

Ниже приведены сводные данные затрат энергии транспортировки 1 м³ природного газа, E_G, МДж/м³:

Сжиженный природный газ (СПГ).....	0,89-1,2;
Природный газ сжатый (КПГ).....	0,52;
Газовый гидрат природного газа (ГГ)	до 1,87;
Газ высокого давления (трубопроводы)	0,094.

Из этих данных видно, что газовые гидраты требуют больших затрат энергии на производство и транспортировку. Однако это связано с тем, что в настоящее время эта технология является совершенно новой, но имеющей перспективы, так как для перевозки ГГ природного газа (в частности, метана – CH₄) не нужно создавать специальные условия с охлаждением и поддержанием высокого давления, как в представленных выше технологиях.

Список литературы

1. Касаткин Р. Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики. М. : Изд-во ЛКИ, 2008. 104 с.
2. Технико-экономическая характеристика систем СПГ [Электронный ресурс]. URL: <http://lngas.ru/analytics-lng/tehniko-ekonomicheskaya-karakteristika-sistem-spg.html> (дата обращения: 22.11.2014).
3. Способ транспортирования или хранения гидратов газов : пат. 2200727 РФ / Гудмундссон Йон Стейнар [Электронный ресурс]. URL: <http://www.freepatent.ru/patents/2200727> (дата обращения: 22.11.2014).
4. УралНИТИ и Корпорация «Развитие» могут запустить производство танк-контейнеров для перевозки компримированного газа [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energoboard.ru/news/1332-uralniti-i-korporatsiya-razvitie-mogut-zapustit-proizvodstvo-tank-konteynerov-dlya-perevozki-komprimirovannogo-gaza.html> (дата обращения: 22.11.2014).
5. Circum-Arctic Resource Appraisal [Электронный ресурс]. URL: <http://energy.usgs.gov/arctic/> (дата обращения 22.11.2014).
6. Центр военно-политических исследований МГИМО [Электронный ресурс]. URL: <http://eurasian-defence.ru/> (дата обращения: 22.11.2014).

УДК 621.311.22

Тарасова П. С., Вальцев Н. В.
Уральский федеральный университет,
polino4katt@gmail.com

СОВРЕМЕННЫЕ ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Комбинирование паро- и газотурбинных установок в одном тепловом цикле парогазовой установки (ПГУ) позволяет сочетать высокотемпературный (в газовой турбине) подвод и низкотемпературный (в конденсаторе паровой турбины) отвод теплоты и в результате обеспечивает повышение термического КПД цикла, а следовательно, экономичности производства электрической энергии.

На сегодняшний день достигнутая эффективность ПГУ на природном газе составляет 61 %, а мощности энергоустановок варьируются от 10 до 500 МВт. Помимо высоких показателей термической эффективности и экологичности,

парогазовые установки имеют множество других преимуществ: легкий пуск и останов, короткие сроки возведения (9–12 мес.), меньшие капитальные затраты и количество обслуживающего персонала по сравнению с паросиловой технологией [1]. В таблице представлены показатели, достигнутые ведущими энергомашиностроительными компаниями мира [2–4].

Параметры ПГУ в мире

Показатель	Фирма					
	GE		Siemens		MHI	
Частота сети, Гц	50	60	50	60	50	60
Мощность ПГУ, МВт	480	400	530	380	670	460
КПД ПГУ, %	60	60	60,75	Более 60	61	61,2
Маркировка ПГУ	109H	107H	SCC5-8000H	SCC6-8000H	MPCP17J	MPCP15J
Начальная температура газов, °С	1430	1430	1500	1500	1600	1600
Степень повышения давления	23	23	19,2	20	23	23
Температура отработавших газов, °С	593	593	625	620	–	–
Концентрация NO _x , ppm	15		25		15	

В качестве примера реализации ПГУ с КПД свыше 60 % можно привести контракт, заключенный фирмой Siemens на сооружение в 2013 году «под ключ» ПГУ мощностью 400 МВт для ТЭС «Bugok 8» в Южной Корее. Эта ПГУ строится на базе ГТУ SGT6-8000H мощностью 270 МВт, предназначенной для энергосистем с частотой сети 60 Гц. Такие высокие результаты были получены при повышении температуры газов и оптимизации пароводяного цикла без ухудшения эксплуатационной гибкости за счет применения дополнительных устройств внешнего охлаждения лопаток в сочетании с увеличением массового расхода пара в конденсаторе [5].

К недостаткам ПГУ можно отнести высокие требования к качеству воздуха и, главное, к качеству используемого топлива. Высокая стоимость чистых топлив, таких как природный газ, в первую очередь и сдерживает массовое использование ПГУ в мире. Тем не менее их совершенствование продолжается.

В качестве направлений дальнейшего повышения КПД ПГУ рассматриваются:

- увеличение температуры на входе в газовую турбину до 1700 °С и выше;
- увеличение степени повышения давления до 50 для максимального использования преимуществ высокой температуры;
- модернизация газового цикла (перегрев, промежуточное охлаждение, увлажнение воздуха на входе);
- повышение изоэнтропной эффективности турбины и компрессора;

- повышение параметров паросилового цикла с переходом к сверхкритическим и ультрасверхкритическим с ростом температуры на входе (а следовательно, и на выходе) ГТУ;
- переход к использованию новых рабочих тел как для верхнего, так и нижнего цикла.

Однако производители ГТУ столкнулись с серьезными проблемами: повышение температуры на входе ГТУ ведет к росту рабочей температуры лопаток до ~ 1040 °С и обмуровки камер сгорания, что требует применения новых еще более дорогих материалов и передовых термобарьерных покрытий, а также разработки новых способов охлаждения [1, 6]. В связи с нехваткой в перспективных ГТУ воздуха на охлаждение разработаны турбины с охлаждением паром, хотя это ухудшает их эксплуатационные характеристики и снижает маневренность, что критично, например, в Германии, где ПГУ резервируют установки на основе возобновляемых источников энергии. В ближайшей перспективе, по-видимому, возможно незначительное дальнейшее повышение эффективности ПГУ, в первую очередь, за счет оптимизации цикла в целом, подбора наилучших рабочих параметров и сочетания оборудования для конкретных энергоустановок.

В России стоимость природного газа относительно невысока, что способствует повышению конкурентоспособности парогазовых установок, о чем свидетельствует их массовое строительство в последние 10 лет. Однако, к сожалению, у нас не производятся современные газовые турбины, таким образом, энергоблоки вводятся на основе не самого современного импортного оборудования.

Долгое время примером для подражания считалась Северо-Западная ТЭЦ, находящаяся в Санкт-Петербурге, где технология парогазового цикла обеспечивает КПД на уровне 51,5 %. Для обеспечения энергобезопасности олимпийских игр в Сочи построили новую ТЭЦ с парогазовыми установками, имеющими КПД более 50 % [7]. В 2010 г. на Тюменской ТЭЦ-1 состоялся пуск энергоблока № 2 мощностью 190 МВт по электроэнергии и 220 Гкал/ч по тепловой энергии. Коэффициент полезного действия нового блока в теплофикационном режиме составляет 63 %. Коэффициент использования тепла топлива 85 %. В 2011 году на Челябинской ТЭЦ-3 состоялся пуск энергоблока № 3 мощностью 216,3 МВт по электрической и 47,8 Гкал/ч по тепловой энергии. Коэффициент полезного действия нового блока в теплофикационном режиме составляет 77,4 %. Коэффициент использования тепла топлива 86 % [8]. На Сургутской ГРЭС-2 введены два новых парогазовых энергоблока суммарной мощностью 797,1 МВт, КПД ПГУ около 50–52 %.

Россия находится в самом начале пути освоения и массового внедрения парогазовых технологий. Даже переоснащение действующих в России ТЭЦ и ТЭС парогазовыми установками даст значительный экономический и экологический эффект. Но на вновь строящихся объектах тем более необходимо использовать только самые современные технологии, а также создать линейку энергоблоков ПГУ, отвечающих современным мировым требованиям, силами отечественного машиностроения.

Высокая эффективность парогазовых установок обеспечена благодаря целому ряду прорывных достижений в области материаловедения, металлургии, гидрогазодинамики и теплообмена. Они по праву занимают свое место в авангарде технологий производства электроэнергии и продолжают совершенствоваться.

Список литературы

1. Ashok D. Rao Combined cycle systems for near zero emission power generation. New Delhi : Woodhead Publishing, 2012.
2. Siemens Fossil Power Generation [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/> (дата обращения: 29.11.2014).
3. General Electric [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ge-energy.com> (дата обращения: 29.11.2014).
4. Mitsubishi Heavy Industries [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mhi-global.com> (дата обращения: 29.11.2014).
5. CCGT: Breaking the 60 per cent efficiency barrier // Power Engineering International. 2010. Vol. 18 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-3/features/ccgt-breaking-the-60-per-cent-efficiency-barrier.html> (дата обращения: 29.11.2014).
6. Ashok D. Rao, David J. Francuz // Applied Energy. 2013. Vol. 102. P. 1178–1186.
7. Сочинская ТЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://irao-generation.ru/stations/sochig/> (дата обращения: 29.11.2014).
8. Челябинская ТЭЦ-3 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fortum.com/countries/ru/about/investment/chel-cps/pages/default.aspx> (дата обращения: 29.11.2014).

УДК 621.313

Тихонова О. В., Малыгин И. В., Пластун А. Т.
Уральский федеральный университет

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕТА «ANSYS MAXWELL» ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В настоящее время при выполнении студентами курсового и дипломного проектирования существует огромный выбор различных прикладных программ, с помощью которых можно осуществлять моделирование электрических машин, а также их электромагнитные, тепловые и механические расчеты. Среди таких пакетов можно выделить «MathLab», «LCad», «ANSYS». Стоит отметить, что у прикладного пакета «ANSYS» существует несколько видов различных приложений, направленных на определенный анализ: механический, электромагнитный, вентиляционный и т.п. Продукт «ANSYS Maxwell» является пакетом, адаптированным для электромагнитного расчета электрических машин, позволяющим анализировать различные виды двигателей и генераторов классического исполнения в режимах 2D и 3D.

«ANSYS Maxwell» содержит приложение RMXprt, которое дает возможность пользователю провести первичный расчет машины. В своей базе RMXprt