

ПЕРЕВОД КОТЕЛЬНЫХ В РЕЖИМ КОГЕНЕРАЦИИ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ТУРБИН МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Маляренко В. А.¹, Темнохуд И. А.¹, Сенецкий А.В.², Петров А. Ю.³

¹Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А. Н. Бекетова,

²Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины,

³КП "ХТС", филиал ТЭЦ-3.

В статье рассмотрены основные направления реконструкции котельных с помощью внедрения когенерационных технологий.

Постановка проблемы. В настоящее время в Украине сохранилось мало паровых котелен промышленных предприятий, количество которых резко сократилось в последние 20 лет. Паровые котлы оставшихся котельных работают с недогрузкой по пару либо на пониженных параметрах. Часть из них, если позволяет конструкция самого котлоагрегата, переведена в водогрейный режим. В основном, в эксплуатации остались отопительные котельные ЖКХ, большинство мощностей которых были введены в период с 1960-х по 1980-е годы. Оборудование отработало как минимум один полный ресурс (30 лет). Оно морально и физически устарело. Отрасль теплоэнергетики Украины испытывает хроническое недофинансирование на ремонты и модернизацию. Как следствие, оборудование выходит из строя с различным ущербом как для самих котельных, так и для потребителей тепловой энергии.

Анализ последних исследований и публикаций. В связи с указанными выше причинами, а также подорожанием энергоносителей, возникла острейшая необходимость в модернизации источников тепла, сетей и оборудования объектов ЖКХ. Вопросам использования когенерационных установок на предприятиях теплоснабжения в ЖКХ посвящены исследования отечественных и зарубежных ученых [1-2].

Цель статьи - рассмотреть основные направления реконструкции котельных путем внедрения когенерационных технологий.

Основные материалы исследования. Совместное производство тепловой и электрической энергии является наиболее эффективным, по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии на конденсационных ТЭС и тепловой на котельных. Основные направления реконструкции котельных:

- установка на паровых котельных паровых турбин (паровинтовых машин) вместо редуционно-охладительных установок;

- установка на водогрейных котельных газовых турбин и газопоршневых двигателей со сбросом дымовых газов в топку котлоагрегата (в данном случае водогрейный котел преобразуется в котел-утилизатор);

- использование термодинамического цикла с органическим теплоносителем для выработки электроэнергии при утилизации тепла уходящих дымовых газов парового/водогрейного котла.

В первом варианте в качестве турбин можно использовать противодавленческие и конденсационные

паровые турбины низкого давления производства ОАО "Калужский турбинный завод" и Харьковского ОАО "Турбоатом". Верхний предел мощности данных турбин до 6-12 МВт с возможностью ее регулирования в широких пределах.

Основным недостатком паровинтовых машин, которые выпускаются мощностью до 0,5 МВт, является невозможность регулирования мощности, которая остается номинальной. Мощность мини-ТЭЦ регулируется путем включения/отключения различного числа работающих машин.

Второй вариант характеризуется отсутствием паровой части и меньшим количеством изменений в тепломеханической части котельной. Котлоагрегат подвергается небольшим изменениям в тягодутьевом тракте. Основное генерирующее оборудование может работать как совместно, так и полностью отдельно. Для газовых турбин нужен специальный дожимной компрессор или наличие газопровода высокого давления. Газопоршневые двигатели используют газ среднего или низкого давления.

Третий вариант отличается от предыдущих тем, что тепло уходящих дымовых газов используется для кипения органического теплоносителя (предельные углеводороды, фреоны) и получения этого пара для привода турбин. В этом случае реконструкции подлежит хвостовая часть котлоагрегата.

Все три варианта имеют право на жизнь. Выбор того или иного обуславливается технико-экономическим обоснованием.

Важной является реализация электрической части совместного производства тепловой и электрической энергии. Мини-ТЭЦ могут работать в режиме недостатка, равенства или избытка генерации и потребления на собственные нужды.

В первом случае недостающая электроэнергия берется из сети на среднем (6, 10, 35 кВ – крупные и средние районные котельные) или низком (0,4 или 0,66 кВ) напряжении. Во втором случае переток на границе балансовой принадлежности, примерно, равен нулю. В третьем - избыток над собственными нуждами отдается в сеть. В зависимости от теплового режима работы мини-ТЭЦ возможна реализация любого из вышеописанных вариантов.

Учет электроэнергии выполняется на границе балансовой принадлежности. Данные, полученные с приборов учета (многофункциональных счетчиков активной и реактивной энергии) поступают в автоматизированную систему контроля и учета электроэнер-

гии. Они обрабатываются, архивируются и передаются далее на более высокий уровень (облэнерго, энергорынок). Выбор класса напряжения генераторов обусловлен мощностью генераторов (до 250-300 кВт – 0,44/0,66 кВ, более 500 кВт – 6, 10 кВ.) и частично, напряжением наиболее мощных потребителей собственных нужд, установленных на котельной.

Следующий вопрос – величина токов короткого замыкания в узле энергосистемы в месте подключения мини-ТЭЦ, которая обуславливает стоимость оборудования. При одном и том же классе напряжения стоимость возрастает нелинейно с увеличением номинального тока (и тока короткого замыкания, которое данное оборудование может выдержать и отключить). Иногда оборудование приходится брать на больший номинальный ток, чем нужно из-за величины именно токов короткого замыкания. При напряжении 6, 10, 35 кВ может встать вопрос компенсации уровня токов замыкания на землю, что может потребовать установку дополнительного оборудования. Это, в основном, может касаться только крупных котельных. При установке генераторов мощностью выше 1 МВт может потребоваться реконструкция распределительного устройства с изменением его схемы (секционирование, перевод на более высокий класс напряжения).

Еще один злободневный вопрос для украинской энергосистемы – уровни напряжений в различные зоны суток. В зоне минимального потребления (ночь) напряжение превышает 5% порог, установленный правилами технической эксплуатации для нормального режима энергосистемы. В зоне пика (максимум) напряжение наоборот ниже, превышая 5% отклонение. Рассматриваемые мини-ТЭЦ могут сами быть регуляторами напряжения в точках подключения, однако возможности регулирования довольно узкие, исходя из мощности устанавливаемых генераторов. Одновременно может потребоваться установка трансформаторов с регулированием под напряжением, если это технически возможно и экономически целесообразно.

Отдельно следует оговорить вопрос повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к шинам электростанции. В случае системной аварии происходит вывод мини-ТЭЦ на сбалансированную нагрузку средствами автоматики. Это особенно важно при подключении особенно ответственных потребителей первых и частично второй категории по надежности электроснабжения. При наличии достаточной мощности мини-ТЭЦ, возможно, их использование как средства для разворота остановившихся энергетических блоков ТЭЦ.

Управление мини-ТЭЦ, может, и должно, выполняться на современной элементной базе (программируемые логические контроллеры, промышленные компьютеры) с обязательным резервированием и удобным человеко-машинным интерфейсом [1-2]. Больше возможности реализации функций резервирования, архивации данных технологического процесса, который в дальнейшем может быть использован для анализа и выработки стратегии оптимального управления технологическим процессом.

Выводы. Все три варианта реконструкции котельных имеют право на жизнь. Выбор того или иного обуславливается технико-экономическими показателями. Преимуществом газопоршневых двигателей по сравнению с газотурбинными для мини - ТЭЦ является двухтопливность: основное топливо природный газ, а аварийное - жидкое дизельное. В узле нагрузки, центром которого является данная конвертированная котельная, повышается надежность электроснабжения. Дополнительно можно отметить меньшую требовательность газопоршневых установок к качеству смазочных материалов по сравнению с таковыми для газовых турбин. Легкость монтажа контейнеров с генерирующей частью, малая трудоемкость подключения к газозооному тракту и трубопроводам, высокая степень автоматизации, длительный ресурс эксплуатации позволяют отдать предпочтение при модернизации котельных малой и средней мощности газопоршневым генерирующим установкам.

Список использованных источников

1. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А. В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с.
2. Маляренко В. А. Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины [Текст] / В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко, А. В. Сенецкий, И. А. Темнохуд. - Интегровані технології та енергозбереження // Щоквартальний науково-практичний журнал. - Харків: НТУ "ХПІ".- 2012.- Вип.-№4. - С. 11-17. – 162 с.

Анотація

ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЕЛЕН В РЕЖИМ КОГЕНЕРАЦІЇ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ ТУРБІН МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

Маляренко В. А., Темнохуд І. О., Сенецкий О. В.,
Петров О. Ю.

У статті розглянуті основні напрямки реконструкції котельень за допомогою впровадження когенеративних технологій.

Abstract

THE INTRODUCTION OF A NEW MODE OF CO-GENERATION ON BOILER-HOUSES BY WAY OF LOW-POWER TURBINE INSTALLATION

V. Malyarenko, I. Temnokhud, A. Senetskiy,
A. Petrov

The fundamental principles of the boiler-house renovation with the use of co-generation technologies have been examined in the article.