

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОФИКАЦИИ ПРИ ОТПУСКЕ ТЕПЛОТЫ ОТ ПГУ-ТЭЦ

А.А. Бенедиктов¹, О.Ю. Ромашова², В.С. Долиный¹
Томский политехнический университет,
ИШЭ, НОЦ И.Н.Бутакова², группа 5Б91¹

Выбор оптимального коэффициента теплофикации при комбинированном отпуске теплоты и электроэнергии от ТЭЦ является оптимизационной задачей. Определяющее влияние выбор коэффициента оказывает годовая экономия топлива в энергосистеме, которая зависит от эффективности производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ и замещающей КЭС. Изменение структуры энергосистемы за счет внедрения парогазовых технологий требует исследования эффективности теплофикации на базе ПГУ-ТЭЦ.

Цель работы – выбор оптимального коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ в системе комбинированного производства электроэнергии и теплоты на ПГУ-ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной (ПВК).

За критерий эффективности принята относительная годовая экономия топлива при комбинированном производстве энергии по сравнению с раздельным. На основании анализа специальной литературы принято, что соотношение удельных капиталовложений в водогрейные котлы и теплообменное оборудование ПГУ-ТЭЦ не оказывает существенного влияния на оптимальное решение. Исследования проводятся для моноблочной установки (1ГТУ+1КУ+1ПТУ) на базе газотурбинной установки ГТЭ-160 и котла утилизатора П-96. Отпуск теплоты от ПГУ-ТЭЦ на отопление $Q_{Т}^{СУ}$ осуществляется от сетевой установки ПТУ и сохраняется постоянным при изменении $\alpha_{ТЭЦ}$. При таком методическом подходе поставленная задача означает выбор оптимальной присоединенной тепловой нагрузки потребителя $Q_{Т}$ с передачей переменной части $Q_{Т}^{ПВК}$ на ПВК.

При заданном температурном графике теплосети изменение $\alpha_{ТЭЦ}$ приводит к изменению максимальной температуры сетевой воды $t_{СУ}$ на выходе из сетевой установки (СУ) турбины в соответствии с зависимостью

$$t_{СУ} = t_{OC} + \alpha_{ТЭЦ} \cdot (t_{ПС} - t_{OC}),$$

где $t_{ПС}/t_{OC}$ – температура сетевой воды в прямой и обратной магистралях соответственно при расчетной для отопления температуре наружного воздуха $t_{НВ}^P$.

Изменение $t_{СУ}$ определяет разные схемы отпуска теплоты от ПГУ (рисунок 1) в зависимости от включенных СП.

Годовые показатели работы энергосистемы на базе ПГУ-ТЭЦ интегрируются на основе часовых показателей в характерных режимах работы ТЭЦ – теплофикационном при работе паротурбинной установки по тепловому графику и конденсационном режиме в летний период. Для расчета показателей работы ГТУ и котла-утилизатора используются энергетические характеристики (ЭХ) оборудования [1, 2].

Исходные данные. В теплофикационном режиме ПГУ-ТЭЦ работает по тепловому графику; температурный график теплосети 150°C/70°C, расчетная для отопления температура наружного воздуха $t_{Н.В.} = -40$ °С (климатический район – г. Томск); для паровой турбины внутренний относительный КПД $\eta_{oi} = 0,87$; вентиляционный расход пара в конденсатор $D_{К} = 5\%$ от $(D_0^{БД} + D_0^{НД})$. Удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии в энергосистеме с раздельной выработкой приняты для трех вариантов КЭС: $b_{кэс1} = 0,235 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{кВт}}$; $b_{кэс2} = 0,270 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{кВт}}$; $b_{кэс3} = 0,340 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{кВт}}$.

Анализ полученных результатов. Увеличение коэффициента теплофикации приводит к снижению экономичности выработки электрической энергии на ПГУ-ТЭЦ при работе по тепловому графику – снижается электрическая мощность паровой турбины, растет удельный расход условного топлива на производство электроэнергии из-за роста температуры сетевой воды на выходе из сетевой установки турбины с соответствующим увеличением параметров

теплофикационного пара, снижается число часов использования максимума работы ПГУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме.

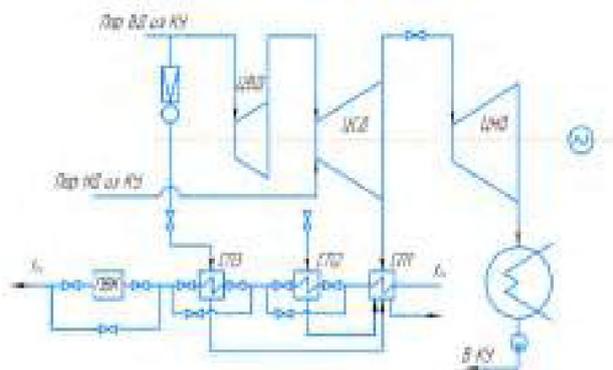


Рис. 8. Расчётная схема ПГУ

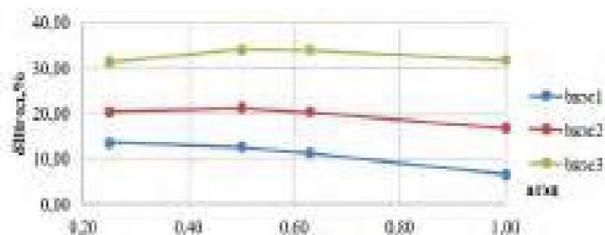


Рис. 2. Годовая экономия топлива ПГУ-ТЭЦ по сравнению с раздельной выработкой

При этом вне зависимости от $a_{ТЭЦ}$ комбинированная выработка на ПГУ-ТЭЦ наиболее экономична по сравнению с раздельной. Экономия топлива в энергосистеме составляет от 6 до 35 % в зависимости от значений удельного расхода условного топлива на замещающих КЭС. Наибольшая экономия от комбинированной выработки ЭЭ и ТЭ на ПГУ-ТЭЦ по сравнению с раздельной приходится на вариант с менее замещающей КЭС-3, для которой $b_{КЭС3} = 0,340$ кг.у.т./кВт. Оптимальное значение $a_{ТЭЦ}$ также зависит от тепловой экономичности замещающей КЭС.

При высокоэкономичной замещающей КЭС1 (ПГУ-КЭС) с удельным расходом $b_{КЭС1} = 0,223$ кг.у.т./кВт оптимальный коэффициент теплофикации равен $a_{ТЭЦ} = 0,25$. При менее экономичных вариантах замещающих КЭС ($b_{КЭС2} = 0,270$ кг.у.т./кВт и $b_{КЭС3} = 0,340$ кг.у.т./кВт) оптимальное значение $a_{ТЭЦ}$ увеличивается. При этом расчеты показывают, что в этих вариантах нет ярко выраженного оптимума, оптимальное решение лежит в диапазоне (0,4-0,63). Уточнение оптимального варианта возможно с учетом капитальных вложений по вариантам схем.

Анализ расчетных исследований показывает, что для варианта с замещающей КЭС1 на выбор оптимального решения влияют показатели работы сравниваемых энергосистем только в отопительный период, так как в конденсационном режиме расход топлива на ПГУ-ТЭЦ и замещающей КЭС – одинаковый и в сравнении не учитывается. Для варианта $a_{ТЭЦ} = 0,25$ выработка электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме наиболее экономичная по сравнению с большими значениями $a_{ТЭЦ}$: удельный расход условного топлива составляет $b_{э/э}^{ПГУ} = 0,182$ кг.у.т./кВт (например, при $a_{ТЭЦ} = 0,5$ - $b_{э/э}^{ПГУ} = 0,187$ кг.у.т./кВт) число часов использования максимума теплофикационного отбора составляет 5500 часов (для варианта $a_{ТЭЦ} = 0,5$ - 4567 часов). В итоге для варианта $a_{ТЭЦ} = 0,25$ экономия топлива на производство электроэнергии превышает пережог топлива на ПВК. При более высоких значениях $a_{ТЭЦ}$ снижается эффективность теплофикационной выработки на ПГУ, поэтому экономия топлива на производство электроэнергии уже не может компенсировать снижение экономичности производства теплоты на ПВК.

При увеличении $a_{ТЭЦ}$ снижаются показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме и годовая теплофикационная выработка электроэнергии при одновременном росте годовой конденсационной выработки электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ. Учитывая, что конденсационный режим ПГУ-ТЭЦ относительно теплофикационного дает меньшую экономию топлива по сравнению с раздельной выработкой на КЭС2 и КЭС3, годовая экономия топлива в вариантах с КЭС2 и КЭС3 (с учетом пережога топлива на ПВК) достигается при более высоком значении $a_{ТЭЦ}$, чем в варианте с КЭС1.

Выводы

1) при увеличении коэффициента теплофикации ухудшаются показатели теплофикационной выработки электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ из-за роста температуры сетевой воды на выходе из сетевой установки турбины с соответствующим увеличением параметров теплофикационного пара и недовыработкой электрической мощности паротурбинной установкой. При увеличении $a_{\text{ТЭЦ}}$ от 0,25 до 1,0 электрическая мощность ПТУ снижается от 60,4 до 34,23 (на 43,3 %), удельный расход условного топлива повышается от 0,182 до 0,196 (на 7,7%). При этом число часов использования максимума тепловой нагрузки ПТУ падает от 5500 до 2577;

2) не зависимо от $a_{\text{ТЭЦ}}$ комбинированная выработка на ПГУ-ТЭЦ наиболее экономична по сравнению с отдельной. Экономия топлива в энергосистеме составляет от 5 до 35 % при разных значениях удельного расхода условного топлива на замещающих КЭС;

3) оптимальное значение $a_{\text{ТЭЦ}}$ зависит от тепловой экономичности замещающей КЭС. С ростом удельного расхода условного топлива на замещающей КЭС оптимальное значение $a_{\text{ТЭЦ}}$ повышается;

4) для варианта высоко-экономичной ПГУ-КЭС оптимальное значение $a_{\text{ТЭЦ}}$ составляет 0,25. Для вариантов замещающей КЭС с удельным расходом условного топлива (0,270–0,340) кг у.т./кВтч оптимальное решение лежит в диапазоне (0,4–0,63).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2013.
2. Бекмансуров А.В. Анализ возможных путей расширения Томской ТЭЦ-3 // магистерская диссертация. – Томск, 2020. –155 с.

Научный руководитель: к.т.н. О.Ю. Ромашова, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА СКОПЛЕНИЯ НАКИПИ НА ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЯХ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ, ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ АГРЕГАТОВ

Д. Супуева

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5Б95

Вместе с ростом населения и улучшением уровня жизни развивается коммунально-бытовой сектор, что ведет за собой повышение спроса на теплоэнергию. Стабильное обеспечение населения теплом – одно из важнейших условий поддержания жизнедеятельности человека в бытовых условиях.

Одной из первостепенных задач в системе теплопотребления является получение качественно очищенной воды. Всем известно, что люди на 80 % состоят из воды и при несоответствии необходимым критериям не смогут полноценно существовать, так и системы теплоснабжения не смогут долгое время прослужить при её плохом качестве. Неудовлетворительная химическая обработка и несвоевременное очищение теплового оборудования снижают производительность агрегатов на 50 %.

На теплоэнергетических объектах применяется горячая вода, которая нагревается в энергосистемах. Системы горячего водоснабжения подпитывают водой из водопроводов или из природных источников, это делается с целью возмещения потерь воды, сопряженных с ее бытовым и производственным использованием [1]. При неправильной обработке воды растворенные в ней примеси активно выпадают в твердую фазу и формируют внутритрубные отложения (или более привычно – накипь).