

Коэффициент внутреннего трения Сцепление при сдвиге при температуре 50° С	0,97 0,28	0,96 0,34	0,97 0,34	Не менее 0,93 Не менее 0,18
Сцепление битума с минеральной частью	да	да	да	Должно выдерживать
Трещиностойкость - предел прочности на растяжение при расколе при температуре 0° С, МПа	3,1	3,4	3,3	Не менее 2,5 Не более 6,0
Устойчивость смеси к расслаиванию по показателю стекания вяжущего, %	0,07	0,04	0,03	Не более 0,20
Стойкость к колееобразованию прокатыванием нагруженного колеса (10 000 циклов), %	3,98	3,67	3,33	Не более 5,0

Таблица 2. Физико-механические показатели асфальтобетона ЩМА-15 (содержание «Стилобит» - 1,0%)

Наименование материала	Колея, мм	Высота образца, мм/ % усадки	Водонасыщение, %	Средняя плотность, г/см ³	Битум % (сверх 100)
ЩМА-15 (содержание «Стилобит» - 1,0%)	2,61	50/5,22	2,52	2,62	5,8

Список литературы

1. Костин В.И. Щебеночно-мастичный асфальтобетон для дорожных покрытий. Нижний Новгород, 2009. 256 С.

2. Кручинин, И.Н. Применение хризотила в дорожном строительстве [Текст] / И.Н. Кручинин, А.Ю. Дедюхин/ Монография/Урал. гос. Лесотехн. ун-т. – Екатеринбург, 2011 – 152 с.

3. Кручинин, И.Н. Структурированные минеральные порошки [Текст] / А.Ю. Дедюхин, И.Н. Кручинин, А.А. Еремян // Автомобильные дороги. – 2013.-№10.-С. 54-60.

4. Матуа В.П., Чирва Д.В., Мирончук С.А. Новое лабораторное оборудование для испытаний

дорожно-строительных материалов на устойчивость к колееобразованию [Электронный ресурс] URL:

<http://www.crdtech.ru/index.php/publications/articles/48-2012-04-07-22-12-23> (дата обращения: 09.11.2017).

5. Чернов С.А., Чирва Д.В., Леконцев Е.В. Влияние полимерно-битумного вяжущего на процессы колееобразования в верхних слоях покрытий автомобильных дорог [Электронный ресурс] URL: <http://www.crdtech.ru/index.php/publications/articles/55-2012-11-17-22-41-20> (дата обращения: 09.11.2017).

ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ДОЛИ УГЛЯ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Литвинов О.Л.

РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТРАНСПОРТА (МИИТ)

В электроэнергетическом комплексе РФ сохраняется ведущая роль ТЭС, работающих на органическом топливе. Это означает, что надежное обеспечение потребителей электро- и теплоэнергией будет прямо зависеть от устойчивого и экономичного снабжения ТЭС топливом в необходимых видах и объемах.

Согласно данным Энергетической стратегии России в период до 2030 года (далее – ЭС-2030), до недавнего времени доля угля в топливном балансе энергетики страны составляла около 30 %.

В связи с прекращением потребления угля большинством тепловых электростанций европейской части России и переходом на топливо в виде природного газа, доля угля в топливном балансе страны сократилась до 13%, но в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке доля угля в потреблении тепловыми электростанциями составляет 26%

[1]. Однако в результате реализации стратегического направления опережающего развития угольных тепловых электростанций доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями Восточной Сибири и Дальнего Востока может увеличиться до 34-36%. Согласно оценкам, данным по итогам первых лет реализации ЭС-2030, несмотря на увеличение потребления природного газа, также ожидается рост фактических объемов использования угля в качестве топлива, при этом экологическая составляющая такого использования угля приобретает особую важность.

Топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии пылеугольных ТЭС достигает 50-60% и полностью зависит от вида потребляемого топлива, его цены и качества использования. При этом ввиду ограничения возможности

увеличивать прибыль за счет повышения цен, единственным реальным источником повышения конкурентоспособности является минимизация производственных затрат. Как отмечено в ЭС-2030, имеются трудности связанные со снижением теплотворной способности добываемых углей и ожидаемым ростом добычи бурых низкокалорийных углей (при росте его потребления), а себестоимость вырабатываемой электроэнергии из углей ухудшенного качества значительно возрастает. Кроме того, по оценкам ОРГРЭС снижение суммарной мощности всех ТЭС России вследствие

ухудшения качества топлива вначале 2000-гг. составило 3-4 млн. кВт.

Как показывает анализ имеющихся в литературе данных, энергетическая эффективность выработки электроэнергии на электростанциях, использующих в качестве топлива угли, относительно невысока, особенно при совместной выработке электроэнергии и тепла (см. Таблицу 1). Как видно из таблицы для теплоэлектроцентралей он находится в пределах 16-20% и заметно выше для ГРЭС, ориентированной преимущественно на выработку электроэнергии.

Таблица 1. КПД выработки электроэнергии на ТЭС Дальнего Востока

№	ТЭС	Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч *	Расход топлива, тыс. тут *	Реальный КПД, %
1.	Владивостокская ТЭЦ-2	1278	982	16,0
2.	Приморская ГРЭС	4488	1883	29,3
3.	Благовещенская ТЭЦ	820	574	17,6
4.	Амурская ТЭЦ-1	682	431	19,4
5.	Комсомольская ТЭЦ-2	978	652	18,4
6.	Хабаровская ТЭЦ-1	1582	1113	17,5

Примечание: данные взяты из работы [3]

Из литературных данных также следует, что при сжигании угля КПД выработки электроэнергии заметно ниже, чем при сжигании природного газа. На рис.1 представлены данные по величине КПД на ТЭС ОГК-6, на которых используется уголь или уголь совместно с мазутом и природным газом. Величины КПД, приведенные на рисунке и в Таблице 2, были рассчитаны по имеющимся в работах [3,4] сведениям об объемах выработки электроэнергии, структуре потребления топлива и объемах потребляемого угольного топлива за период 1997-2002 гг.

Как видно из рисунка и таблицы, самый низкий КПД, на уровне 25-28% наблюдался на Красноярской ГРЭС-2, использующей в качестве топлива только уголь. На Новочеркасской ГРЭС, на которой доля угля в топливном балансе составляла 60-80%, уровень КПД выше, на уровне 31-35%. Самый высокий уровень КПД выработки электроэнергии (из приведенных данных, примерно 36%) был на Рязанской ГРЭС, за счет преимущественной доли природного газа в топливном балансе станции (доля угля 28-45%).

Таблица 2. Эффективность топливоиспользования на станциях ОГК №6

	годы	доля угля*	потребление угля, тыс. тут**	всего, тыс. тут	отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч*	отпуск тепла, тыс. Гкал*	КПД, %	КИТ, %
Рязанская ГРЭС	1997	0,4	1479,2	3698	10858	311	36,1	37,3
	1998	0,31	956,6	3086	9183	336	36,6	38,1
	1999	0,4	1115,4	2789	8042	291	35,4	36,9
	2000	0,45	1442,0	3204	9276	333	35,6	37,0
	2001	0,24	699,7	2915	8652	322	36,5	38,0
	2002	0,28	755,0	2696	8005	314	36,5	38,1
Красноярская ГРЭС-2	1997	1	1366,2	1366	2891	1992	26,0	46,8
	1998	1	1259,0	1259	2571	2034	25,1	48,2
	1999	1	1511,5	1512	3345	1916	27,2	45,3
	2000	1	1738,0	1738	3907	1964	27,6	43,8
	2001	1	1369,7	1370	3048	1718	27,3	45,3
	2002	1	1063,0	1063	2293	1627	26,5	48,4

Новочеркасская ГРЭС	1997	0,79	2785,9	3526	9553	144	33,3	33,9
	1998	0,76	2200,9	2896	7738	148	32,8	33,6
	1999	0,76	2348,9	3091	7973	135	31,7	32,3
	2000	0,79	2084,0	2638	7244	136	33,7	34,5
	2001	0,69	1833,4	2657	7509	127	34,7	35,4
	2002	0,61	1533,0	2513	7035	128	34,4	35,1
Череповецкая ГРЭС	1998	0,57	564,6	991	2649	141	32,8	34,9
	2000	0,28	275,4	984	3045	123	38,0	39,8
	2001	0,33	306,6	929	2549	123	33,7	35,6
	2002	0,29	291,5	1005	2702	126	33,0	34,8

Примечания: * данные из работы [4], ** данные из работы [3]

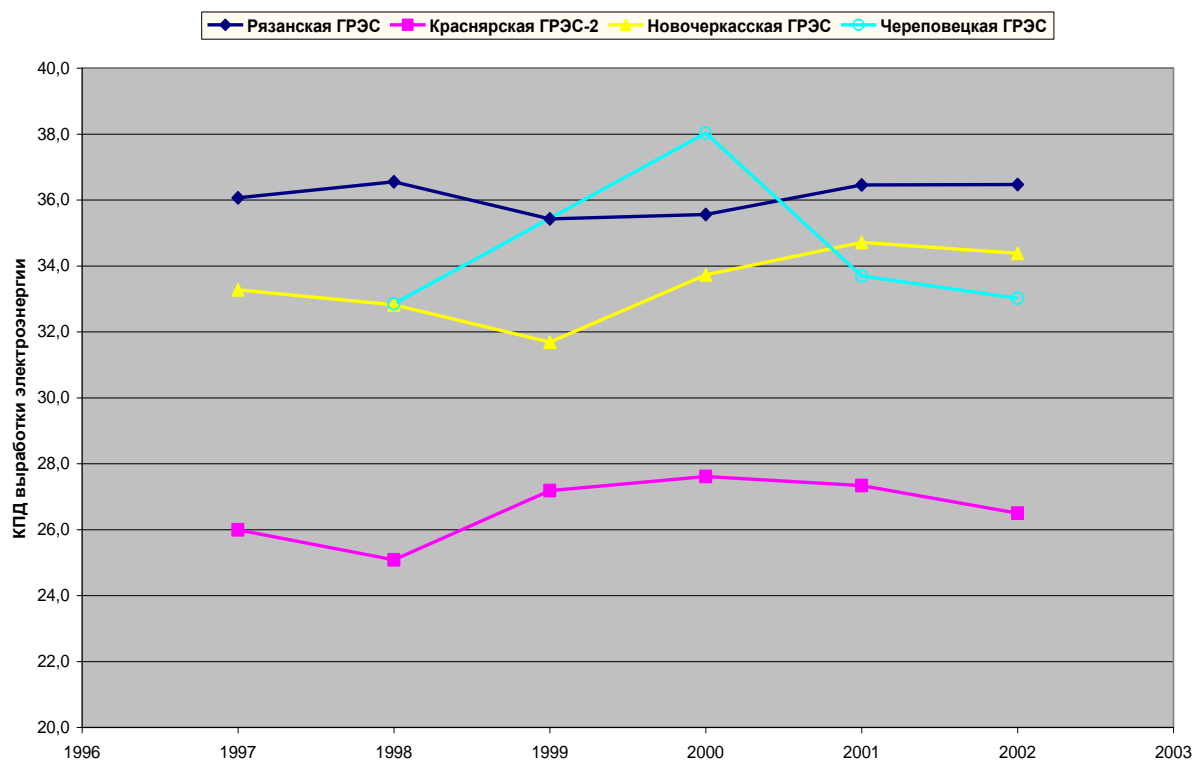


Рис. 1. КПД выработки электроэнергии в период 1997-2002 гг. на электростанциях ОГК №6.

Сочетание полностью свободного ценообразования на уголь и жесткого государственного регулирования цен на природный газ привело к диспропорции цен на газ и энергетический уголь. Это в определенной мере привело к перекосу топливных балансов ТЭС за счет повышенного использования газа и игнорирования сжигания местных топливных ресурсов. Другим проявлением «газового» перекоса стало явное отставание в развитии новых технологий энергетического использования угольного топлива на ТЭС. Высокая зависимость электроэнергетики от природного газа и длительное технологическое отставание в создании и освоении современных парогазовых, экологически чистых угольных технологий отнесены к основным проблемам развития электроэнергетики до 2030 года. [2],

Правительством Российской Федерации было принято решение о корректировке Энергетической стратегии России в период до 2030 года с ее пролонгацией до 2035 года. Согласно откорректированной Энергетической стратегии (далее – ЭС-2035) «главный внутренний вызов состоит в

необходимости глубокой и всесторонней модернизации ТЭК России, преодолении высокого износа инфраструктуры и производственных фондов, технологического отставания ТЭК России от уровня развитых стран». Создание и развитие чистых угольных технологий отнесено к приоритетным направлениям развития отрасли.

Одним из семи основных результатов ожидаемых от реализации базового сценария ЭС-2035 является снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии к 2035 году на 48% от уровня 2010 года.

С учетом очевидного преимущества сжигания газового топлива на ТЭС с точки зрения увеличения эффективности топливоиспользования, внедрение технологий газификации представляется перспективным направлением в развитии новых технологий энергетического использования угольного топлива на ТЭС. Для подтверждения этого тезиса приведем результаты исследований возможностей использования низкокалорийных газов в качестве топлива для парогазовых установок.

Известно, что низкосортные энергетические топлива типа доменного или коксового газа становятся всё более и более значимым фактором энергоснабжения энергоёмких производств, например, металлургических предприятий. Как показывают

исследования возможностей использования низкокалорийных газов в качестве топлива для парогазовых установок, потенциал такого топлива достаточно высок.

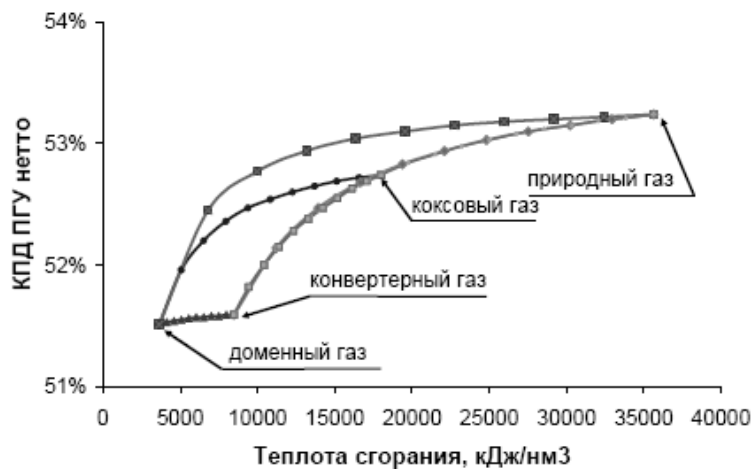


Рис. 2. Коэффициент полезного действия ПГУ при работе на различных топливных смесях газов ВГЭР. [5].

Из рисунка 2 видно, что КПД парогазовой установки, работающей на смеси доменного и конвертерного газов с теплотворной способностью от 3,0 до 8,0 МДж/м³ практически не зависит от теплотворной способности смеси и равен примерно 51,5%. Оценки перспектив использования генераторного газа в качестве топливного газа для ПГУ согласуются с результатами работы [5]. Генераторный газ схожей теплотворности, может быть также получен при газификации широкого спектра углей, в том числе непроектных марок.

В настоящее время сформировалась тенденция ухудшения качества твердого топлива, и перед ТЭС стоит непростая задача обеспечения эффективного сжигания углей проектных марок с пониженными характеристиками и непроектных углей. Эта ситуация нашла свое отражение в ЭС-2030, где одной из первоочередных задач развития электроэнергетики является преодоление жесткой технологической зависимости ТЭС от строго определенных марок углей и угольных месторождений. Развитие технологий газификации углей может помочь в решении этой задачи и способствовать устойчивому развитию отрасли. Некоторые из отечественных технологий газификации твердых топлив имеют перспективу быть примененными для газификации углей с целью получения генераторного газа в промышленном масштабе. Так, например, технология туннельной газификации, защищенная российскими патентами [6], характеризуется высокой управляемостью процессом газификации и устойчивостью получения генераторного газа заданного качества. Оборудование газификации по данной технологии может быть встроено в технологические цепочки существующих ТЭС и найти применение при строительстве новых генерирующих мощностей.

Строительство или реконструкция генерирующих мощностей в отдаленных регионах будет спо-

способствовать обеспечению устойчивого воспроизводства высококвалифицированных кадров и повышение качества жизни граждан страны, в т.ч. занятых в энергетическом секторе экономики. Возможность реализации энергетических проектов по технологии газификации с использованием местных видов топлив, позволит предоставлять качественные энергетические услуги в отдаленных районах, что может положительно сказаться на построении новой модели пространственного развития страны.

Литература

- [1] - Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. <https://minenergo.gov.ru>
- [2] - Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, 2017. <https://minenergo.gov.ru>
- [3] - Современные проблемы топливообеспечения и топливоиспользования на ТЭС/ Под общей ред. В.И. Эдельмана. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 368 с.; ил.
- [4] - Морозов В.В., Говсиевич Е.Р. Эффективная топливная стратегия – основа конкурентоспособности оптовой генерирующей компании на электроэнергетическом рынке. – М.: МЦКП, 2004. – 268 с.
- [5] - Яворовский Ю. В. Диссертация на тему Повышение эффективности ТЭЦ-ПВС металлургического комбината при использовании парогазовых установок. – Москва, 2007. Работа выполнена на Кафедре промышленных теплоэнергетических систем Московского энергетического института (технического университета).
- [6] – Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам Российской Федерации, патент RU 2301374, 2007.