

УДК 303.725 + 330.131
JEL C61, C67, O13

В. Н. Чурашев¹, В. М. Маркова²

¹ *Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН
пр. Акад. Лаврентьева, 17, Новосибирск, 630090, Россия*

² *Новосибирский государственный университет
ул. Пирогова, 2, Новосибирск, 630090, Россия*

tch@ieie.nsc.ru, markova_vm@mail.ru

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ОТХОДОВ С ПОЗИЦИЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ (НА ПРИМЕРЕ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ). ЧАСТЬ 2^{*}

Объективный анализ и прогнозирование теплосбережения в России в настоящее время весьма затруднительны, так как статистическая отчетность по энергоносителям ориентирована в основном на показатели производства топлива и энергии, а не на показатели их потребления. По оценке экспертов, основные потери ТЭР происходят при сжигании топлива на ТЭС и котельных. Одной из главных причин высоких потерь энергии на стадии преобразования топлива в электрическую и тепловую энергию является использование устарелых технологий генерации. В первой части статьи проводился анализ тепловых потерь в РФ и регионах Сибири. Во второй части статьи акцент делается на анализе возможности сокращения потерь ТЭР за счет реализации инновационных энерготехнологий. На основе экономико-математического инструментария (модель регионального ТЭК; отчетный и прогнозный топливно-энергетические балансы региона) оценивается потенциальный объем сокращений потерь теплоэнергии на примере Кемеровской области.

Ключевые слова: утилизация тепла, энергосбережение, когенерация, региональная эффективность, энергетические технологии.

В первой части статьи мы рассмотрели текущую ситуацию в теплоснабжении в РФ в целом и Кемеровской области в частности. Существенный рост доли котельных в выработке теплоэнергии за последние 15 лет привел к тому, что в результате доля полезно используемого сбросного тепла ТЭС уменьшилась, что стало причиной неэффективной работы станций. Со стороны потребителей, при отсутствии приборов учета, также происходило ухудшение эффективности использования тепла, при этом реальные сверхнормативные потери тепла учитывалось как тепло, поставленное потребителям. Мы сформировали список технологий, позволяющих эффективнее вырабатывать и использовать теплоэнергию, реализуемых в следующих сферах: комбинированное производство энергии, частичное преобразование тепловой энергии в энергию холода. Для проведения их сравнительной оценки был предложен модельный инструментарий: топливно-энергетический баланс и оптимизационная модель

^{*} Статья подготовлена при финансовой поддержке интеграционного проекта СО РАН № 120 «Утилизация тепловых отходов в восточных районах России как важнейший фактор энергосбережения и роста эффективности развития экономики». Первая часть статьи опубликована в журнале «Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки». 2015. Т. 15, вып. 4. С. 77–90.

регионального ТЭК. В этой статье мы сфокусируемся на результатах прогнозных расчетов по оценке сравнительной эффективности внедрения ряда энерготехнологий и традиционных энергоустановок для региональной системы (Кемеровской области)¹. При решении задачи с позиций региональной эффективности делалась попытка охватить ряд направлений оценки: масштабов распространения технологий в регионе, конкурентоспособности различных комбинаций технологий, экономии энергоресурсов в целом при использовании новых технологий по сравнению с традиционными. Ниже приведены параметры и ограничения, задаваемые в используемой нами модели регионального ТЭК.

Параметры и ограничения

Базой для расчетов послужили отчетные данные по объемам производства и потребления энергоресурсов 2010–2012 гг.²

Оценка перспективных масштабов развития энергетики региона выполнялась с опорой на прогнозные объемы потребления энергетических ресурсов. В качестве ориентира для прогнозного уровня энергопотребления до 2030 г. был выбран сценарий, предполагающий использование инновационных источников роста за счет реализации конкурентных преимуществ российской экономики как в традиционных отраслях (энергетика, транспорт, аграрный сектор), так и в новых наукоемких секторах и экономике знаний³.

Обеспечение намечаемого электропотребления без строительства энергогенерирующих мощностей возможно только при значимом росте величины импорта электроэнергии: к 2030 г. объем дефицита электроэнергии на территории Кемеровской области может возрасти до 17–19 млрд кВт ч (с текущего уровня 9–12 млрд кВт ч), что может существенно сократить уровень самообеспеченности до 60–65 % против существующих 75 %. Подобная ситуация с учетом складывающегося напряженного баланса энергии на оптовом рынке мощности и электроэнергии Сибири связана с высокой степенью риска.

В качестве базового рассматривался вариант, опирающийся на ориентиры Генеральной схемы развития энергетики и Сценарных условий и предполагающий в перспективе рост выработки электроэнергии за счет ввода новых энергоблоков на действующих станциях (Томь-Усинской ГРЭС – прирост на 1 350 МВт) и ввода агрегатов на новых ТЭЦ (прирост мощности до 645 МВт) для покрытия энергодефицита на территории области. Столь масштабный ввод энергомощностей позволит повысить самообеспеченность электроэнергией до 82 %, однако потребует значительных капитальных вложений⁴.

При формировании ограничений, стоимостных и технологических характеристик способов производства учитывались планируемые мероприятия по энергосбережению и на действующих генерирующих объектах. С учетом ориентиров стратегических документов закладывался 3–4 % темп сокращения расхода топлива на выработку электро- и теплоэнергии на ТЭЦ и ГРЭС региона за пятилетний период. Для котельных задавался ежегодный темп снижения расхода топлива на уровне 0,4 %⁵.

¹ Под региональной системой мы понимаем совокупность субъектов производства и потребления топливно-энергетических ресурсов в регионе.

² Данные статистических форм Росстата РФ: 11-ТЭР, 4-ТЭР, 1-теп, Электробаланс, 6-ТП, а также Центральной базы статистических данных (ЦБСД), и Единой межведомственной информационно-статистической системы (ЕМИСС): <http://cbsd.gks.ru/>, <https://www.fedstat.ru/>.

³ Данный сценарий учитывает базовый сценарий развития экономики России (в соответствии с официальными корректировками МЭРТ по состоянию на апрель 2014 г.: Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. URL: http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06 (дата обращения 16.05.2015). А также учитывались экономические параметры Стратегии социально-экономического развития Кемеровской области на долгосрочную перспективу (до 2025 г.); Прогноза социально-экономического развития Кемеровской области на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов.

⁴ Согласно Генеральной схеме развития энергетики и Сценарным условиям в регионе запланировано расширение мощностей Томь-Усинской ГРЭС, Беловской ГРЭС, а также строительство нескольких новых ГРЭС (Кузбасской, Абагурской) и ТЭЦ (Ново-Кемеровской) и нескольких станций по подземной газификации угля. Суммарный объем ввода мощностей на этих станциях к 2030 г. может составить до 5 000 МВт.

⁵ Энергоэффективность в России: скрытый резерв. М.: ЦЭНЕФ, 2010. 166 с. URL: http://www.cenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf; О повышении энергоэффективности российской экономики: Доклад Президиуму Госсовета РФ ЦЭНЕФ. 2008. URL: <http://www.cenef.ru/file/Report%2025.05.09.pdf> (дата обращения 16.05.2015).

Задаваемые величины – доля потерь электро- и теплоэнергии и доля собственных нужд. В перспективе по расчетным периодам задано снижение указанных показателей по сравнению с базовым годом согласно ориентирам основных стратегических документов⁶.

Коэффициенты функционала для способов добычи, транспортировки и производства энергоресурсов варьировались по расчетным периодам. Темпы роста стоимостных характеристик топлива были заданы согласно Сценарным условиям, стоимость транспортировки и эксплуатационных затрат задавалась с учетом темпов инфляции. В качестве коэффициентов функционала для новых способов производства энергоресурсов использовались приведенные затраты. Темпы энергосбережения в конечном потреблении задавались исходя из расчетов по оптимизации ТЭК России, проводимых в секторе анализа взаимодействия энергетических производств ИЭОПП СО РАН по модели ОМММ-ТЭК⁷.

Результаты параметрических расчетов

Как упоминалось, оценка эффективности новых технологий проводилась в сравнении с базовым вариантом, предполагающим в перспективе рост выработки электроэнергии за счет ввода новых энергоблоков на действующих станциях (Томь-Усинской ГРЭС) и ввода агрегатов на новых ТЭЦ для покрытия энергодефицита на территории области. При этом предполагалось сохранение на текущем уровне величины импорта электроэнергии – 7–8 млрд кВт ч.

В табл. 1 представлены показатели производства электро- и теплоэнергии для базового варианта.

Таблица 1

Прогноз производства и потребления энергии (базовый вариант)

Показатель	2012	2020	2025	2030
Потребление электроэнергии, млрд кВтч	34,0	40,1	42,4	45,3
Выработка электроэнергии, млрд кВтч	25,2	33,0	35,3	38,2
Самообеспеченность, %	74,2	82,3	83,2	84,3
Импорт электроэнергии, млрд кВтч	8,8	7,1	7,1	7,1
Производство теплоэнергии, всего млн Гкал	43,7	50,4	55,7	59,3
ТЭС	18,8	24,0	23,6	24,3
котельные	20,8	22,3	28,0	30,9
прочие установки	4,1	4,1	4,1	4,1
Расход топлива в энергетике, млн т у. т.	16,4	18,8	20,0	21,6
Выработка энергии, млн т у. т.	9,5	10,8	11,7	12,6
КИТ общий, %	57,8	57,4	58,5	58,2
Функционал, млн руб.	–	7913,6	11773,9	8823,7
Расход топлива всего, млн т у. т.	35,7	40,3	42,3	44,8
Удельный функционал, руб./т у. т.	–	207	279	197

⁶ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года. М., 2010. URL: <http://www.e-apbe.ru/scheme>; Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. URL: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm>; Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. URL: portal-energo.ru/portal-energo_ru_energostrategiya_2035_dgerp_2015; Сценарные условия развития электроэнергетики на 2010–2030 годы. М., 2011. URL: http://www.e-apbe.ru/5years/pb_2011_2030/scenary_2010_2030.pdf (дата обращения 16.01.2014).

⁷ С примерами расчетов подобного рода можно ознакомиться в работах [1–3].

Из данных табл. 1 видно, что при ориентации на традиционные энерготехнологии рост производства электро- и теплоэнергии будет сопровождаться почти таким же ростом расхода топлива, в результате чего не произойдет повышения энергетической эффективности использования топлива, КИТ не поднимется выше уровня 58–58,5 %.

В первом приближении представление о ранжировании энерготехнологий могут дать полученные в результате решения по оптимизационной модели двойственные оценки, которые показывают, насколько изменится функционал при увеличении интенсивности использования того или иного технологического способа. Однако значения двойственных оценок справедливы только для определенных сочетаний задаваемых условий и факторов. Для выявления устойчивости оценок необходим трудоемкий анализ возможных изменений всей совокупности учтенных в задаче факторов и условий, информация о которых для энергетики Кемеровской области весьма неопределенна. Поэтому путем сопоставления величин оценок скорее можно судить лишь о сравнительной эффективности энерготехнологий.

Приведенные в табл. 2 значения двойственных оценок технологических способов в «базовом» варианте показывают, что при рассмотренных условиях среди перспективных энерготехнологий наиболее эффективными будут мини-ТЭЦ на прочем топливе и угле (экономия от использования свыше 3 тыс. руб./т у. т.)⁸, затем идут парокompрессионные тепловые насосы (экономия 2,3 тыс. руб./т у. т.) и станции подземной газификации (экономия около 2 тыс. руб./т у. т.).

Таблица 2

Двойственные оценки отдельных технологических способов
(базовый вариант – 2030 г.)

Технология	Двойственная оценка, руб./т у. т.
ПКТН на газе и мазуте	–2321,0
Котельные ОВУТ	–217,1
Мини-ТЭЦ на угле	–3172,3
Мини-ТЭЦ на прочем топливе	–3550,8
Мини-ТЭЦ на газе – ПВМ	–745,6
Мини-ТЭЦ на газе – ГТУ	–1307,7
Мини-ТЭЦ на газе – ГПА	–5,0
Станции подземной газификации	–1965,3

Расширение границ использования данных технологий обещает в наибольшей степени повысить энергоэффективность Кемеровской энергосистемы.

Для того чтобы дать количественную оценку масштабов внедрения эффективных инновационных технологий выработки электро- и теплоэнергии, рациональных с позиций региональной системы, далее проводилась серия расчетов по следующему алгоритму: рассматривалась изолированно отдельная технология (как новый способ генерации электро- или теплоэнергии), замещающая по выработке энергии в полном или частичном объеме традиционные способы, и определялась реакция региональной системы на ввод этого нового способа через показатели функционала, общего расхода топлива и коэффициента использования топлива.

В табл. 3 и 4 представлены результаты серии расчетов, в соответствии с которыми осуществлялся ввод инновационных технологий производства тепло- и электроэнергии последовательно в каждом периоде (соответственно 50 и 100 % от возможного ввода энергомощностей). Таким образом, определялась реакция региона на одинаковый уровень замещения

⁸ Древесных отходах, опилках, соломе и т. п.

традиционных станций и котельных для разных технологий. В табл. 3 и 4 приведены показатели только для конца расчетного периода – 2030 г.

Ключевым показателем эффективности является экономия первичных энергетических ресурсов. В целом для всех технологий характерно повышение коэффициента использования топлива, причем значительно выше «базового» сценария. Например, парокомпрессионные насосы позволят увеличить показатель КИТ на 14 %.

Как видно из табл. 3 и 4, предпочтительность ввода инновационных технологий по показателям эффективности соблюдается в обоих вариантах – 50 и 100 % замещения. Сравнение данных позволяет сделать вывод о сохранении рангов эффективности технологий, но следует отметить, что при 100 % замещении немного возрастает КИТ и суммарная экономия топлива для ряда технологий оказывается выше.

Если сопоставлять вводимые технологии по объему экономии топлива, то видно, что наиболее существенное сокращение расхода топлива дают технологии ПКТН (на газе), газовые мини-ТЭЦ, мини-ТЭЦ ОВУТ и мини-ТЭЦ на угле. Ввод мощностей на уровне до 1 350 МВт на мини-ТЭЦ любого типа при 100 % замене традиционных станций позволит в среднем в год экономить до 1–1,7 млн т условного топлива.

Технологии ранжировались и по показателю удельных совокупных приведенных затрат на единицу потребляемого топлива. Как видно из табл. 2 и 3, наименее затратными оказались технологические способы, предполагающие использование угля (мини-ТЭЦ на угле и ОВУТЕ), а также котельные на ОВУТ и ПКТН на газе. Следует отметить, что данный показатель для некоторых технологий оказался выше в связи с существенной величиной капитальных вложений, а также более высокой цены потребляемого топлива (газа) по сравнению с углем.

Новые технологии, выступая как начальный импульс, в результате межтопливных структурных сдвигов вызывают весьма широкий ряд изменений в производстве тепла и потреблении первичных ТЭР. Так, ввод мини-ТЭЦ приводит к сокращению общего объема потребления электроэнергии (вследствие более низких собственных нужд) и теплоэнергии (вследствие сокращения потерь тепла).

Используя результаты предварительной серии расчетов, мы отобрали ряд технологий для расчета эффективности варианта, предполагающего вводы мощностей для комбинации технологий нетрадиционной энергетики. Все технологии упорядочивались по каждому из показателей эффективности и проводился выбор из первых 5–7 технологий. Технологии, имевшие хотя бы по одному из показателей эффективности в сравнении с базовым лучшие значения, вошли в рассматриваемый вариант. Для каждой технологии задавались границы потенциального замещения традиционных ТЭС. Так, учитывая очевидные перспективы проектов утилизации метана, среди газовых мини-ТЭЦ были отобраны ГПА и ГТУ, среди энергогенерирующих объектов, потребляющих твердое топливо, были отобраны угольные мини-ТЭЦ (в том числе на ОВУТ), станции подземной газификации. Мини-ТЭЦ рассматривались как альтернатива ввода традиционных станций. Принималось, что новые котельные традиционного типа не будут вводиться – их будут замещать котельные на ОВУТ и на метане, а также ПКТН на газе. В качестве границ по внедрению тепловых насосов, КРТС и котельных на метане и ОВУте предполагалось замещение ими объема выработки тепла на действующих и снижение ввода новых традиционных котельных. Вариант тиражирования АБХМ для замещения традиционных станций и котельных в полном объеме нереалистичен, так как, во-первых, не существует перспективных потребителей этой технологии в таких масштабах, а во-вторых, это потребует столь существенного прироста ввода котельных или ТЭЦ, что отрицательно в свою очередь скажется на расходе топлива и КИТ.

Показатели производства энергии и эффективности для инновационного варианта приведены в табл. 5 и на рисунке.

В покрытие внутренней потребности в электроэнергии свой вклад будут вносить мини-ТЭЦ (на угле и на газе). Производство электроэнергии на мини-ТЭЦ к 2030 г. может составить 8,2 млрд кВт ч (18,5 % от общего объема потребления). Покрытие дополнительной потребности в теплоэнергии осуществляется за счет увеличения выработки, на котельных на ОВУТ и мини-ТЭЦ (при этом только на мини-ТЭЦ прирост выработки теплоэнергии к 2030 г. достигнет 7,0 млн Гкал, что составит 12 % от общей потребности в теплоэнергии).

Таблица 3

Показатели эффективности новых технологий (на 2030 г. – 50 % замещение) *

Технология	Суммарное сокращение расхода топлива по сравнению с базовым вариантом в целом за период 2015–2030 гг., млн т	Среднегодовое сокращение расхода топлива, в % от базового варианта	КИТ общий, %	Приведенные затраты на 1 т топлива, затрачиваемого в системе
Традиционные энергоустановки (базовый вариант)			58,2	197,1
Мини-ТЭЦ ГТУ	14,8	6,3	65,0	345,4
Мини-ТЭЦ ГПА	13,2	4,0	64,4	326,2
Мини-ТЭЦ ПВМ	13,0	4,8	63,9	279,4
Мини-ТЭЦ ОВУТ	13,1	9,9	66,9	190,1
Мини-ТЭЦ на угле	15,1	8,6	66,7	207,1
Мини-ТЭЦ на прочем топливе	13,0	7,6	66,0	175,0
Котельные ОВУТ	2,9	0,8	61,2	183,1
Котельные, вентиляционный метан	–1,4	–0,1	60,7	276,2
Котельные, промысловый метан	–1,4	–0,1	60,7	288,1
ПКТН-1	2,1	1,2	62,1	245,7
ПКТН-2	14,4	16,6	72,8	174,6
АБТН	6,1	2,0	62,2	245,2
АБХМ	–0,2	–1,5	63,3	533,1
КРТС	4,7	1,3	61,6	215,1
Станции подземной газификации угля	–0,1	–1,4	59,4	115,0

* Детальная расшифровка технологий приведена в разделе «Новые технологии в теплосбережении: границы и возможности» в первой части статьи. Здесь мы приведем лишь их названия: ГТУ – газотурбинная установка, ГПА – газопоршневые агрегаты и ПВМ – паровинтовые машины; ОВУТ – водоугольное топливо; ПКТН – парокompрессионные тепловые насосы; АБТН – абсорбционные тепловые насосы; АБХМ – абсорбционная холодильная машина; КРТС – комплексная районная тепловая станция.

В табл. 3, 4 фоном выделены технологии, имеющие более эффективные показатели по сравнению с базовым вариантом.

Таблица 4

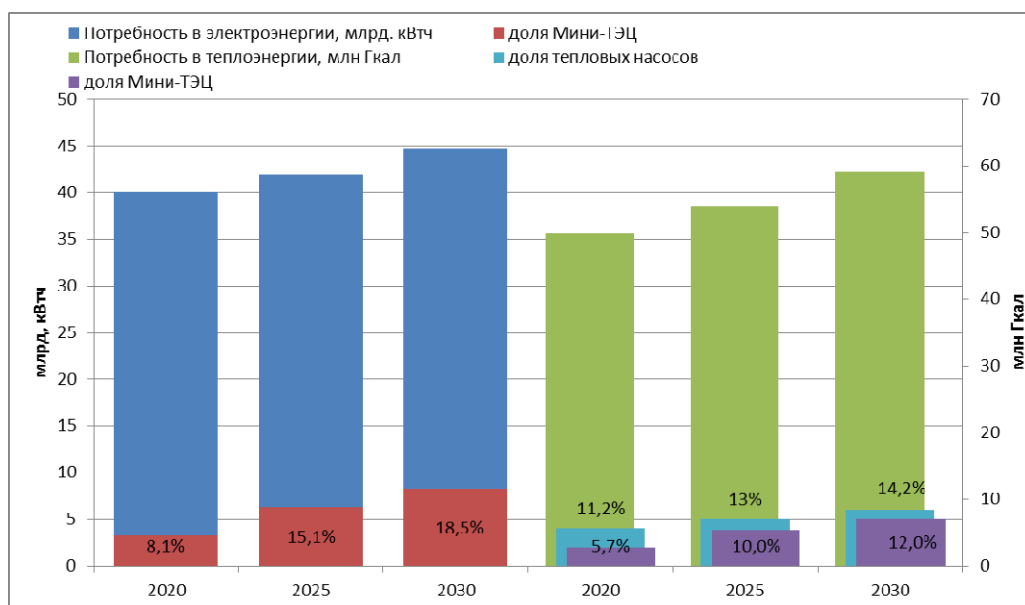
Показатели эффективности новых технологий (на 2030 г., 100 % замещение)

Технология	Суммарное сокращение расхода топлива по сравнению с базовым вариантом в целом за период 2015–2030 гг., млн т	Среднегодовое сокращение расхода топлива, в % от базового варианта	КИТ общий, %	Приведенные затраты на 1 т топлива, затрачиваемого в системе
Традиционные энергоустановки (базовый вариант)			58,2	197,1
Мини-ТЭЦ ГТУ	22,2	5,6	68,9	318,0
Мини-ТЭЦ ГПА	24,8	6,1	69,7	256,1
Мини-ТЭЦ ПВМ	19,3	4,3	67,6	298,8
Мини-ТЭЦ ОВУТ	27,6	6,9	69,9	178,8
Мини-ТЭЦ на угле	22,2	5,4	68,7	211,3
Мини-ТЭЦ на прочем топливе	14,1	3,0	64,9	159,0
Котельные ОВУТ	5,1	0,8	61,7	180,2
Котельные промисловый метан	–3,5	–0,2	60,9	468,3
ПКТН-1	14,7	4,3	67,5	310,5
ПКТН-2	37,7	9,0	74,5	163,1
АБТН	14,9	3,5	65,9	360,6
АБХМ	–0,2	–1,5	63,3	493,1
КРТС	12,9	2,8	64,5	419,8
Станции подземной газификации угля	–1,9	–0,9	59,9	115,5

Таблица 5

Показатели производства электро- и теплоэнергии для инновационного варианта

Показатель	Базовый вариант			Инновационный вариант		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Потребление электроэнергии, млрд кВтч	40,1	42,4	45,3	40,1	41,9	44,7
Выработка электроэнергии, млрд кВтч	33,0	35,3	38,2	32,8	34,8	37,6
Самообеспеченность, %	82,3	83,3	84,3	81,8	83,0	84,2
Выработка теплоэнергии, млн Гкал	50,4	53,1	59,3	50,2	53,0	59,1
КИТ общий, %	57,4	55,4	58,2	58,6	68,8	70,7
Сокращение потребления топлива по сравнению с базовым за пятилетку, млн т у. т.				0,18	14,31	15,73
Расход топлива всего в системе, млн т у. т.	40,3	42,4	44,8	40,2	39,5	41,6
Удельные приведенные затраты на 1 т топлива, затрачиваемого в системе	207,1	277,7	197,1	161,2	190,2	143,6



Структура выработки электро- и теплоэнергии по инновационному варианту

При этом до 30 % действующих котельных могут быть эффективно преобразованы в мини-ТЭЦ общей мощностью 850 МВт. Потенциал внедрения тепловых насосов в энергетику Кемеровской области оценивается в пределах 20–30 % замещения от выработки котельных, их доля в покрытии потребности в теплоэнергии может составить до 14 %.

В вышеуказанном варианте в оптимальное решение вошли мини-ТЭЦ, работающие на угле, ОВУТ и древесных отходах, прежде всего благодаря более низкой стоимости используемого топлива. В качестве новых котельных произошел выбор котельных на ОВУТ.

Как видно из табл. 5, вариант с вводом новых технологий превосходит по показателям эффективности базовый вариант и позволяет экономить в перспективе около 2 млн. т у. т. ежегодно (или более 30 млн т у. т. в целом за период). Показатель КИТ в базовом варианте не превышает 59 %, тогда как в инновационном варианте достигает почти 71 %. Кроме того, вследствие более низких расходов на собственные нужды электроэнергетики и сокращения тепловых потерь в инновационном варианте происходит снижение выработки и электроэнергии. Итого за рассматриваемый прогнозный 15-летний период суммарная экономия тепловой энергии может составить 1,6 млн Гкал. За счет комбинации ввода новых технологий сокращаются удельные приведенные затраты с 197,1 до 143,6 руб./т у. т.

Проведенные расчеты в отличие от ряда других работ позволяют получить предварительную оценку эффективности инновационных технологий (в частности, мини-ТЭЦ) для конкретного региона, тогда как, например, в работах [4; 5] выполнялись агрегированные расчеты в целом для России или в разрезе макрорегионов, федеральных округов.

Разумеется, не следует рассматривать изложенный вариант как единственно возможный, это лишь информация к размышлению о сравнительной эффективности традиционной энергетики и новых технологий. Необходимо учитывать и наиболее близкие к реализации инвестиционные проекты в сфере энергетики. Так, в перспективе в регионе планируется масштабная утилизация метана, что может сделать более привлекательным строительство мини-ТЭЦ на газе.

Полученные результаты позволили сформировать множество траекторий развития энергетики Кемеровской области, и мы полагаем, что в дальнейшем при накоплении статистической информации, стратегических документов будут проводиться более детализированные расчеты с учетом пересмотра и корректировки инвестиционных затрат по всем технологиям и ограничений по их использованию.

Несомненно, что внедрение и даже просто обсуждение новых инновационных технологий может оказать мультипликативный эффект для смежных отраслей экономики и дать импульс для развития отрасли новых материалов, проектно-исследовательских работ и проч.

Выводы

Рынок теплоэнергии можно рассматривать как крупнейший неэффективный рынок, потребляющий энергоресурсы, но, с другой стороны, в перспективе он является одним из крупнейших источников для получения дохода при внедрении новых инновационных технологий. Существующие технологические примеры в области когенерации, утилизации тепловой энергии и т. д. демонстрируют впечатляющие показатели эффективности. Внедрение технологий позволит эффективней традиционной энергетики использовать топливо, попутно снижая выбросы загрязняющих веществ в 2–3 раза. Очевидно, что в будущем эти технологии, требующие меньше капиталовложений и имеющие меньшие сроки окупаемости, могут быть весьма востребованы.

Выполненная на основе модели регионального ТЭК серия прогнозных сценарных расчетов позволила получить сравнительные оценки потенциальных эффектов от реализации новых технологий в регионе. Рассмотренные инновационные технологии позволят существенно сократить объем используемого топлива (до 1–1,7 млн т у. т. ежегодно), что в свою очередь повысит КИТ региональной системы примерно на 10 процентных пунктов.

Отметим, что полученные оценки имеют относительный характер и обладают достаточно большой зависимостью от начальных региональных условий социально-экономического развития. Поэтому ориентация на ту или иную общеэкономическую динамику будет в значительной степени влиять на масштабы внедрения новых технологий. Несомненно, необходимо проведение дополнительных расчетов при уточнении региональных прогнозов и более детальной проработке технико-экономических показателей технологий.

Список литературы

1. Бузулуцков В. Ф. Методические и информационные аспекты анализа тенденций национального и регионального энергопотребления и энергоемкости с использованием инструментария ОМММ-ТЭК // Экономическое развитие России: региональный и отраслевой аспекты: Сб. науч. тр. / Под ред. Е. А. Коломак, Л. В. Машкиной; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2013. Вып. 12. С. 29–60.
2. Суслов Н. И., Бузулуцков В. Ф. Моделирование потенциальных эффектов от утилизации тепловой энергии с использованием инструментария ОМММ-ТЭК // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Социально-экономические науки. 2014. Т. 14, вып. 4. С. 15–33.
3. Системное моделирование и анализ мезо- и микроэкономических объектов = System modeling and analysis of mezo- and microeconomic objects / Отв. ред. В. В. Кулешов, Н. И. Суслов; РАН, Сиб. отд-ние, ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2014. 487 с.
4. Дильман М. Д., Филиппов С. П., Ионов М. С. Проблемы и перспективы использования когенерационных установок при реконструкции систем теплоснабжения / Ин-т энергетических исследований РАН. М., 2011. 45 с.
5. Некрасов А. С., Синяк Ю. В., Воронина С. А. Перспективы развития теплоснабжения России // Энергия: экономика, техника, экология. 2014. № 2. С. 2–11.

Материал поступил в редколлегию 20.12.2015

V. N. Churashev¹, V. M. Markova²

¹ *Institute of Economics and Industrial Engineering of SB RAS
17 Acad. Lavrentiev Ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

² *Novosibirsk State University
2 Pirogov Str., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

tch@ieie.nsc.ru, markova_vm@mail.ru

EFFICIENCY OF POWER TECHNOLOGIES OF UTILIZATION OF THERMAL WASTE FROM POSITIONS OF REGIONAL SYSTEM (FOR THE KEMEROVO REGION) PART 2

The objective analysis and forecasting of heat saving in Russia are very difficult now as the statistical reporting under energy carriers is focused generally on indicators of production of fuel and energy, but not on indicators of their consumption. According to experts the main losses of FER happen when burning fuel on thermal power plant and boiler rooms. One of the main reasons of high losses of energy at a stage of transformation of fuel to electric and thermal energy is use of obsolete technologies of generation. In article the emphasis is placed on the analysis of possibility of reduction of losses of FER due to realization of innovative power technologies. On the basis of economic-mathematical tools (model of regional energy industry; current and expected fuel and energy balances of the region) the assessment of potential volume of reductions of losses of heat power on the example of the Kemerovo region is carried out.

Keywords: utilization is warm, energy saving, a cogeneration, regional efficiency, power technologies

References

1. Buzuluckov V. F. Metodicheskie i informacionnye aspekty analiza tendencij nacional'nogo i regional'nogo e'nergopotrebleniya i e'nergоеmкости s ispol'zovaniem instrumentariya OMMM-TE'K.

E'konomicheskoe razvitie Rossii: regional'nyj i otraslevoj aspekty: sb. nauch. tr. E. A. Kolomak, L. V. Mashkinov ; IEIE SB RAS. Novosibirsk, 2013, p. 29–60.

2. Suslov N.I., Buzuluckov V.F. Modelirovanie potencial'nykh ehffektov ot utilizacii teplovoj ehnergii s ispol'zovaniem instrumentarija OMMM-TEhK [Modelling of potential effects from utilization of thermal energy using the OMMM-TEK tools]. *Vestnik NGU. Serija: Social'no-ehkonomicheskie nauki* [*Vestnik NSU. Series: Social and Economics Sciences*], 2014, vol. 14, iss. 4, p. 15–33.

3. Sistemnoe modelirovanie i analizmezo- i mikroehkonomicheskikh ob"ektov [System modeling and the analysis meso- and microeconomic objects]. Novosibirsk, IEIE SB RAS, 2014. URL: <http://lib.ieie.nsc.ru/docs/2014/SistemModelir/>.

4. Dil'man M. D., Filippov S. P., Ionov M. S. Problemy i perspektivy ispol'zovaniya kogeneracionnykh ustanovok pri rekonstrukcii system teplosnabzheniya [Problems and prospects of use of the cogeneration installations at reconstruction of systems of heat supply]. Moscow, Institut ehnergeticheskikh issledovaniij RAS, 2011, 45 p.

5. Nekrasov A. S., Sinyak Yu. V., Voronina S. A. Perspektivy razvitiya teplosnabzheniya Rossii *E'nergiya: e'konomika, texnika, e'kologiya*, 2014, № 2, p. 2–11.