

Аннотация

В работе рассматриваются изменения в составе оборудования и тепловых схемах ТЭЦ, при которых они получают новые, не свойственные для них функции изменения генерации электроэнергии и, что существенно, с одновременным уменьшением удельных расходов топлива на отпускаемые энергопотоки. Благодаря этим новым качествам ТЭЦ могут участвовать в регулировании мощности генерации энергосистемы, что актуально для Беларуси в ближайшее время.

ANNOTATION

Modification in plant mix and heat flow diagrams of CHP whereby power plants receive new unusual for them function to change electricity generation are considered in article. At the same time it allows to reduce specific fuel consumption for served energy flows. With these new features those CHP can participate in the power generation regulation of the grid, what is in high importance for Belarus in the near future.

К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы

В. Н. Романюк, д. т. н., профессор, А. А. Бобич, м. т. н.,
РУП «БЕЛТЭИ», БНТУ

Введение

Одним из основных направлений повышения эффективности использования природного газа на ТЭС является переход к парогазовой технологии [1]. Переход необходим и на ТЭЦ, и на КЭС, однако наибольший эффект от такой модернизации имеет место на ТЭЦ [2–7]. В этом контексте целесообразно определиться с требованиями, предъявляемыми к ТЭЦ со стороны энергосистемы Беларуси в связи с ожидаемыми в ней условиями эксплуатации генерирующих мощностей. Эти требования выходят за рамки традиционных функций ТЭЦ и не согласовываются со сложившимися общепринятыми оценками эффективности комбинированной выработки, прежде всего в отношении удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Прогнозируемая ситуация

С вводом в эксплуатацию двух блоков АЭС возникает проблема регулирования графиков нагрузки энергосистемы, поскольку из генерации вытесняются традиционные регуляторы мощности, и решение комплекса задач, сопутствующих проблеме, невозможно без участия ТЭЦ.

В отопительный период в ОЭС Беларуси прогнозируются неизбежные избытки генерации электроэнергии по отношению к её потреблению. Для ликвидации ожидаемого дисбаланса предусматривается использование тепловых нагрузок систем теплоснабжения, часть которых планируется передавать в часы провалов электропотребления от традиционных теплогенерирующих источников к взаимосвязанным комплексам в составе «электродвигатель – тепловой аккумулятор», обеспечивающих увеличение электрической нагрузки ОЭС. Указанные комплексы, безусловно, необходимы в условиях, которые будут иметь место в энергосистеме страны, поскольку при должной их суммарной мощности в состоянии обеспечить необходимую динамику процесса регулирования выполнения соотношения «генерация – потребление электроэнергии». Вместе с тем такое искусственное увеличение электрической нагрузки не решает всех задач, традиционно имеющих место в энергосистеме, например, таких как надёжность тепло- и электрообеспечения потребителей, снижение удельного расхода топлива (УРТ) на ТЭЦ, а также проблем, связанных с необходимостью разгрузки отборов паровых турбин до технического минимума. В свете изложенного очевидна необходимость придания не свойственных (ни сегодня, ни в недавнем прошлом) ТЭЦ функций, которые желательно будет выполнять без ухудшения одного из основных

показателей работы станций — удельного расхода топлива на отпускаемые потоки электрической и тепловой энергии. Такими новыми, востребованными со стороны энергосистемы к ТЭЦ, функциями, на наш взгляд, будут две:

- 1) способность резервировать и изменять генерацию электроэнергии при сохранении отпуска тепловой энергии без перерасхода природного газа и без потери моторесурса основного оборудования;
- 2) способность значительно изменять (снижать) удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

При указанных функциональных требованиях необходимо обеспечить высокие технико-экономические показатели ТЭЦ:

- ♦ снизить УРТ до уровня лучших теплотехнологических когенерационных комплексов промышленных предприятий, то есть до величины на уровне не более 150 г/(кВт·ч) для обеспечения конкурентоспособности электроэнергии, выработанной на ТЭЦ;
- ♦ обеспечить надёжность снабжения тепловых потребителей в соответствии с их категоричностью и сохранением комбинированной выработки отпускаемых тепловой и электрической энергии;
- ♦ минимизировать рассеяние энергии за счёт утилизации низкотемпературных тепловых потоков и вытеснением процессов дросселирования.

Рассмотрим основные технические решения, позволяющие решить обозначенные задачи и достичь поставленных целей в части регулирования графика электрических нагрузок с помощью ТЭЦ и повышения их энергетических характеристик.

Изменения структуры оборудования и тепловой схемы ТЭЦ для решения поставленных задач. Интеграция высокотемпературных газотурбинных надстроек в тепловые схемы ТЭЦ. Общеизвестно [8], что на КЭС сбросная схема сопряжения ГТУ и теплогенерирующего оборудования существенно уступает утилизационной. В то же время на ТЭЦ в описанной ожидаемой ситуации в энергосистеме переход к парогазовой технологии с применением утилизационной схемы мало приемлем. Как показали технико-экономические расчёты для ряда ТЭЦ [9, 10], утилизационная схема сама по себе не обеспечивает выполнение требуемых экономических условий в ситуации, имеющей место в энергосистеме сегодня и в прогнозируемой перспективе.

В противовес утилизационной схеме на ТЭЦ сбросная схема сопряжения ГТУ и паровых котлоагрегатов (ПКА) прямого сжигания топлива обеспечивает выполнение экономических требований к проектам и отличается тем, что имеет возможность регулирования мощности генерации электроэнергии при сохранении и отпуска тепловой энергии из отборов и величины УРТ. Например, в зависимости от режима работы возможно снижение генерации при установке ГТУ по сбросной схеме на величину до 50 % [11]. Одновременно имеется возможность резервирования мощности в диапазоне 15–50 % номинального значения турбоагрегатов, находящихся в работе.

Особенностью использования сбросной схемы интеграции ГТУ на ТЭЦ является целесообразность работы парогенераторов на техническом минимуме, то есть отказа от работы котлов на производительности, близкой к номинальной. Это противоречит всем предыдущим установкам в части рационального использования топлива, когда для обеспечения высокого КПД котла его требуется использовать на нагрузках, близких к номинальной. При сопряжении паровых котлов с ГТУ по сбросной схеме целесообразно предусматривать работу котлоагрегатов на минимуме паропроизводительности. В предлагаемом варианте число параллельно работающих парогазовых комплексов «ГТУ–ПКА» будет максимально для конкретных характерных нагрузок ТЭЦ и приведет к максимальному вытеснению паротурбинной генерации на прямом сжигании топлива в топке котла парогазовой генерацией на сжигании природного газа в ГТУ. Это обеспечит наибольший эффект перевода ТЭЦ на современную парогазовую технологию. Таким образом, увеличение паропроизводительности целесообразно осуществлять путём наращивания количества комплексов «ГТУ–ПКА», работающих при характерных нагрузках ТЭЦ с паропроизводительностью, близкой к техническому минимуму котлоагрегатов. Увеличение числа параллельно работающих паровых котлов на техническом минимуме не только обеспечивает значительное повышение эффективности ТЭЦ, но в большей мере отвечает ещё и требованиям надёжного снабжения паром потребителей первой категории.

Целесообразно также создавать комплексы «ГТУ–ПКА» в составе одной ГТУ на два котлоагрегата с возможностью работы ГТУ с любым из двух ПКА: один работает — второй в холодном

состоянии. Это обеспечивает увеличение числа часов работы ГТУ за счёт возможности замещения одного котла другим. С энергетическими котлами, используемыми на крупных ТЭЦ, сопрягаются ГТУ мощностью 25–45 МВт [11]. ГТУ указанной мощности относятся к промышленным и допускают изменение нагрузки в диапазоне 50–100 % практически без потери моторесурса, что и обеспечивает требуемую возможность изменения электрической мощности при сохранении тепловой нагрузки и приемлемых значений УРТ. Суммарный потенциал достижения диапазона изменения мощности генерации электроэнергии на крупных ТЭЦ энергосистемы оценивается до 350 МВт.

Тепловые аккумуляторы и электродоты. Использование электродотов в прогнозируемой ситуации, как уже отмечалось, абсолютно необходимо, поскольку, с одной стороны, обеспечивает гибкость в части обеспечения нагрузок и допускает возможность косвенного резервирования мощности в энергосистеме в ночные часы, поскольку при необходимости передачи тепловых нагрузок от электродотов на традиционные теплогенерирующие установки снижается электропотребление в соответствии с требованиями устранения дефицита мощности. С другой — передача нагрузки от электродотельных на отборы ТЭЦ, на которых эти котлы установлены, даст и прирост генерации электроэнергии.

С позиций эффективности и обеспечения требуемого комплекса мер агрегаты «электродот – тепловой аккумулятор» целесообразно устанавливать на площадках, где имеются требуемые мощности электросетей. На котельных такие мощности отсутствуют, но имеются на всех ТЭЦ, в том числе и малых с давлением пара 4,0 МПа, где только и целесообразно устанавливать подобные регуляторы нагрузки. Тепловые аккумуляторы, используемые в связке с электродотами, заряжаются ночью и разряжаются днём.

На крупных ТЭЦ тепловые аккумуляторы должны работать в противофазе: заряжаются днём за счёт увеличения пропуска пара в отборы и тем самым большего количества генерации дешевой электроэнергии в часы дневных максимумов. Разрядка аккумуляторов происходит в часы ночного провала потребления электроэнергии, когда отключаются отборы для снижения её генерации. При этом показатели ТЭЦ не ухудшаются, поскольку пиковые мощности на базе прямого сжигания топлива для

этих целей не привлекаются [12, 13]. Потенциал изменения мощности крупных ТЭЦ энергосистемы в период «день–ночь» за счёт тепловых аккумуляторов данного назначения оценивается в 1,4 ГВт: ночью разгрузка на 1,0 ГВт, днем дополнительная загрузка на 0,4 ГВт [12]. В этом случае в ночные часы имеет место резерв мощности, в дневные часы его величина зависит от характеристик турбоагрегатов и текущих нагрузок. Последнее, к сожалению, вносит некоторую неопределённость в вопрос резервирования мощности и требует подробного рассмотрения специалистами энергосистемы.

Абсорбционные бромисто-литиевые тепловые насосы (АБТН)

Применение на ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов, утилизирующих теплоту охлаждения циркуляционной воды и дымовых газов, позволяет уменьшить УРТ на отпуск электроэнергии на 20–30 г/(кВт·ч) [14]. Кроме отмеченного уменьшения расхода топлива, одновременно имеет место снижение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что отвечает новым требованиям к ТЭЦ страны, поскольку снижает остроту проблемы регулирования генерации электроэнергии за счёт передачи генерации мощности на замещающие конденсационные источники — в данном случае блоки ПГУ. Наряду с этим, применение АБТН обеспечивает резервирование мощности на ту же величину, что передается от ТЭЦ на замещающие источники в результате включения АБТН, так как в любой момент АБТН может быть без проблем отключён. Например, в одном из вариантов интеграции АБТН в тепловую схему турбоагрегата ПТ-60–130 мощность ТЭЦ снижается на 7 МВт, при этом расход условного топлива уменьшается на 2 т/ч (УРТ на 20 г/(кВт·ч)), удельная выработка электроэнергии снижается на 50 кВт·ч/Гкал.

При установке АБТН для утилизации теплоты охлаждения циркуляционной воды на крупных ТЭЦ ОЭС Беларуси достигается суммарное изменение генерации электроэнергии для ТЭЦ до 150 МВт в отопительный период и до 45 МВт в межотопительный период, что важно для системы в части регулирования графика электропотребления [14].

Системный эффект от установки АБТН на ТЭЦ зависит от типа замещающего источника [14]. В рассматриваемом случае отмеченное снижение генерации на ТЭЦ будет обеспечивать увеличение загрузки ПГУ, поскольку АЭС несет базовую нагрузку паротурбинные

блоки во всех случаях работают на техническом минимуме, необходимом для решения задач регулирования и резервирования. Системная экономия природного газа в этом случае оценивается до 0,1 млн т у.т. при установке АБТН только на утилизации потока теплоты охлаждения циркуляционной воды [14].

В случае установки АБТН для утилизации теплоты охлаждения дымовых газов до 30 °С потенциал снижения электрической мощности ТЭЦ в отопительный период составляет до 450 МВт с системной экономией топлива до 0,3 млн т у.т. [14].

Экономические рычаги

Одним из возможных мероприятий по стимулированию потребления электроэнергии в часы провалов нагрузок в прогнозируемой ситуации может быть создание экономических выгод владельцам распределённых когенерационных источников (блок-станций) при работе их предприятий в ночные часы с остановленными собственными генерирующими источниками электроэнергии и потреблением в полном объёме требуемой им электроэнергии от энергосистемы. В этом случае суммарный по стране резерв с учётом типа двигателя внутреннего сгорания собственных когенерационных источников предприятий составляет до 0,4 ГВт. Величина весьма значима в свете приведённых оценок, а её обеспечение наименее затратно и не требует инвестиций. Кроме того, как показывает опыт Франции, можно существенно выровнять график потребления электроэнергии за счёт стимулирующих тарифов для населения и промышленности к потреблению электроэнергии в ночные часы.

Последовательность реализации рассмотренных мероприятий

Приоритетно в настоящее время строительство комплексов «электрокотельная – тепловые аккумуляторы» и целесообразно реализовывать его, как показано выше, на малых ТЭЦ энергосистемы и котельных, имеющих требуемые электросети.

Одновременно необходима проработка экономических шагов с принятием соответствующих нормативных актов для стимулирования населения и предприятий к потреблению электроэнергии в ночные часы, а также собственников распределённых когенерационных источников (блок-станций) на промышленных предприятиях к прекращению генерации в часы провалов нагрузок путём продажи им электроэнергии, замещающей собственное про-

изводство, например, по тарифу, не превышающему себестоимость её генерации на предприятии.

Важным шагом будет разработка проектов по установке тепловых аккумуляторов на крупных ТЭЦ, поскольку этим достигается требуемая амплитуда изменения генерации в течение суток отопительного периода. Такой же эффект (и потому имеет приоритет) достигается введением в состав ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов для утилизации всех возможных низкотемпературных тепловых потоков.

Эффект от комплексной реализации указанных выше мероприятий не обладает свойством суперпозиции, что обосновывает необходимость соответствующей его оценки.

Мощность электродвигательных в любом случае необходима такой, чтобы безусловно обеспечить загрузку «вращающихся» мощностей ОЭС. При их не востребоваемости, которая будет нарастать по мере реализации мероприятий, электродвигательные будут находиться в резерве, обеспечивая надёжность работы всей системы.

Важно, что отключение распределённых мощностей промышленных предприятий обеспечит в часы ночных провалов увеличение загрузки мощности энергосистемы в течение всего года на величину порядка 0,4 ГВт, и этот потенциал не зависит от других мероприятий. Кроме того, данное мероприятие не требует инвестиций и не приводит к существенному перерасходу природного газа в стране.

Абсорбционные бромисто-литиевые тепловые насосы позволят в течение отопительного периода без перерасхода природного газа снизить удельную выработку электроэнергии на ТЭЦ только за счёт утилизации теплоты охлаждения циркуляционной воды до 50 кВт·ч/Гкал в расчёте на общий отпуск теплоты данной ТЭЦ. Ориентируясь на часовую нагрузку этих источников на уровне 4,0 тыс. Гкал, снижение генерации на ТЭЦ следует считать равной до 0,2 ГВт. С учётом коэффициента снижения эффективности при переходе ко всем крупным ТЭЦ энергосистемы, что неизбежно по разным причинам, можно ориентироваться на величину снижения мощности генерации ТЭЦ на 0,15 ГВт [14]. Реализация такого решения неизбежно повлечёт за собой изменение расходов топлива на ТЭЦ и объёма уходящих дымовых газов, а также в некоторых случаях потребует изменение состава турбоагрегатов, обеспечивающих режим работы ТЭЦ. Очевидно, что это приведёт к корректировке оценок влияния

других сопряженных мероприятий, рассматриваемых в данной работе.

Углубление степени использования энергии топлива на ТЭЦ за счёт охлаждения с помощью АБТН уходящих газов до 30 °С позволяет, во-первых, снизить загрузку отборов турбин на величину «бестопливного» потока теплоты ВЭР станции. Во-вторых, будет иметь место передача нагрузки от «Т»-отборов на «П»-отборы или позволяющие увеличивать расход регенеративные отборы и соответствующее снижение генерации электроэнергии из-за разницы удельной выработки на паре перечисленных отборов. Передача тепловой нагрузки указанным отборам может быть в объёме на 40 % меньше нагрузки теплофикационного отбора, замещаемого с помощью АБТН.

В этом же контексте находится и утилизация побочных тепловых потоков промышленных предприятий: теплоты охлаждения воды систем оборотного водоснабжения и пр., что технически проще реализуется. В большинстве случаев это потребует изменить состав турбогенераторов, используемых на характерных режимах, а иногда и установки менее мощных машин. Потенциал последних двух мероприятий определяется возможностями ТЭЦ по изменению состава используемых турбогенераторов в соответствии с тепловыми нагрузками и используемой доли теплоты доохлаждения уходящих газов. Реализуемый потенциал в этом случае оценивается не столько величиной мощности возможного потока теплоты утилизации энергии уходящих газов, сколько возможностью работы конкретной станции с нагрузками отборов, уменьшенными за счёт вытеснения их части потоками теплоты утилизации, а также перераспределением расхода пара между отборам в пользу потоков более высокого давления пара, требуемого для работы АБТН. В первоначальной оценке можно говорить о снижении мощности генерации на ТЭЦ системы до 0,45 ГВт. Установка АБТН, кроме того, обеспечивает резервирование мощности, что уже отмечалось, поскольку при необходимости они могут быть отключены с одновременной загрузкой отборов и ростом генерации электроэнергии.

Тепловые аккумуляторы на крупных ТЭЦ могут обеспечить ночное снижение генерации, как ранее отмечалось, до 1,0 ГВт. Очевидно, что эта величина изменится, если на станции вследствие рассмотренных выше мероприятий оборудование будет работать на техническом минимуме. В связи с этим очевидна

необходимость оптимизации распределения ролей и вклада в суммарный эффект между всеми обозначенными мероприятиями, возможности резервирования, снижения расхода природного газа и пр.

Обобщая изложенное, можно констатировать, что в отопительный период требуемое снижение генерации в часы минимального электропотребления 0,9 ГВт будет обеспечено со снижением потребления природного газа до 1 млн т у.т. в год.

В межотопительный период ситуация более сложная. Задействованы могут быть мероприятия, связанные с отключением распределённых источников предприятий, утилизацией с помощью АБТН теплоты побочных потоков собственных и предприятий близ лежащих. В этом случае будет возможность решения проблемы за счёт перехода к использованию пара непосредственно от котлов и останове турбогенераторов на некоторых ТЭЦ. ЭИМ

Выводы

1. Перевод ТЭЦ на парогазовую технологию в настоящий период нецелесообразен в связи с проблемой организации работы энергосистемы после ввода в строй АЭС.
2. Установка на малых ТЭЦ, обладающих требуемыми электросетями, электродеталей с тепловыми аккумуляторами может обеспечить регулирование от 0,2 до 0,6 ГВт.
3. Необходимо стимулирование собственников блок-станций промышленных предприятий к прекращению генерации в часы провалов путём продажи им электроэнергии, замещающей собственное производство, по тарифу, не превышающему себестоимость её генерации на предприятии. Потенциал оценивается до 0,4 ГВт.
4. Установка абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов для утилизации всех возможных потоков (циркуляционные потоки градирен, дымовые и выхлопные газы) обеспечит годовое снижение потребления природного газа на ТЭЦ до 0,5 млн т у.т.
5. Установка тепловых аккумуляторов на крупных ТЭЦ позволит изменять мощности ТЭЦ в течение суток до 1,4 ГВт и обеспечит экономию природного газа до 0,1 млн т у.т. в год.

Литература

1. Рукес, Б. Современные технологии и перспективы выработки энергии на основе органических топлив / Б. Рукес, Р. Тауд // Газотурбинные технологии. — 2003. — № 5. — С. 6–10.

2. Попырин, А. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / А. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. — 2006. — № 2. — С. 34–39.
3. Воронин, В. П. Пути технического перевооружения электроэнергетики / В. П. Воронин, А. А. Романов, А. С. Земцов // Теплоэнергетика. — 2003. — № 9. — С. 2–6.
4. Новикова, Т. В. Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе / Т. В. Новикова, И. В. Ерохина, А. А. Хорошев // Газотурбинные технологии. — 2005. — № 9. — С. 6–9.
5. Ольховский, Г. Г. Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом / Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. — 2002. — № 9. — С. 72–77.
6. Ильин, Т. Е. Особенности выбора газовых турбин при реконструкции ТЭЦ / Т. Е. Ильин // Газотурбинные технологии. — 2007. — № 4. — С. 2–6.
7. Чубайс, А. Б. Энергетика: тормоз или локомотив развития экономики? / А. Б. Чубайс // Выступление и пресс-конференция Председателя Правления РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайса «Новая инвестиционная программа Холдинга РАО «ЕЭС России». — М., 2007. — Режим доступа: <http://www.raoees.ru/ru/news/speech/confer/prez/130207abc.ppt>
8. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под общ. ред. С. В. Цанева. — 2-е изд., стереот. — М.: издательство МЭИ, 2006. — 584 с.
9. Технико-экономическое обоснование перспективного развития Светлогорской ТЭЦ. — Мн.: РУП «БЕЛТЭИ», 2012. — 146 с.
10. Обоснование инвестирования. Новополоцкая ТЭЦ. Реконструкция с установкой ГТУ. — Мн.: РУП «БЕЛТЭИ», 2010. — 324 с.
11. Романюк, В. Н. Выбор схем парогазовых установок при модернизации паротурбинных ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая // Энергия и менеджмент. — 2013. — № 3. — С. 11–15.
12. Романюк, В. Н. Регулирование генерации электроэнергетики при повышении эффективности использования ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая и др. // Известия вузов и энергетических объединений СНГ // Энергетика. — 2012. — № 2. — С. 67–78.
13. Романюк, В. Н. Эффективное обеспечение графика нагрузок энергосистемы / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая и др. // Энергия и Менеджмент. — 2012. — № 2. — С. 13–20.
14. Романюк, В. Н. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и Менеджмент. — 2015. — № 1. — С. 13–20.