

Оптимальное распределение тепловой нагрузки между тэц и районными отопительными котельными при изменении цен на газ и электроэнергию

Андреев С.Ю., КП «Харьковские тепловые сети»

В настоящее время в условиях непрерывного роста цен энергоресурсов задача оптимального управления системами теплоснабжения с применением компьютерных технологий становится все более актуальной. Эти вопросы рассматривались в работах [1-4]. В частности, в работе [4] было исследовано влияние цены электроэнергии $z_{эл}$ (грн./кВт·час) на оптимальное распределение тепловой нагрузки между энергогенерирующими агрегатами ТЭЦ и районных отопительных котельных. Однако очевидно, что решение задачи оптимального выбора нагрузок на отдельные элементы котельного оборудования практически невозможно без исследования одновременного влияния цен на газ z_g , грн./м³ и на электроэнергию.

В связи с этим *целью* настоящей работы является комплексное исследование совместного влияния цен на электроэнергию и газ $z_{эл}$ и z_g на оптимальное распределение тепловых нагрузок в системе теплоснабжения (СТ). В качестве примера рассматривается СТ, упрощенная схема которой приведена на рис. 1.

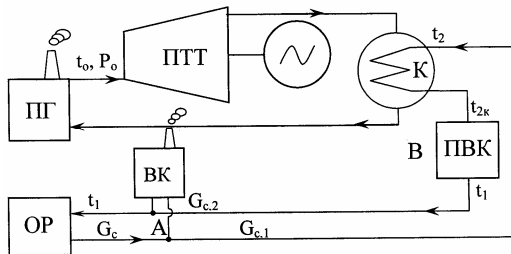


Рис. 1 – Схема теплофикационной системы

В парогенераторах (ПГ) вырабатывается пар с постоянными параметрами P_0 , МПа и t_0 , С⁰, который поступает в паровые теплофикационные турбины (ПТТ), а далее следует в конденсатор (К), где конденсируется, подогревая сетевую воду от температуры t_2 до $t_{2к}$. Вторая ступень подогрева теплоносителя реализуется в пиковой водогрейной котельной (КВК), откуда теплоноситель с расходом $G_{c,1}$, кг/с, направляется к отопляемому району (ОР). В точке В (рис. 1) поток теплоносителя с расходом $G_{c,1}$, следующий с ТЭЦ, соединяется с потоком с

расходом $G_{c,2}$, следующим с районной водогрейной котельной (ВК) и далее направляется в ОР с расходом $G_{c,1} + G_{c,2} = G_c$.

Для решения поставленной выше задачи в первую очередь необходимо для заданной температуры наружного воздуха $t_{нв}$ найти величины расходов $G_{c,1}$ и $G_{c,2}$ (а следовательно, оптимальные нагрузки на ТЭЦ и районную отопительную котельную), а также соответствующие им оптимальные значения нагрузок на парогенераторы $G_{пг,онт}$, кг/с, пиковую водогрейную котельную на ТЭЦ $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$, МВт и на районную водогрейную котельную $Q_{к,онт}$, МВт, обеспечивающие минимальную стоимость потерь тепловой энергии в стоимостном исчислении $\Sigma \bar{H}$, грн./МДж на входе в ОР при различных значениях $z_{эл}$ и z_2 .

Рассмотрим решение этой задачи на этапе поиска $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$ для $z_{эл} = 0,4$ грн./кВт·час и $z_2 = 0,5$ грн./м³ и $G_c = 2300$ кг/с; результаты решения приведены на рис. 2,а. Алгоритм и программа для решения аналогичной задачи описаны в [3,4]. На рис. 2,а приведены значения $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$, МВт для различных значений $G_{c,1}$, $G_{c,2}$ и $t_{нв}$. При этом величины нагрузок $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$ выбирались таким образом, чтобы обеспечить минимальную стоимость тепловой энергии на выходе из ТЭЦ (в точке В на рисунке 1) и районной водогрейной котельной за счет оптимального распределения нагрузки, выработанной в конденсаторе теплофикационных турбин и в пиковой водогрейной котельной, а также между отдельными водогрейными котлами.

Затем из области значений $G_{c,1}/G_{c,2}$ (рис. 2,а) выбираются такие, которые обеспечивают минимальную стоимость тепловой энергии на входе в ОР $\Sigma \bar{H}$, грн./МДж. Этим условиям отвечает пунктирная кривая на рисунке 2,а. Здесь значениям $t_{нв} = -20$ С⁰; -10 С⁰; 0 С⁰ и 8 С⁰ соответствуют оптимальные значения $G_{c,1}/G_{c,2} \approx 1250/1050$ кг/с; $1400/900$ кг/с; $1700/600$ кг/с и $2000/300$ кг/с; оптимальные значения $Q_{к,онт}^{ТЭЦ} = 340,8$ МВт; $271,7$ МВт; 184 МВт; $103,8$ МВт.

Аналогичная задача была решена для $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$ при $z_2 = 1,2$ грн./м³; результаты решения приведены на рис. 2,в. На базе данных, приведенных на рисунке 2,а и 2,в, были построены зависимости $Q_{к,онт}^{ТЭЦ} = Q_{к,онт}^{ТЭЦ}(t_{нв}, z_2)$, представленные на рис. 4,а.

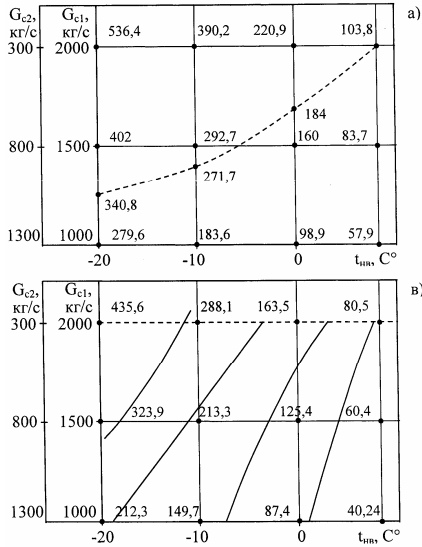


Рис. 2 – Зависимости:

а) $Q_{\kappa}^{TЭЦ}$, МВт; $z_{Эл} = 0,4$ грн./кВт·час; $z_2 = 0,5$ грн./м³;

в) $Q_{\kappa}^{TЭЦ}$, МВт; $z_{Эл} = 0,4$ грн./кВт·час; $z_2 = 1,2$ грн./м³

Аналогично, на базе графиков, приведенных на рис. 3, были построены зависимости $Q_{\kappa,onn}(t_{нв}, Z_2)$ (рис. 4,с), а также, после дополнительных расчетов, зависимости $Q_{\kappa,onn}^{TЭЦ}(t_{нв}, Z_{Эл})$ (рис. 4,в) и $Q_{\kappa,onn}(t_{нв}, Z_{Эл})$ (рис. 4,д). На основе анализа приведенных на этих рисунках данных можно сделать следующие выводы.

Повышение цены электроэнергии $z_{Эл}$ сопровождается уменьшением оптимальной тепловой нагрузки на пиковую водогрейную котельную $Q_{\kappa,onn}^{TЭЦ}$ (рис. 4,в) и соответствующим ростом нагрузки на районную отопительную котельную $Q_{\kappa,onn}$ (рис. 4,д). С другой стороны, удорожание газа $z_Г$ сопровождается ростом $Q_{\kappa,onn}^{TЭЦ}$ (рис. 4,а) и падением $Q_{\kappa,onn}$ (рис. 4,с).

Такое поведение зависимостей $Q_{\kappa,onn}^{TЭЦ}$ и $Q_{\kappa,onn}$ от $z_{Эл}$ и z_2 объясняется существенной зависимостью потерь в СТ от невыработки электрической энергии из-за ухудшения качества вакуума в конденсаторе

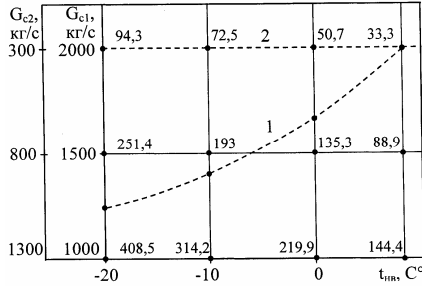


Рис. 3 – Зависимость Q_k , МВт, от $t_{н0}$, C^0 ; $G_{c,1}$ и $G_{c,2}$, кг/с ($G_c = 2300$ кг/с; • – расчетные точки); 1 – $z_{э,л} = 0,4$ грн./кВт·час; $z_c = 0,5$ грн./м³; 2 – $z_{э,л} = 0,4$ грн./кВт·час; $z_c = 1,2$ грн./м³

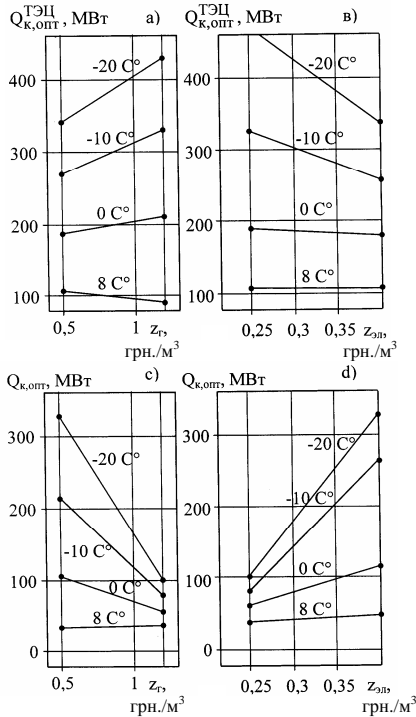


Рис. 4 – Зависимости: а) $Q_{k,opt}^{TЭЦ}$, МВт от z_c , грн./м³; $z_{э,л} = 0,4$ грн./кВт·час; в) $Q_{k,opt}^{TЭЦ}$, МВт от $z_{э,л}$, грн./кВт·час; $z_c = 0,5$ грн./м³; с) $Q_{k,opt}$, МВт, от z_c , грн./м³; $z_{э,л} = 0,4$ грн./кВт·час; д) $Q_{k,opt}$, МВт, от $z_{э,л}$, грн./кВт·час; $z_c = 0,5$ грн./м³ и от $t_{н0}$, C^0

паровой турбины, что связано с использованием в качестве охлаждающей воды в конденсаторах сетевой воды из СТ. По мере роста цены этой недовыработанной электрической энергии выработка тепловой энергии на ТЭЦ становится все менее экономически выгодной; величина $Q_{к,онт}^{ТЭЦ}$ падает, а $Q_{к,онт}$ растет.

1. Методы системного анализа в задачах оптимального проектирования централизованных систем теплоснабжения: Учебное пособие для ВУЗов / Ф.А. Стоянов, С.Ю. Андреев, Л.П. Шевченко. – Харьков: «Золотые страницы», 2005. – 140 с.

2. Оптимальное управление централизованными системами теплоснабжения с учетом транспортного запаздывания теплоносителя: Учебное пособие для ВУЗов / С.Ю. Андреев, Ф.А. Стоянов, А.Ю. Андреев, Л.П. Шевченко. – Харьков: «Золотые страницы», 2006. – 142 с.

3. Андреев С.Ю., Ноженко Ю.П. Рациональное распределение нагрузок между энергогенерирующими агрегатами ТЭЦ // Проблемы, перспективы и нормативно-правовое обеспечение энерго-, ресурсосбережения в жилищно-коммунальном хозяйстве: Материалы III всеукраинской научно-практической конференции. – Алушта: ХО НТТ КГ и ПО, ХНАМГ, 2007. – С. 35-41.

4. Андреев С.Ю., Ноженко Ю.П., Стоянов Ф.А. Исследование влияния цены электроэнергии на рациональное распределение нагрузок между энергогенерирующими агрегатами ТЭЦ // Науковий вісник будівництва. – Харьков: ХГТУСиА, ХОТВАБУ. – № 46, 2008. – С. 283-286.