

## Опыт внедрения редуцирующего турбогенератора в действующей котельной

Шакиров В. А., канд. техн. наук

ФГБОУ ВПО “Братский государственный университет”

Шакиров А. М., инж.

ООО “Братская электрическая компания”

Описана тепловая схема редуцирующего турбогенератора для выработки электроэнергии на собственные нужды отопительной котельной. Рассмотрены возможности и проблемы монтажа турбогенератора в условиях действующего оборудования.

**Ключевые слова:** котельная, турбогенератор, редуцирование пара, энергоэффективность.

Одной из основных проблем в теплоэнергетике является неудовлетворительное состояние систем теплоснабжения, характеризующееся высоким износом основных фондов, особенно тепловых сетей и котельных, недостаточной надежностью функционирования, большими энергетическими потерями и негативным воздействием на окружающую среду [1]. В таких условиях с учетом постоянного роста тарифов на электроэнергию необходимо активное внедрение мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности. Существенные резервы для этого имеются в промышленных и отопительных котельных, где осуществляется выработка пара высоких параметров, а затем снижение его параметров путем дросселирования в редуцирующих установках (РУ). Редуцирование пара сопровождается потерями энергии. Действенным энергосберегающим мероприятием для котельных может быть замена РУ редуцирующими турбогенераторами (ТГ) [2], что повышает эффективность использования топлива в котельной, позволяет создавать автономный источник электроэнергии, благодаря чему повышается надежность котельной, которая становится менее зависимой от аварий во внешней системе электроснабжения. Кроме того, обеспечивается выработка электроэнергии в месте ее потребления, вследствие чего исключаются расходы на транспортировку и приобретение электроэнергии.

Рассмотрим проведенную в 2012 г. реконструкцию действующей котельной 45-го квартала г. Братска Иркутской области. В котельной установлены три паровых котла КЕ-50-14-225, два водогрейных котла КВР-35-150 и водогрейный котел КВТС-30. Пар на выходе из котлов имеет давление 1,4 МПа и температуру 225 °С. Котельная предназначена для отопления и горячего водоснабжения жилого района. Первоначальный проект котельной

предусматривал обеспечение паром высоких параметров технологических процессов завода “Сибтепломаш”. После закрытия части цехов пар высоких параметров стали направлять через редуцирующие устройства в общий коллектор с давлением 0,3 – 0,5 МПа для использования в деаэраторах и пароводяных подогревателях. В летнее время в работе находятся только паровые котлы, и горячее водоснабжение осуществляется от пароводяных подогревателей. Расход пара составляет до 40 т/ч, в летнее время — до 30 т/ч. Для выравнивания тепловой нагрузки установлены четыре бака-аккумулятора вместимостью по 700 м<sup>3</sup>.

В результате реконструкции установлена турбина с противодавлением, что позволило осуществлять редуцирование пара и получать электроэнергию (мощность — 500 кВт) в круглогодичном режиме без существенных затрат топлива. На рис. 1 представлен фрагмент принципиальной тепловой схемы котельной. Штрихпунктиром показана реконструируемая часть.

В условиях действующей котельной выбор места установки турбогенератора представляет определенную трудность в здании, заполненном оборудованием. Необходимо было минимизировать длину паропроводов свежего и отработавшего пара, коммуникаций водопровода, дренажа и канализации, установить электро-технические устройства и пункт управления, соорудить фундамент.

Выбор места осуществляла специальная комиссия с участием представителя проектной организации. Было решено установить турбогенератор вместо ранее демонтированного котла КВТС-30 № 4. Такое решение определили близость к паропроводам, главному щиту управления котельной и относительная простота транспортировки турбины до места монтажа. Транспортировать турбогенератор по зда-

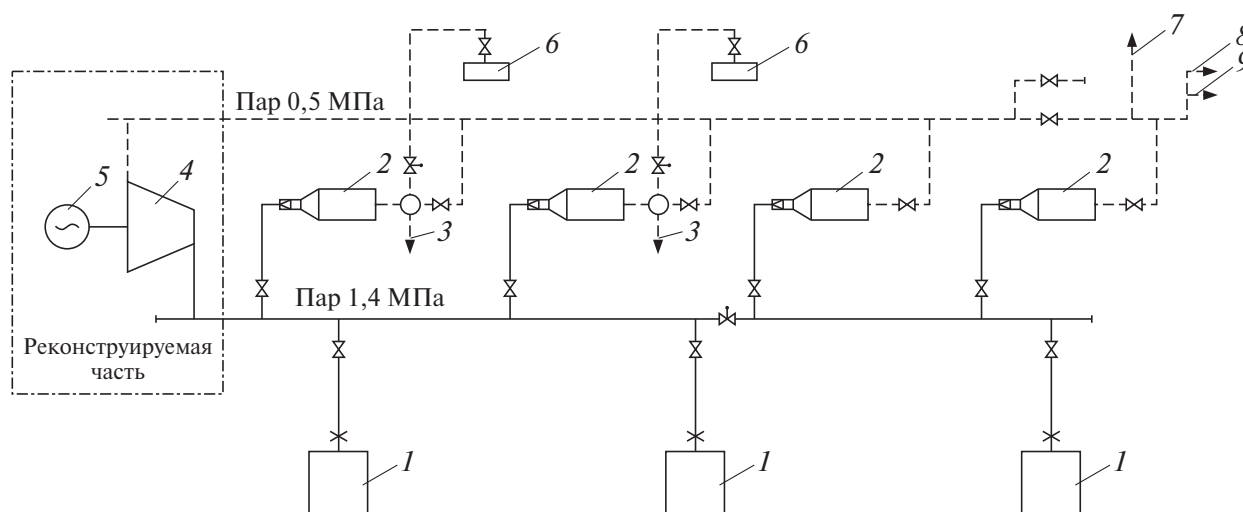


Рис. 1. Фрагмент тепловой схемы котельной:

1 — котлоагрегат; 2 — редуцирующее устройство; 3 — дренаж; 4 — турбина; 5 — генератор; 6 — подогреватель сетевой воды; 7 — пар на химводоочистку; 8 — деаэрактор; 9 — топливоподача

нию котельной было практически невозможно, поэтому его через разобранное остекление фасада котельной перенесли с помощью крана на отметку 4,8 м и затем по уложенным двутавровым балкам установили на фундамент.

Фундаменты котлоагрегата № 4 представляли собой десять железобетонных колонн сечением  $200 \times 200$  мм, опирающихся на свайное поле, а в верхней части объединенных зольником (бункером). По заключению проектной организации, подтвержденной экспертами, фундаменты не соответствовали требованиям прочности по динамическим нагрузкам. Кроме того, на бункер продолжительное время оказывались температурные и химически агрессивные воздействия, вследствие чего он потерял прочность. Поэтому в проекте предусмотрели установку турбины на новой железобетонной плите, опирающейся на три поперечных пилона. Но недостатком этого решения явилась некоторая запыленность в котельном цехе. Планируемый перевод котельной на сжигание природного газа должен был устранить этот недостаток.

При реконструкции котельной выполнен монтаж блочной турбогенераторной установки с противодавлением типа Кубань-0,5 (ТГ-0,5/0,4 Р12/4,5). Она предназначена для выработки электроэнергии и рассчитана на продолжительное время эксплуатации параллельно с энергосистемой, длительную автономную работу и параллельную работу с однотипными генераторами на локальную сеть, а также с целью обеспечения паром технологических нужд. Основные технические параметры ТГ и их допустимые изменения приведены в таблице. Турбина Кубань-0,5 укомплектована синхронным генератором типа СГ-500-4УЗ

с бесщеточной системой возбуждения. Основные технические параметры генератора: номинальная мощность — 500 кВт, коэффициент мощности — 0,8, номинальное напряжение — 400 В, номинальный ток статора — 902 А, частота — 50 Гц, номинальная частота вращения —  $1500 \text{ мин}^{-1}$ , КПД — 94,3 %.

На рис. 2 приведена тепловая схема турбогенератора. Свежий пар давлением 1,3 МПа и температурой выше  $191^\circ\text{C}$  поступает в турбину 3 через стопорный клапан быстрозапорного клапана 1 и парораспределение 2, обеспечивающие пуск и останов турбогенератора при заданных параметрах. Проходя через проточную часть турбины, пар приводит во вращение ее ротор и ротор генератора 5, связанный с ним через редуктор 6 с помощью зубчатых муфт.

Для поддержания постоянного давления пара за турбогенератором в схеме предусмотрен автоматический регулирующий клапан, который при изменении электрической нагрузки или останове ТГ перепускает часть пара в обход турбины через РУ. Отработавший пар давлением  $P = 0,25 \div 0,3$  МПа из турбины 3 поступает на производственные нужды. Для защиты выхлопной части турбины 3 от превышения давления служит предохранительный клапан, настроенный на начальное открытие при  $P = 0,65$  МПа.

Система смазки подшипников турбины и редуктора, зубчатого колеса редуктора в номинальном режиме обеспечивается маслом от насоса-регулятора, а в режимах пуска и останова — от пускового масляного насоса. Для снабжения маслом редуктора и подшипников турбины на время выбега ротора при аварийном останове ТГ установлен аварийный

Параметр ТГ-0,5/0,4 Р13/4,0	Номинальное значение	Диапазон изменения
Мощность при $\cos \varphi = 0,8$ , кВт	500	0 – 500
Частота вращения ротора, $\text{мин}^{-1}$ :		
турбины	8000	0 – 8800
генератора	1500	0 – 1650
Давление (абсолютное) сухого насыщенного пара перед быстрозапорным клапаном, МПа	1,3	1,1 – 1,3
Температура пара перед быстрозапорным клапаном, °С, не менее	191	$T_s$
Давление (абсолютное) пара за турбиной, МПа	0,4	0,3 – 0,5
Расход насыщенного пара при номинальных параметрах пара, т/ч	16	–
Расход охлаждающей воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	30	10 – 35

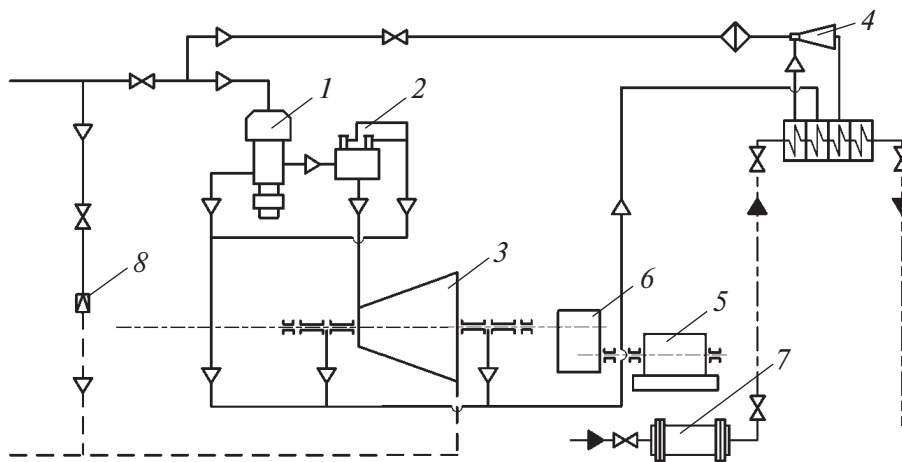


Рис. 2. Тепловая схема турбогенератора ТГ-0,5/0,4Р12/4,5:

1 – стопорный клапан быстрозапорного клапана; 2 – парораспределение; 3 – турбина; 4 – эжектор системы отсоса; 5 – ротор генератора; 6 – редуктор; 7 – маслоохладитель; 8 – редуцирующее устройство

маслобак вместимостью  $0,2 \text{ м}^3$ . При останове ТГ и отказе пускового масляного насоса масло самотеком (за счет расположения аварийного маслобака на высоте более 2 м относительно оси ТГ) поступает на смазку подшипников. Время опорожнения аварийного маслобака составляет около 10 мин, т. е. за этот промежуток необходимо остановить вращение ротора, отключив генератор от сети и прекратив доступ пара в корпус турбины.

Отсос паровоздушной смеси из уплотнения турбины 3, стопорного клапана 1 и парораспределения турбины 2 осуществляется эжектором системы отсоса 4, в охладителях которого пар полностью конденсируется, а воздух удаляется в помещение. Рабочий пар на эжектор поступает из линии свежего пара через запорный вентиль.

Дренажи от паропровода свежего пара и продувка стопорного клапана направляются в систему дренажей и продувок паросиловой установки. Для охлаждения масла использу-

ется техническая вода. Маслоохладитель 7 и охладители эжектора 4 подключены по охлаждающей воде параллельно. Слив ее выведен в канал гидрозолоудаления.

Подключение генератора было осуществлено к шинам  $0,4 \text{ кВ}$  ТП-61  $10/0,4 \text{ кВ}$  собственных нужд, так как ранее к ячейке  $0,4 \text{ кВ}$  подключалась нагрузка котлоагрегата № 4, к тому времени демонтированного. Технические условия ОАО «Иркутская электросетевая компания» предусматривали отключение соответствующих вводов  $10 \text{ кВ}$  на центральном распределительном пункте котельной при исчезновении напряжения на питающих фидерах и изменении направления мощности. С учетом изложенного была принята система параллельной работы генератора с энергосистемой без выдачи мощности в сеть. Проектом предусмотрены и смонтированы, проверены и испытаны в необходимом объеме оборудование, устройства защиты и автоматики, контрольно-измерительные приборы

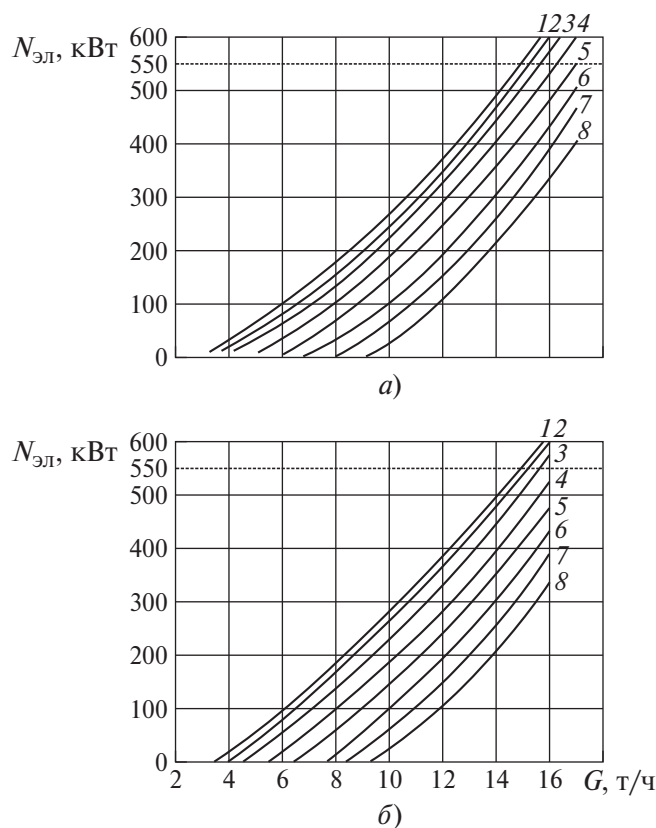


Рис. 3. Графики зависимости электрической мощности от расхода пара при давлении  $P_0 = 1,4$  МПа (а) и 1,3 МПа (б): 1 – 8 — противодействие соответственно 0,2 МПа, 0,25, 0,3, 0,35, 0,4, 0,45, 0,5, 0,55 МПа

и сигнализация, провода и кабели, средства защиты, в том числе счетчики передаваемой активной и реактивной энергии. К трансформаторам напряжения, трансформаторам тока вводных ячеек 10 кВ подключены реле направления мощности. К трансформаторам тока ячейки генератора подключили защиту: токовую отсекку, максимальную токовую защиту, защиту от перегрузки.

Схема управления генератором предусматривает возможность ручного регулирования мощности и автоматического поддержания работы генератора в заданных пределах перетока мощности от шин питающей котельную подстанции “Заводская” в сторону распределительного устройства 10 кВ котельной.

До ввода в эксплуатацию турбогенератора, работающего параллельно с сетью электросетевой компании, были разработаны и согласованы режимы малой электростанции. Количество вырабатываемой электроэнергии в летнее время достаточно для автономной работы котельной. Однако изолированная работа турбогенератора может рассматриваться только в аварийном режиме, так как изменение противодействия пара на выходе из

турбины приводит к снижению качества вырабатываемой генератором электроэнергии.

Перед запуском турбогенератора были проведены наладочные испытания, предусмотренные правилами технической эксплуатации. При запуске турбины в автономном режиме обнаружили колебания напряжения, частоты и нагрузки генератора в зависимости от изменения противодействия. Но при параллельной работе с энергосистемой обеспечивается поддержание постоянного напряжения и частоты в электросети. На рис. 3 представлены графики зависимости электрической мощности турбогенератора от расхода и параметров пара.

Для выхода турбогенератора на номинальную мощность было снижено давление в коллекторе до 0,25 МПа. При дальнейшем снижении ухудшались показатели качества питательной и подпиточной воды по содержанию кислорода вследствие ухудшения работы деаэраторов. Тем не менее при расходе пара 16 т/ч и противодействии 0,25 – 0,3 МПа ТГ выдавал проектные 450 – 500 кВт электрической мощности. Расход пара через редуцирующие устройства соответственно снижался.

Таким образом, при установке турбогенератора в здании действующей котельной необходимо особенно тщательно подходить к выбору для него места. Следует учитывать существующее давление в коллекторе за редуцирующими устройствами и возможность его снижения при обеспечении оптимальной работы турбогенератора. Реконструкция обуславливает повышение требований к квалификации персонала котельной, что положительно отражается на производительности труда. Появляется дополнительная возможность регулирования процесса производства тепловой и электрической энергии.

В результате установки редуцирующего турбогенератора экономический эффект составил около 1 млн руб. в квартал при действующем тарифе энергосистемы. Планируется установка второго турбогенератора, так как имеется запас по электрической нагрузке и пару.

### Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
2. Государственная программа Российской Федерации “Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года”. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.