикационной турбины с противодавлением и с промежуточным отбором пара.

В данной работе приведены алгоритмы расчета перечисленных энергетических установок и выполнено сравнение полученных результатов расчетов с паспортными данными реальных установок.

**Основная часть.** В основе предлагаемого модуля лежит подход разделения модели энергосистемы на уровни управления, которые соответствуют уровням управления реальной энергетической системой.

Первый уровень программного модуля должен выполнять те же функции и иметь такие же свойства, как и реальный энергоблок.

На втором уровне располагается диспетчер энергосистемы, который выполняет функции управляющего режимами работы различных энергетических установок и оптимальным распределением нагрузки между энергоблоками.

Механизм задания исходных данных для расчета энергетических установок накладывает определенные ограничения на их архитектуру. Входные и выходные параметры должны быть одинаковыми для всех алгоритмов расчета установки, что позволяет разработать общий алгоритм распределения нагрузки для всех типов энергетических установок. Это, в свою очередь, позволит добавлять в программный модуль новые типы энергоустановок без изменения алгоритма распределения нагрузки.

В реальной энергосистеме диспетчер задает каждой энергетической установке текущую электрическую и тепловую мощность с учетом ее экономических и технических характеристик. Аналогичный подход будет реализован при расчете энергетических установок. Начальными данными для расчета каждого типа энергетических установок являются: установленная электрическая и (или) тепловая мощность, стоимость строительства, период строительства, стоимость снятия с эксплуатации, период снятия с эксплуатации, нормы постоянных и переменных затрат, период планово-предупредительного ремонта, период эксплуатации энергоустановки, год ввода в эксплуатацию, тип установки и ее идентификационный номер, необходимый для однозначного определения установки среди набора других

Управление с уровня диспетчера обеспечивается через задание таких параметров, как текущая тепловая и (или) электрическая мощность и доступность блока. Доступность блока – параметр, которым определяется, находится ли энергетическая установка в рабочем состоянии в расчетный период времени или в плановом либо аварийном ремонте.

Для учета технических ограничений на режимы работы энергетических установок, аналогичные ограничения введены в каждый расчет. Это позволяет исключить превышения номинальной мощности (за исключением аварийных режимов работы энергосистемы, когда мощность может превышать номинальную на некоторую величину), работу на мощности ниже технического минимума установки или при расходе пара на турбину, превышающем максимальный, и т. д.

Результатами расчетов являются экономические параметры работы энергоустановки: постоянные и переменные затраты на час работы установки на данной мощности, топливные и общие финансовые затраты на эксплуатацию данной установки. На основании этих результатов в дальнейшем будет разрабатываться оптимальный график распределения нагрузки.

Расчет постоянных затрат на час эксплуатации установки в долларах США рассчитывается по формуле

$$c_f = \frac{P_{inst} r_f}{8760}, \quad (1)$$

где  $P_{inst}$  – установленная мощность установки, МВт;  $r_f$  – норма постоянных затрат, долл. США/кВт·ч.

Переменные затраты на час эксплуатации станции на данной мощности, долл. США/МВт·ч определяются по формуле

$$c_v = P r_v, \quad (2)$$

где  $P$  – текущая мощность установки, МВт;  $r_f$  – норма переменных затрат на единицу установленной мощности, долл. США/МВт·ч.

Расчет расхода топлива на час работы станции и, соответственно, затрат на покупку топлива различен для установок различного типа.

Так как для разных энергетических установок может быть использовано разное топливо, то вводится понятие «единица измерения топлива», которая зависит от вида используемого топлива. Так, для газа это метр кубический, для нефти – тонна и т. д. Расход топлива измеряется в каждой установке в единицах измерения топлива для каждого часа эксплуатации.

Рассмотрим все типы установок в отдельности с точки зрения расчета потребления топлива. Так как паспортные данные установок содержат расход пара (для турбин) или топлива (для котлов) на номинальной мощности, то именно по этим параметрам и будет проходить сравнение результатов расчетов с реальными объектами.

**Котельная установка.** Расчет котельной установки является наиболее простым. Она не имеет турбины и вырабатывает только тепловую энергию. В котельной происходит простое преобразование энергии топлива в энергию пара или горячей воды с учетом потерь.

Энергия, поступающая в котел с топливом, разделяется на потери энергии в котле и полезную энергию, отдаваемую потребителю.

Потери энергии определяются через КПД котла, при этом КПД меняется в зависимости от нагрузки. Расход топлива на часовую работу котла на заданной мощности определяется по формуле [4]

$$B = \frac{3600H}{H_1^c n}, \quad (3)$$

где  $H$  – тепловая мощность котла, МВт;  $H_1^c$  – удельная низшая теплотворная способность топлива, МДж/ед. измерения топлива;  $n$  – КПД котла.

Затраты на топливо для часовой работы котельной на текущей мощности, в долларах США, так же как и для других станций, рассчитываются по формуле

$$c = BS, \quad (4)$$

где  $S$  – цена топлива за единицу измерения топлива, долл. США/ед. топлива.

В качестве примера для расчета выбрана котельная установка с водогрейным котлом КВа-4,0 мощностью 4,0 МВт (3,44 Гкал) [5]. В качестве топлива используется природный газ с низшей удельной теплотворной способностью 33,287 МДж/м<sup>3</sup>.

Для проверки точности расчета выполнено сравнение результатов расчета с паспортными

данными котельного агрегата. Расчеты показали, что на номинальной мощности котел с такими параметрами потребляет 470 м<sup>3</sup> природного газа, что отличается от паспортных данных на 1,5%. Согласно технической документации, потребление природного газа данным котлом на номинальной мощности составляет 463 м<sup>3</sup> природного газа.

#### **Энергоблок с конденсационной турбиной.**

Энергоблоки с конденсационной турбиной вырабатывают только электрическую энергию. Энергия топлива в данной модели преобразовывается в пар с определенными параметрами, при этом учитываются потери в котле. Далее пар подается в турбину, где из него вырабатывается электроэнергия и отдается в сеть. Учет потери энергии пара при проходе через турбину рассчитывается с использованием внутреннего адиабатного КПД турбины. Далее отработанный пар поступает в конденсатор. Расход пара на часовую работу турбины на текущей мощности в тонах определяется по формуле [6]

$$G = \frac{3600P}{(h_o - h_k)n_{in}^a}, \quad (5)$$

где  $h_o$  – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;  $h_k$  – энтальпия пара в конденсаторе, кДж/кг;  $n_{in}^a$  – внутреннее адиабатное КПД турбины.

Расход топлива на котел, который производит требуемый для турбины пар, рассчитывается по формуле

$$B = G \frac{(h_o - h_r)}{H_1^c n}, \quad (6)$$

где  $h_r$  – энтальпия воды из конденсатора, кДж/кг.

Расходы на топливо определяются по формуле (4). Для проверки точности расчета выполнено сравнение результатов расчета с паспортными данными паровой конденсационной турбины К-300-240 [7]. Турбины такого типа установлены на Лукомльской ГРЭС. В связке с такими турбинами работают котлы марки ТГМП-314 [8]. Расчетное общее потребление топлива на мощности 300 МВт составляет 88,6 тыс. м<sup>3</sup> природного газа при технических данных в 82,2 тыс. м<sup>3</sup>. Отличие от паспортных данных – 7,8%.

**Энергоустановка с турбиной с противодавлением.** Энергоустановка с турбиной с противодавлением вырабатывает как электрическую, так и тепловую энергию. Однако производство тепловой энергии жестко связано с выработкой электроэнергии. Расчет работы установки с турбиной с противодавлением подобен расчету работы конденсационной турбины. Существенным отличием является лишь то, что пар с турбины выбрасывается не в конденсатор, а выдается в сеть. Энергия топлива в данной

модели преобразовывается в пар с определенными параметрами, при этом учитываются потери в котле. Далее пар подается в турбину, где из него вырабатывается электроэнергия и отдается в сеть. При этом учитывается, что процессы расширения газа в турбине не являются идеальными. Расход пара в тоннах в час на работу турбины с противодавлением по электрическому графику рассчитывается по формуле

$$G = \frac{3600P}{(h_o - h_v)n_{in}^a}, \quad (7)$$

где  $h_v$  – средняя энтальпия пара на выходе турбины, кДж/кг.

Расход пара в тоннах в час на работу турбины по тепловому графику определяется по формуле

$$G = \frac{3600H}{(h_v - h_f)}, \quad (8)$$

где  $h_f$  – энтальпия конденсата на выходе из теплофикационного теплообменника, кДж/кг. Потребление топлива установкой с турбиной с противодавлением определяется по формуле (6).

В качестве примера для расчета выбрана турбина Р-50-130 [7]. Параметры пара на выходе турбины приняты равными 1 МПа и температура 270°C. Расход пара через турбину составляет 467,7 т/ч, на номинальной мощности. Согласно паспортным данным, номинальный расход пара 490 т/ч. В итоге отличие от паспортных данных на 4,5%.

**Энергоустановка с турбиной с теплофикационным отбором.** Установка с турбиной с теплофикационным отбором представляет собой совокупность цилиндров высокого, среднего и низкого давления. Острый пар из котла проходит через цилиндры высокого и среднего давления, вырабатывая электроэнергию. Затем часть пара отбирается в теплофикационном отборе на нужды тепловых потребителей. Остальная часть проходит в цилиндр нижнего давления, где оставшаяся внутренняя энергия пара преобразовывается в электроэнергию и сбрасывается в конденсатор.

При выполнении расчетов первоначально определяется расход пара, который необходимо подать на турбину, чтобы обеспечить тепловую нагрузку потребителей. Этот расход пара рассчитывается по формуле

$$G_T = \frac{3600H}{(h_t - h_r)}, \quad (9)$$

где  $h_t$  – энтальпия пара в теплофикационном отборе, кДж/кг. При прохождении полученного количества пара через турбину вырабатывается электрическая энергия в количестве, равном

$$P_T = \frac{G_T n_{in}^a (h_t - h_r)}{3600}. \quad (10)$$

Полученная электрическая мощность является минимальной при обеспечении требуемой тепловой мощности.

В случае если требуемая электрическая мощность больше минимальной, в турбину подается дополнительный пар, который проходит через все цилиндры турбины и сбрасывается в конденсатор. Дополнительная мощность, которую необходимо выработать в конденсационном режиме для обеспечения всей нагрузки, равна

$$P_k = P - P_T. \quad (11)$$

Дополнительный расход пара, который необходимо подать в турбину для обеспечения нагрузки, равен

$$G = \frac{3600 P_k}{(h_o - h_k) n_{in}^a}. \quad (12)$$

Общий расход пара равен сумме основного и дополнительного расходов пара. Расчет потребления топлива на работу энергетической установки данного типа рассчитывается по формуле (6).

В качестве примера для расчета выбрана турбина Т-120/140-12,8 [7]. Согласно паспортным данным, расход пара на эту турбину на номинальной мощности равен 470 т/ч. В результате расчетов получено значение в 483 т/ч на номинальной мощности, что отличается от паспортных данных на 2,7%.

**Заключение.** В приведенной статье рассмотрены алгоритмы расчетов различных параметров котельной установки и энергетических установок с конденсационной турбиной, турбиной с противодавлением и теплофикаци-

онным отбором. Результаты расчетов показали высокую точность предложенных алгоритмов. Разработанные алгоритмы установок с турбиной с противодавлением и промежуточным отбором позволят в дальнейшем моделировать работу ТЭЦ в энергосистеме, что существенно повысит точность схемы развития энергосистемы.

### Литература

1. Long-Range Energy Alternatives Planning System. User Guide / Stockholm Environmental Institute. – Boston Center, USA. – 2006. – 264 p.
2. Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts. User's Manual. – Vienna: IAEA, 2003. – 232 p.
3. Wien Automatic System Planning (WASP) package: A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning. Version WASP-III Plus: User's Manual. – Vienna: IAEA, 1995. – Vol. 1–2. – 426 p.
4. Зах, Р. Г. Котельные установки / Р. Г. Зах. – М.: Энергия, 1968. – 352 с.
5. Котельный завод «Росэнергопром» [Электронный ресурс] / Котельный завод «Росэнергопром». – Барнаул, 2011. – Режим доступа: <http://www.kvzr.ru/boiler-fired-kva-40.html>. – Дата доступа: 11.02.2013.
6. Костюк, А. Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций / А. Г. Костюк, В. В. Фролов. – М.: МЭИ, 2001. – 490 с.
7. ОАО «Силловые машины» [Электронный ресурс] / ОАО «Силловые машины». – М.: СПб., 2010. – Режим доступа: <http://www.power-m.ru/products>. – Дата доступа: 11.02.2013.
8. Инструкция по эксплуатации котла ТГМР-314 [Электронный ресурс] / Инструкция по эксплуатации котла ТГМР-314. – Режим доступа: [http://kafedra.asutp.locum.ru/sau/TGMP\\_314\\_instruction.pdf](http://kafedra.asutp.locum.ru/sau/TGMP_314_instruction.pdf). – Дата доступа: 11.02.2013.

Поступила 22.02.2013