

Технико-экономическая эффективность применения когенерационных установок на зерносушильных комплексах

Многие предприятия, занимающиеся производством и переработкой сельскохозяйственной продукции, имеют большую энергоемкость и низкие показатели эффективности использования энергии (в особенности тепловой). При переработке зерновых культур около 70 % энергии расходуется на сушку и очистку зерна.

Сушка зерновых – сложный процесс одновременного тепло- и массообмена, а также технологический процесс, при котором исходные свойства материалов должны быть не только сохранены, но в ряде случаев даже улучшены.

К продаваемому государству зерну предъявляются высокие требования по содержанию влаги. Зерно принимается с влажностью 14 %. При сушке не только удаляется влага, но и изменяются свойства материалов (структурно-механические, технологические и биологические). Выбор технологии сушки семенного зерна зависит от его влажности. Если влажность при уборке не превышает 20 %, то семена можно высушить при поточной обработке за один пропуск через сушилку. Снижение влажности за один проход не должно превышать 6 %. При влажности 22 % целесообразно применять подсушку семян на 2–3 % в бункерах активного вентилирования атмосферным или подогретым воздухом с дальнейшей сушкой в сушилках. При более высокой влажности зерна необходима промежуточная отлежка его в бункерах активного вентилирования между двумя пропусками через сушилку. Семена после предварительной

очистки поступают в сушилку, где подсушиваются на 4–5 % и, минуя охлаждающую колонку, направляются в бункеры активного вентилирования. При продувании атмосферным воздухом семена дополнительно подсушиваются на 1–2 %. В конце рабочего дня, когда поступление зернового вороха от комбайнов прекратится, семена из бункеров подаются вторично в сушилку для окончательной сушки.

В настоящее время проводятся исследования по снижению энергозатрат на зерносушильных комплексах (ЗСК), сбор первичной информации на основе энергетических аудитов, обработка результатов и анализ энергоэкономических показателей. Разрабатываются энергетические балансы ЗСК с их последующей оптимизацией.

Следует отметить, что рост производительности не всегда пропорционален энергопотреблению. Например, СЗК-10Г (производительность по сырому

Actions are offered for increase an overall performance of grain complexes. In article are considered problems with grains drying at the enterprises of Belarussian agriculture. Is given the economic and power estimation an overall performance of grain dryers.

зерну при снижении влажности с 20 до 14 %, 10 т/ч) имеет установленную электрическую мощность 40,4 кВт, тепловую – 0,8 МВт. На СЗК-40Г производительность 40 т/ч, мощность теплогенератора – 4 МВт, электрическая мощность при этом – 190–200 кВт. В табл. 1 приведены технические характеристики зерносушилок СЗК-40.

Из табл. 1 можно сделать вывод, что следует рассматривать различные варианты получения тепловой энергии на ЗСК. Эффективность выбранного варианта будет зависеть от возможностей транспортировки, хранения, подачи и в первую очередь стоимости топлива.

Весьма важной является задача анализа и обоснования различных способов энергообеспечения ЗСК и оптимизации режимов энергопотребления с целью снижения расходов энергоресурсов.

КПД зерносушилки можно представить зависимостью:

$$\eta_t = (t_2 - t_1) / (t_2 - t_0),$$

где t_0 – температура наружного воздуха; t_1 – температура воздуха на входе в сушилку;

t_2 – температура воздуха на выходе из сушилки.

В табл. 2 приведен примерный тепловой баланс зерносушилки.

Анализ показывает, что ЗСК – объект с малым тепловым КПД. Для увеличения η_t (КПД сушки) необходимо увеличить долю затрат теплоты на испарение влаги Q_1 .

ЗСК представляют собой отдельно стоящие объекты с необходимостью электроснабжения (в зависимости от удаленности) кабельной или ВЛ 10 кВ с последующим применением КТП 10/0,4 кВ. Кроме того, остро стоит вопрос получения тепловой энергии – будь это жидкостные, газовые или твердотопливные генераторы. Решение этих задач требует колоссальных финансовых и временных затрат.

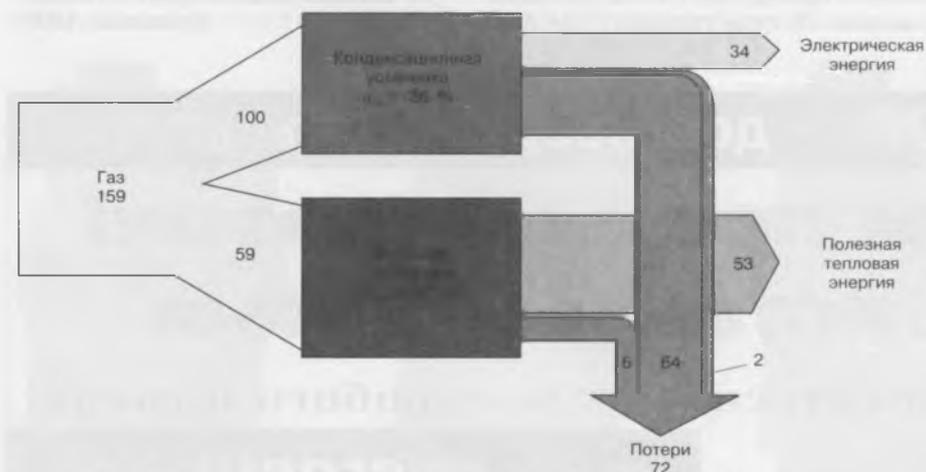


Рис. 1. Раздельное производство тепловой и электрической энергии

Таблица 1

ПАРАМЕТРЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗЕРНОСУШИЛОК СЗК-40

Наименование показателя	Значение		
	СЗШ-40Ж	СЗШ-40Г	СЗШ-40Т1
Производительность по сырому зерну пшеницы при снижении влажности с 20 до 14 %, т/ч, не менее:			
– основного времени;	40,0	40,0	34,0
– сменного времени;	26,7	26,7	22,7
– эксплуатационного времени	25,3	25,3	21,5
Номинальная тепловая мощность, кВт, не менее	4 000	4 000	3 000
Количество воздухонагревателей, шт.	2		
Вид потребляемой энергии	Тепловая и электрическая		
Вид топлива	Дизельное СТБ 1658 или печное бытовое ТУ38.101.656	Газ природный ГОСТ 5542	Дрова, отходы лесоразработки и деревообработки
Интервал регулирования температуры теплоносителя, °С	40–120		
Вместимость сушилки по зерну с плотностью 0,75 т/м ³ , т, не менее	82		
Количество сушильных шахт, шт.	2		
Количество вытяжных вентиляторов (радиальных), шт.	2		
Суммарная производительность вентиляторов, м ³ /ч, не менее	160 000		
Количество норий, шт.	1		
Производительность нории, т/ч, не менее	80		
Производительность конвейера, т/ч, не менее	80		
Удельный расход топлива при снижении влажности зерна пшеницы с 20 до 14 %, не более	7,5 кг/т	8 м ³ /т	30 кг/т
Расход тепла на 1 кг испаренной влаги при снижении влажности зерна пшеницы с 20 до 14 %, кДж/кг, не более	4 200	4 200	4 800
Установленная мощность электродвигателей, кВт, не более	200	200	190
Удельный расход электроэнергии при снижении влажности зерна пшеницы с 20 до 14 %, кВт·ч/т, не более	5	5	5,6
Количество обслуживающего персонала, чел.	1	1	2
Габаритные размеры, м, не более:			
– высота (по коньку нории)	24		
– длина	20		
– ширина	8		
Масса, кг, не более	80 000		
Неравномерность сушки, %, не более	±1		
Неравномерность нагрева зерна, °С, не более	±5		
Отклонение температуры теплоносителя от заданной, °С, не более	±3		
Температура охлаждения зерна после сушки:			
– при температуре наружного воздуха до 17 °С, не более	8 °С выше температуры наружного воздуха		
– при температуре наружного воздуха свыше 17 °С, не более	10 °С выше температуры наружного воздуха		
Срок службы, лет, не менее	15		

Один из важных вопросов работы ЗСК – выбор эффективной системы автономного энергоснабжения. За рубежом для этого разработаны системы на основе газовой микротурбины, вырабатывающие электрическую мощность, кратную 30 кВт, плюс 60 кВт тепловой энергии. Суммарный КПД использования газового топлива при работе на номинальной мощности составляет более 80 %, что существенно больше, чем у централизованных систем (при учете сетевых потерь энергии). Особенность этих систем – применение инвертора напряжения. Фазовая синхронизация напряжения инвертора позволяет соединять в параллель отдельные системы и наращивать мощность до необходимой величины. Микротурбинные системы лишь недавно вышли на потребительский

рынок и должны пройти всестороннюю апробацию.

В настоящее время надежность традиционных источников энергообеспечения и энергетических сетей оценивается термином «три девятки», что дает гарантию работы в течение 99,9 % времени при продолжительности времени отказа ежегодно не более 8 ч. Однако многим современным производствам нужна надежность в девять девяток. Достичь ее можно только с переходом на микроэнергетические установки и новые принципы работы энергосетей.

Традиционное раздельное производство электрической энергии конденсационными электростанциями и тепловой энергии котловыми агрегатами является неэффективной технологией. Большая часть энергии при таком энер-

гообеспечении теряется в виде тепла отходящих газов.

КПД установок комбинированного производства тепловой и электрической энергии может достигать 75 %. Поэтому в течение многих десятилетий для производства электрической энергии и центрального отопления и использовались крупные тепловые электростанции.

С применением автономных установок комбинированного производства тепловой и электрической энергии (рис. 2) КПД может быть увеличен до 90 %. Эти установки могут применяться в тех случаях, когда использование тепловых электростанций нерентабельно, поскольку электрическая и тепловая энергия производятся в месте их потребления и потери при транспортировке минимальны.

Таблица 2

УДЕЛЬНАЯ ДОЛЯ ЗАТРАТ И ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (%) НА СУШКУ В ЗЕРНОСУШИЛКЕ

Статьи теплового баланса	Доля тепловой энергии	
	от общей суммы затрат и потерь	от непроеизводительных потерь
Затраты на испарение влаги (термический КПД)	53,2	-
Потери теплоэнергии на нагрев зерна	15,0	32
Потери теплоэнергии с отработавшим агентом сушки	23,9	51,1
Потери теплоэнергии в окружающую среду	6,9	14,7
Потери теплоэнергии на химический и механический недожог	1,0	2,2
Итого: затрат и потерь	100,0	-
потерь	46,8	100,0

Выделяют несколько перспективных направлений когенерации электрической и тепловой энергии, которые могут быть использованы при реконструкции существующих и строительстве новых теплоэнергетических объектов:

- паротурбинные установки (ПТУ) с теплофикационным использованием теплоты отработавшего пара;
- газотурбинные установки (ГТУ) с котлами-утилизаторами или со сбросом дымовых газов в существующие котлы;
- газопоршневые агрегаты (ГПА) с утилизаторами теплоты;
- энергоэкологоэффективные установки на базе комбинаций одного из трех указанных выше вариантов и установок глубокой утилизации продуктов сгорания органического топлива.

Для эффективного энергообеспечения наиболее рационально применение когенерационных установок. Модульная технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии – это не только высокоэффективное энергопроизводство при КПД 90 %, но и компактность, целостность, выполнение заводских испытаний, готовность к подключению, удобство в обслуживании. В дальнейшем система регулируется с учетом электрической или тепловой нагрузки путем выключения или включения отдельных модулей.

Обычно установки комбинированного производства тепловой и электрической энергии (рис. 3) выпускаются как многомодульные системы мощностью до 2 МВт. Отдельные модули эксплуатируются в режиме их номинальной мощности, что обеспечивает максимальную производительность.

Мощность установок комбинированного производства тепловой и электрической энергии определяется с учетом экономических факторов, обеспечивая максимальную от них отдачу.

Оптимальные размеры и количество модулей вычисляются на основе экономического анализа, который выполняется для каждого конкретного случая.

Выбор типа и мощности когенерационной установки производится на основе обследования объекта энергоснабжения для определения его тепловой нагрузки, а также объема потребления электрической энергии. Для ряда помещений производственного и офисного типа с целью увеличения количества использования электрической установленной мощности определяется также потребность в холоде для кондиционирования с использованием абсорбционных холодильных машин.

Электрическую мощность когенерационной установки выбирают исходя из тепловой нагрузки объекта энергоснабжения или исходя из необходимого объема электрической энергии, то есть из электрической нагрузки.

При выборе устанавливаемой мощности исходя из тепловой нагрузки объекта получаем наибольший эффект по экономии топливно-энергетических ресурсов. Здесь необходимо учитывать следующее обстоятельство – избыточная электрическая выработка установок будет продаваться Белорусской энергосистеме по установленным тарифам. Экономическая привлекательность когенерационной установки для предприятия несколько снижается.

При выборе устанавливаемой мощности исходя из электрической нагрузки объекта потребуется дополнительная установка котельного оборудования ли-

бо подключение к централизованным тепловым сетям.

Расчет и выбор когенерационной установки выполняется в следующей последовательности.

1. Необходимо определить максимальную, минимальную и среднечасовую нагрузки когенерационной установки. Максимальная и минимальная нагрузки высчитываются при обследовании или проектировании объекта. Среднечасовые нагрузки определяются следующим образом:

$$Q_{ч} = Q_{г} / T_{г}, \text{ Гкал/ч либо}$$

$$Э_{ч} = Э_{г} / T_{г}, \text{ Гкал/ч, кВт·ч,}$$

где $Q_{ч}$ – среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч;

$Q_{г}$ – годовое потребление тепловой энергии, Гкал;

$Э_{ч}$ – средняя электрическая нагрузка, кВт·ч;

$Э_{г}$ – потребление электроэнергии в год, кВт·ч;

$T_{г}$ – число часов работы в году, ч.

2. Исходя из полученных данных, выбирают когенерационную установку (две или более) для покрытия части максимальной тепловой нагрузки (приблизительно 85 %). Для покрытия пиковой тепловой нагрузки обычно используется дополнительно поставленный котел. По среднечасовой и минимальной нагрузкам высчитываем необходимое количество когенерационных установок для обеспечения максимального числа часов использования установленной мощности.

3. Рассчитываем число часов использования установленной мощности:

$$T_{уст} = 0,95Q_{г} / Q_{уст}, \text{ ч,}$$

где $Q_{г}$ – количество потребляемой за год тепловой энергии, Гкал;

$Q_{уст}$ – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, Гкал/ч;

0,95 – поправочный коэффициент на использование пикового водогрейного котла.

Производим расчет срока окупаемости внедрения когенерационной установки:

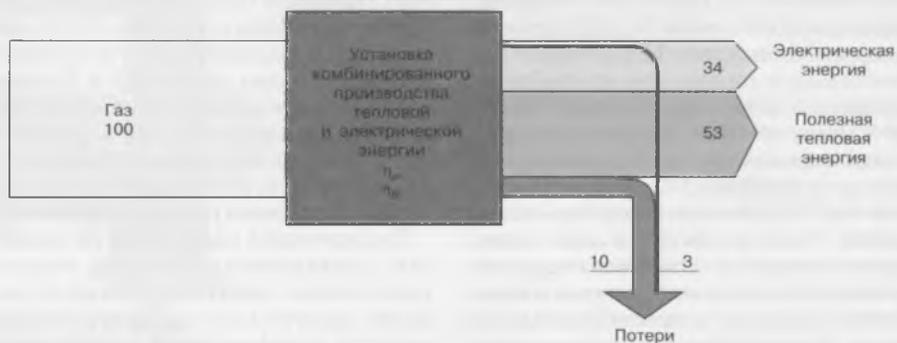


Рис. 2. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии

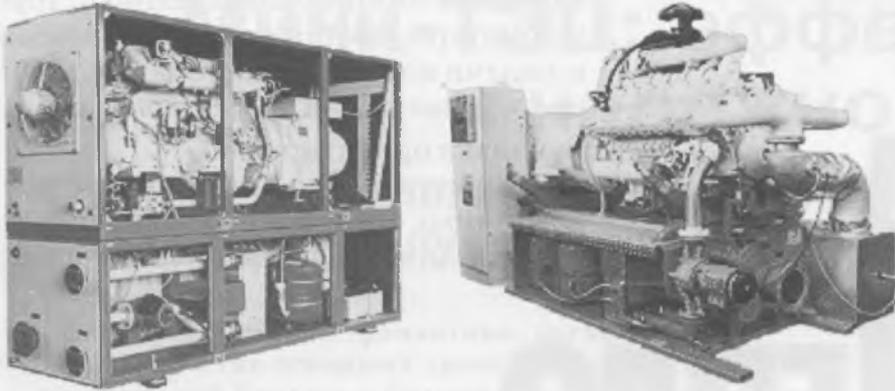


Рис. 3. Модульная когенерационная установка

- определяем укрупненные капиталовложения на внедрение когенерационных установок на предприятиях с созданием малых ТЭЦ;
- стоимость выбранной когенерационной установки рассчитываем по данным предприятия – изготовителя аналога, принятого для расчета. В последующем стоимость уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования;
- стоимость электротехнических устройств составляет ориентировочно 10–15 % от стоимости когенерационной установки;
- стоимость тепломеханической части (подвод сетевой воды, трубопроводы тех-

нической воды и т. д.) – 15–20 % от стоимости когенерационной установки;

- стоимость строительно-монтажных работ рассчитывается в зависимости от:
 - расположения когенерационной установки в уже существующем здании – 15–20 % от стоимости оборудования;
 - расположения когенерационной установки в отдельном стоящем строении – 20–30 % от стоимости оборудования;
 - стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10 % от стоимости строительно-монтажных работ;
 - стоимость пусконаладочных работ – 3–5 % от стоимости оборудования;
 - стоимость оборудования;

$$C_{об} = C_{ТГ} + (0,1 - 0,15) C_{ТГ} + (0,15 - 0,2) C_{ТГ}, \text{ тыс. руб.};$$

- капиталовложения в мероприятие:

$$K_{ТГ} = C_{об} (0,05 - 0,1) C_{СМР} + (0,15 - 0,3) C_{об} + (0,03 - 0,05) C_{об}, \text{ тыс. руб.};$$

- определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K_{ТГ} / (\Delta B^{ТГ} C_{толл}), \text{ лет};$$

где $K_{ТГ}$ – капиталовложения в мероприятие, тыс. руб.;

$\Delta B^{ТГ}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{толл}$ – стоимость 1 т у.т., уточняется на момент составления расчета.

При применении установок комбинированного производства тепловой и электрической энергии появляется возможность как частично, так и полностью удовлетворять спрос на электроэнергию и использовать производимое тепло для технологических нужд.

Викентий РУСАН,
доктор технических наук,
профессор
Павел КЛИМКОВИЧ,
магистрант технических наук,
БГАТУ

(Статья поступила в редакцию 26.09.2013 г.)

ЛИТЕРАТУРА

1. Выбор критерия эффективности при строительстве мини-ТЭЦ // Энергоэффективность. – 2008. – № 3.
2. Газотурбинные электростанции для автономных энергетических систем // Энергетика и промышленность России. – 2004. – № 9.
3. Когенерация как экономический стимул // Энергоэффективность. – 2008. – № 4.
4. Русан В. И., Ходыко С. С., Гоменюк Н. П. Проблемы аграрной энергетики и пути их решения. – Минск: БГАТУ, 2010. – 160 с.
5. Опыт проектирования мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами // Энергоэффективность. – 2006. – № 3.
6. Перевод отопительных котельных в мини-ТЭЦ // Энергия и менеджмент. – 2006. – № 4.
7. Предложения по оценке когенерационной техники при проведении конкурсов на поставку оборудования // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 3.
8. Мясникович М. Энергетическая безопасность и устойчивое инновационное развитие – основа независимости страны // Экономика Беларуси. – 2007. – № 3.
9. Гордеев П. Н., Яковлев Г. В. Развитие энергостанций с поршневыми двигателями за рубежом // Электрические станции. – 2001. – № 10.
10. Яковлев Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
11. Седнин В. А. Повышение энергетической и экологической эффективности систем теплоснабжения. – Киев, 2003. – Т. 25. – № 4.
12. ГОСТ 27.502-83. Надежность в технике. Система сбора и обработки информации. Планирование наблюдений. – М.: Изд-во стандартов. – 23 с.
13. Русан В. И. Энергетическая ситуация и основные направления эффективного энергообеспечения АПК. Аналитический обзор. – Минск: РУП «БНИВНФХ в АПК», 2003. – 55 с.
14. Руководство по эксплуатации ЗСК-10.00.00.000-01 РЭ. – Минск: ОАО «Амкор», 2005. – 65 с.
15. Руководство по эксплуатации ЗСК-40.00.00.00 РЭ. – Минск: ОАО «Амкор», 2010. – 69 с.

ВЫВОДЫ

1. Установленная мощность большинства ЗСК не превышает 4–6 МВт. При таких мощностях целесообразно применение газопоршневых когенерационных установок. Себестоимость выработки электроэнергии на таких установках не превышает 2 цента/кВт·ч, а тепловой – 10–12 долл./Гкал, что в 2–3 ниже установленных тарифов на тепловую и электрическую энергию.
2. Выбор варианта реконструкции эксплуатирующихся и перспективных ЗСК и перевода их в когенерационный цикл производства должны производиться индивидуально для каждого объекта с обязательным анализом почасовых тепловых нагрузок, режимов работы оборудования и сложности энергообеспечения по традиционной схеме.
3. Выбор мощностей и их мест размещения нужно производить с учетом взаимной выгоды «большой» и «малой» энергетики. Размещение установок в удаленных точках энергосистемы позволяет повысить надежность электроснабжения и снизить потери в электросетях. Согласование работы энергоисточников в течение суток позволит выровнять график загрузки энергетических установок на электростанциях энергосистемы в часы пиков электропотребления.
4. Модернизация сельскохозяйственных предприятий, в частности ЗСК, должна планироваться с учетом перспективных планов развития систем энергообеспечения.