

**LXV НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ СЕССИЯ ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, НЕВСКИЙ ЗАВОД, 18-19 СЕНТЯБРЯ 2018 Г.**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБНОВЛЕНИЕ ТЭЦ РОССИИ
НА БАЗЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Филиппов С.П., Дильман М.Д.

**ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК (ИНЭИ РАН)**



Роль ТЭЦ в электроэнергетике России



Тип ТЭС	Установленная мощность*				Выработка электроэнергии		Отпуск тепла**		Расход топлива	
	электрическая		тепловая							
	ГВт	%	ГВт	%	ТВт·ч	%	млн. Гкал	%	млн. т у.т.	%
ТЭС	163,4	100	314,7	100	629,5	100	478,0	100	249	100
в том числе										
КЭС	79,9	48,9	16,9	5,4	281,9	44,8	16,1	3,4	89	35,9
газовые	41,6	25,5	9,0	2,9	181,9	28,9	9,6	2,0	55	21,9
угольные	38,3	23,4	7,9	2,5	100,0	15,9	6,5	1,4	35	14,0
ТЭЦ	83,5	51,1	297,8	94,6	347,6	55,2	461,9	96,6	160	64,1
газовые	63,3	38,7	229,5	72,9	263,2	41,8	357,9	74,9	119	47,7
угольные	20,2	12,4	68,3	21,7	84,4	13,4	104,0	21,7	41	16,4

* На 01.01.2017 г.

** Включая ПВК. Не включены: ТЭЦ малой мощности, ТЭЦ, работающие в котельном режиме; районные котельные, находящиеся на балансе ТЭЦ

ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН ТЭЦ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ



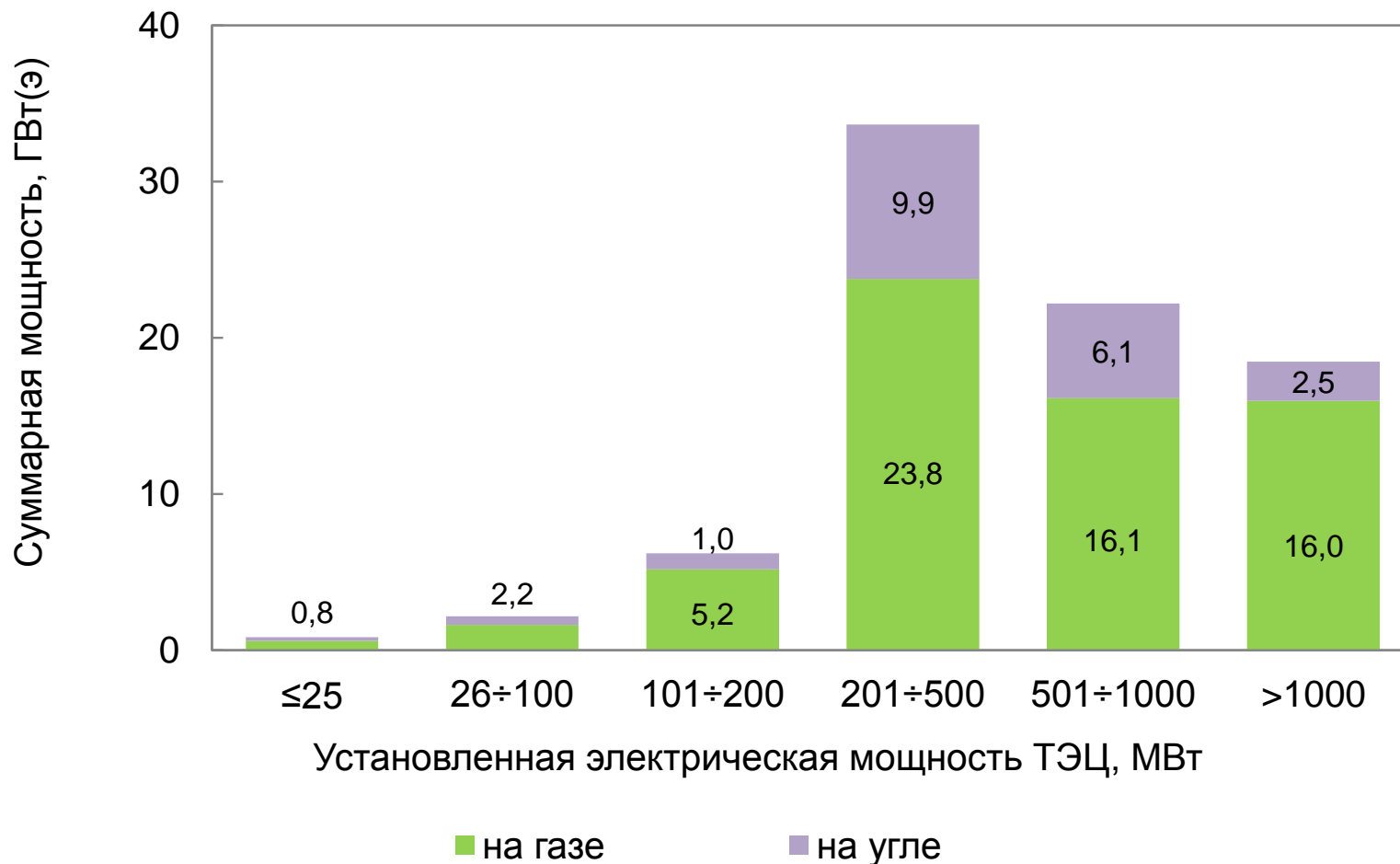
Тип ТЭЦ	Проработали, лет					Всего
	40 и более	от 30 до 39	от 20 до 29	от 10 до 19	9 и менее	
Установленная электрическая мощность, ГВт						
Все ТЭЦ	24,8	20,4	9,8	3,5	1,6	60,0
на газе	18,9	15,7	7,6	2,7	0,8	45,6
на угле	5,9	4,7	2,2	0,9	0,7	14,4
То же, %						
Все ТЭЦ	41,3	34,0	16,3	5,9	2,6	100
на газе	41,3	34,5	16,6	5,8	1,8	100
на угле	41,3	32,4	15,3	5,9	5,1	100

Отработали 30 и более лет – 45,2 ГВт или 75,3%.

Отработали 40 и более лет – 24,8 ГВт или 41,3%.

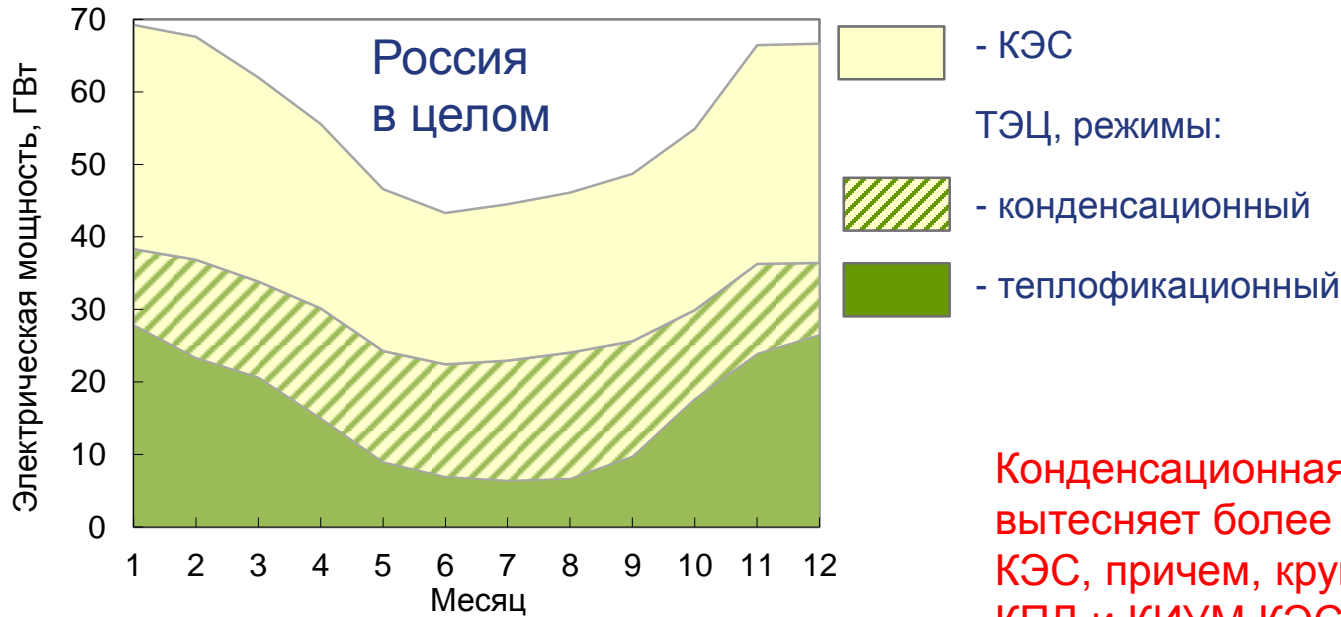
С промышленными ТЭЦ (более 7 ГВт) ситуация еще хуже.

МОЩНОСТНАЯ СТРУКТУРА ТЭЦ



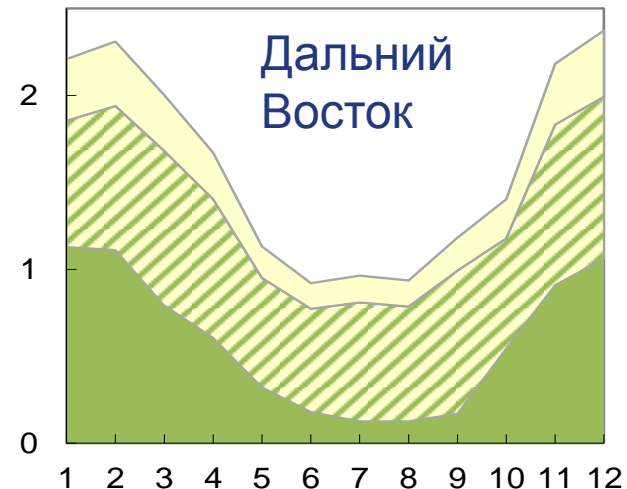
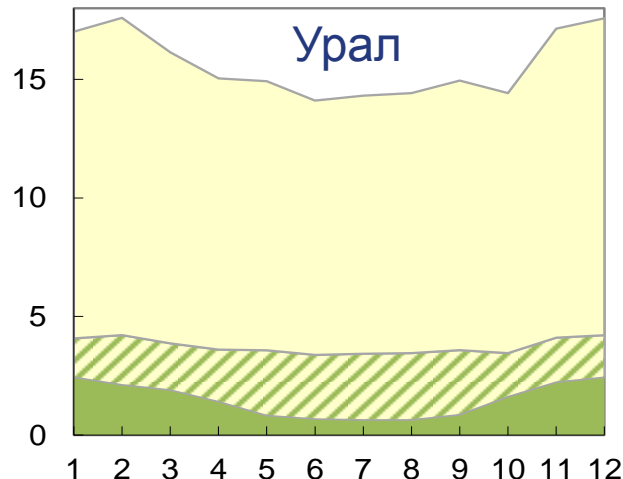
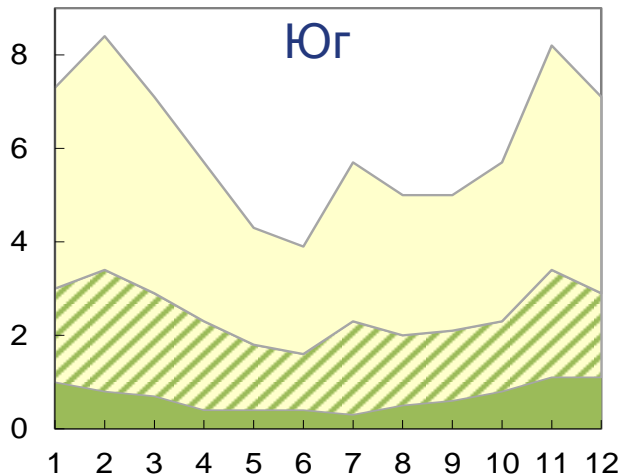
Более половины (51%) суммарной электрической мощности ТЭЦ приходится на ТЭЦ единичной мощностью 500 МВт и менее, в т.ч. 49% на газовых ТЭЦ (31 ГВт).

Годовые графики выдачи электрической мощности газовых ТЭС



На ТЭС в неэкономичном конденсационном режиме вырабатывается около 168 ТВт·ч электроэнергии, в т.ч. 124 ТВт·ч – на газовых ТЭС.

Конденсационная выработка ТЭС вытесняет более эффективную генерацию КЭС, причем, круглогодично. Снижается КПД и КИУМ КЭС. Растут затраты.



ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ, 2016 г.



Интегральные показатели, %

Тип ТЭС	КИУМ(э)	КИУМ(т)	КИТ
Все ТЭС	43,9	20,1	58,4
в том числе			
КЭС, газ	49,8	14,2	43,5
КЭС, уголь	29,7	10,8	37,8
ТЭЦ, газ	47,3	20,6	70,1
крупные	48,6	21,5	70,0
средние	40,3	20,8	68,2
малые	47,7	17,2	76,6
ТЭЦ, уголь	47,6	20,2	61,5
крупные	48,8	20,7	60,6
средние	44,7	19,5	63,1
малые	35,5	17,7	67,8

Турбоустановки: крупные – 100 МВт и выше, средние – 26-99 МВт, малые – 25 МВт и менее

Доля выработки электроэнергии в конденсационном режиме, %

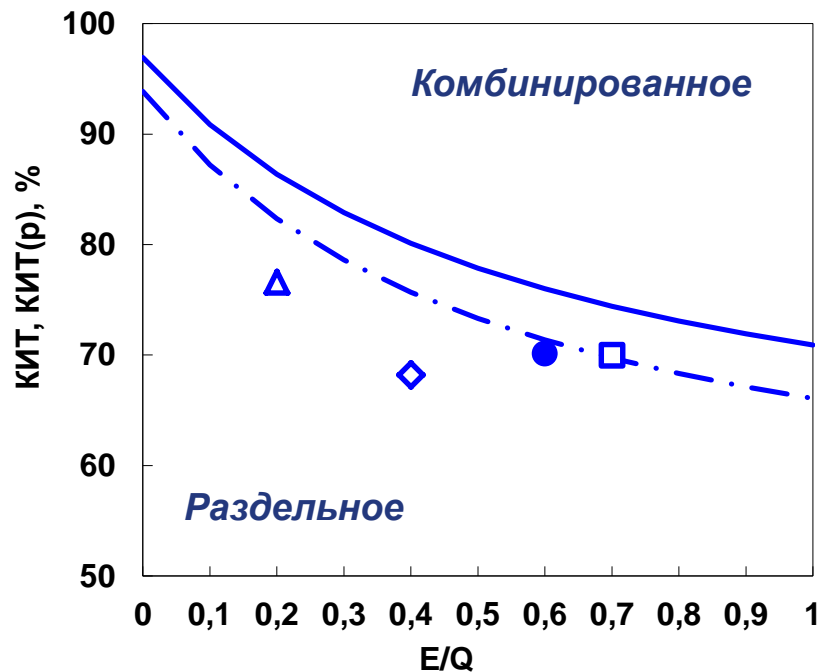
Регион России	газ	уголь
Россия в целом	47	52
Центр	40	-
Северо-Запад	52	43
Юг	73	-
Поволжье	37	48
Урал	60	67
Сибирь	44	49
Дальний Восток	56	64

Регионы соответствуют ФО. Юг включает Южный и Северо-Кавказский ФО

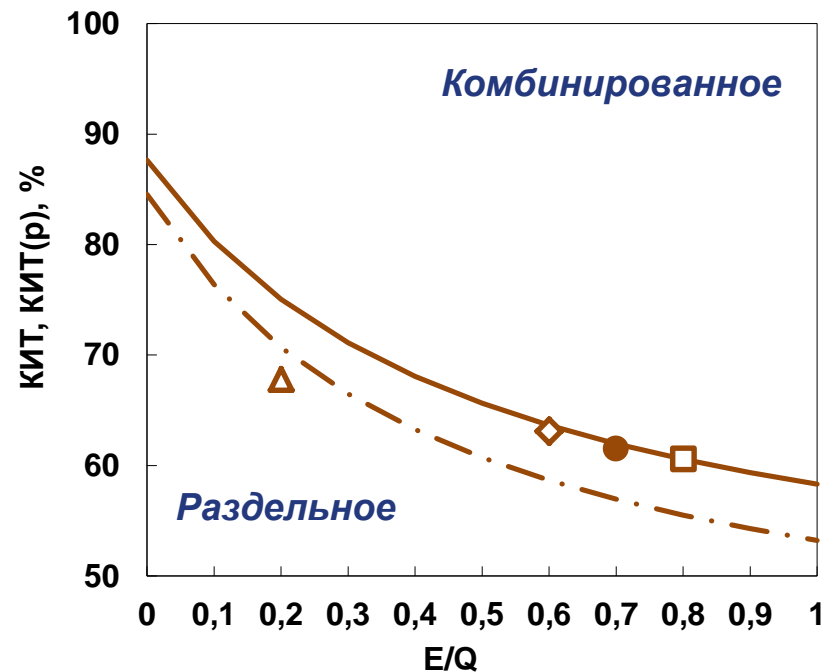
СОПОСТАВЛЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО И РАЗДЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ



на природном газе



на угле



— - раздельное на основе НДТ; — · — - раздельное на основе современных технологий;

ТЭЦ: ● - все; □ - крупные; ◇ - средние; △ - малые

Действующие газовые ТЭЦ и малые угольные ТЭЦ не конкурентоспособны с раздельным производством.

ОЦЕНКИ НЕОБХОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ГАЗОВЫХ ТЭЦ



Регион России	База нагрузки, факт, %	Использование максимума нагрузки отопления, ч/год	Тепловая мощность, ГВт		Избыток, %
			установ- ленная	необхо- димая	
Россия в целом	23,0	-	229,5	120,6	47,5
Центр	15,5	2427	67,8	41,6	38,6
Северо-Запад	27,0	2475	24,9	11,6	53,4
Юг	34,5	2053	13,4	4,4	67,2
Поволжье	29,5	2438	77,9	38,8	50,2
Урал	26,0	2591	23,9	12,1	49,4
Сибирь	20,0	2615	11,8	6,5	44,9
Дальний Восток	11,3	2948	9,8	5,6	42,9

- ❖ Работа ТЭЦ исключительно **по тепловому графику**.
- ❖ Использование только **отечественного оборудования** (или лицензионного с высокой степенью локализации его изготовления на отечественных предприятиях, причем с обязательным освоением производства критически важных элементов и систем).
- ❖ Отечественное оборудование должно быть **конкурентоспособным** с мировыми аналогами.
- ❖ Перевод угольных ТЭЦ на природный газ с соответствующей заменой оборудования (где это возможно и экономически целесообразно).

- ✓ Обновление газовых ТЭЦ тепловой мощностью 1000 МВт и менее целесообразно осуществлять на основе теплофикационных ГТУ.
- ✓ На более крупных ТЭЦ базовую тепловую нагрузку покрывать теплофикационными ПГУ, а полупиковую – ГТУ.
- ✓ Пиковые нагрузки покрываются пиковыми котлами.
 $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ подлежит оптимизации.

ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБНОВЛЕНИЯ ТЭЦ ОТЕЧЕСТВЕННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ



- ❖ Имеются конкурентоспособные отечественные ГТУ мощностью 16-25 МВт (АО ОДК-Авиадвигатель, г. Пермь). КПД в простом цикле 35,5-37,2%, назначенный ресурс 100 тыс.ч. Обеспечивают КИТ 85-86%.
- ❖ Нет конкурентоспособных отечественных ГТУ мощностью менее 16 МВт.
- ❖ АО «РЭП Холдинг» (г. Санкт-Петербург) локализовал производство ГТУ F-класса мощностью 16 и 31 МВт по лицензии GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A.) и ГТУ 21,9 МВт по лицензии Solar Turbines. КПД для ГТУ 31 МВт – 35%, ГТУ 21,9 МВт – 38,9% и ГТУ 16 МВт – 35,9%. В теплофикационном варианте их использования КИТ превышает 80%. На базе ГТУ 31 МВт предлагаются ПГУ 42 и 84 МВт с КПД 46,7%. Рабочий ресурс 200 тыс.ч.
- ❖ ООО «Русские Газовые Турбины» (г. Рыбинск) по лицензии компании General Electric производит ГТУ 6F.03 мощностью 82 МВт с КПД в простом цикле 36%, в комбинированном цикле (ПГУ-124 МВт и ПГУ-250 МВт) - 55%.
- ❖ ПАО «ОДК-Сатурн» на основе лицензионного соглашения с украинской компанией «Зоря-Машпроект» разработал ГТУ мощностью 110 МВт с КПД 35,2% в простом цикле. В теплофикационном режиме КИТ равен 85%. Работы ведутся с 1991 г. Выпущено 6 серийных машин. Требуется значительные усилия по повышению их надежности и снижению выбросов NOx.
- ❖ Совместное предприятие ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» (г. Санкт-Петербург) производит ГТУ SGT5-2000E мощностью 166-187 МВт с КПД 34,7% в простом цикле. ГТУ относится к достаточно устаревшему поколению E. Предлагаются ПГУ мощностью 250 МВт с КПД 52,4% и мощностью 505 МВт с КПД 52,9%.
- ❖ Производство ГТУ на ЛМЗ свернуто. Имеются предложения по его восстановлению.

Степень локализации производства лицензионных ГТУ низкая.

Требуется государственная программа создания отечественных ГТУ в целях обеспечения технологической независимости отечественной электроэнергетики.

ОЦЕНКИ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ЭФФЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ ТЭЦ



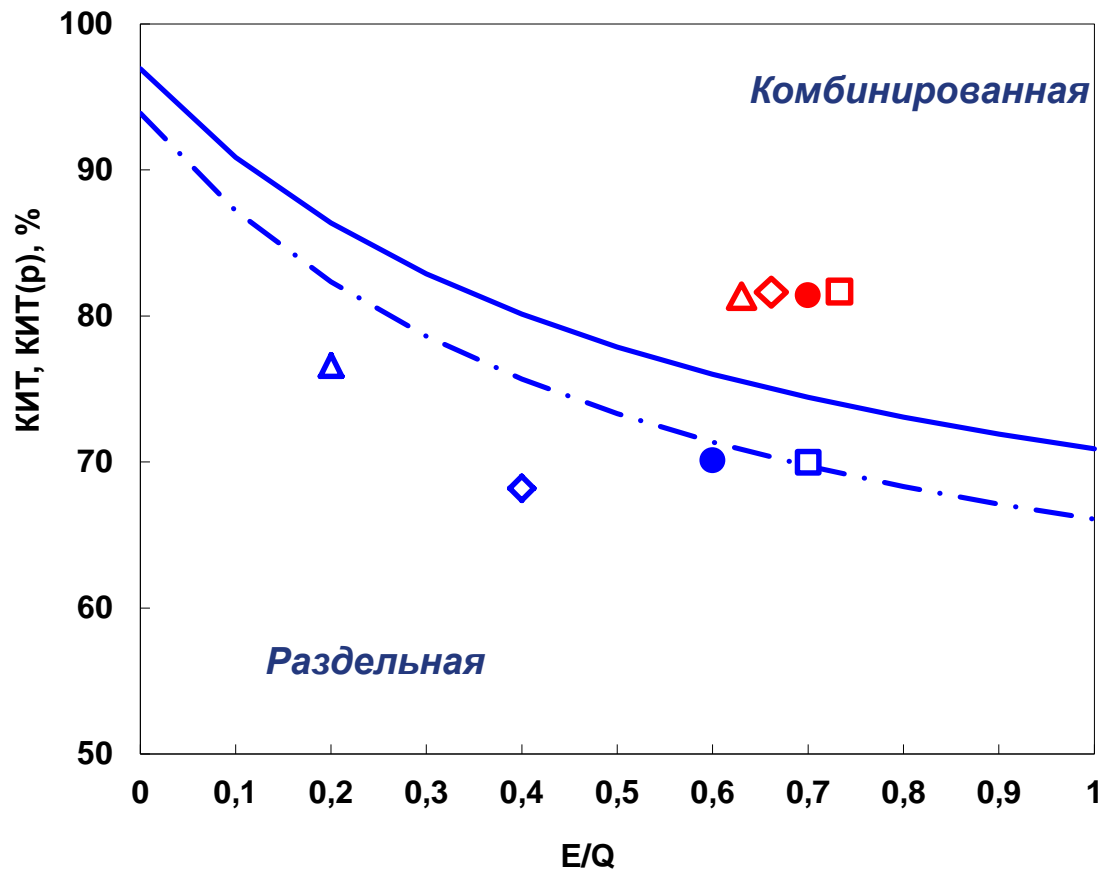
Показатель	ТЭЦ после модернизации
Снижение тепловой мощности, ГВт	109,0
то же, в %	47,5
Снижение электрической мощности, ГВт	12,8
то же, в %	20,2
Увеличение производства электроэнергии, ТВт·ч/год	29,9
то же, в %	11,4
Экономия топлива на ТЭЦ, в %	10,1
Экономия топлива на внешних КЭС, ПДж/год	195,7
Суммарная экономия топлива в системе (ТЭЦ+КЭС), %	15,7
то же, в млн. т у.т. в год	15-17

СРАВНЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВЫХ ТЭЦ ДО И ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ



Показатель	до модернизации (2016 г.)	после модернизации
Относительные характеристики ТЭЦ:		
P/N , Вт(э)/Вт(т)	0,275	0,419
E/Q , Дж(э)/Дж(т)	0,632	0,704
КИУМ(э)	0,475	0,662
КИУМ(т)	0,207	0,394
e , Дж(э)/Дж(топ) - КПД(э)	0,272	0,336
q , Дж(т)/Дж(топ) – КПД(т)	0,429	0,478
КИТ, %	70,1	81,4

ТОПЛИВНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОВЫХ ТЭЦ ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ПО СРАВНЕНИЮ С РАЗДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКОЙ



— - раздельное на основе НДТ; — · — - раздельное на основе современных технологий;

ТЭЦ: ● - все; □ - крупные; ◇ - средние; △ - малые; ■ - 2016 г.; ■ - после модернизации

ПОТРЕБНОСТИ В ТЕПЛОФИКАЦИОННОМ ОБОРУДОВАНИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБНОВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ ТЭЦ



Наименование показателя	ГВт(э)	Штук
Суммарные потребности в замещающих теплофикационных установках	50,5	560-760
В том числе		
- ГТУ электрической мощностью 25 МВт и менее	3,6	250-350
- ГТУ мощностью 40-85 МВт	5,3	80-130
- ГТУ мощностью 110-130 МВт	17,8	140/160
- ГТУ мощностью 150-170 МВт	9,8	55-65
- ПГУ мощностью 200-300 МВт	6,1	20-30
- ПГУ мощностью 300-450 МВт	7,9	18-26

- 1 Ключевой задачей отечественной электроэнергетики в настоящее время является технологическое обновление ТЭЦ.
- 2 Технологическое обновление газовых ТЭЦ должно осуществляться на основе ГТУ и ПГУ, причем исключительно отечественного производства.
- 3 Для целей технологического обновления существующих газовых ТЭЦ наиболее востребованными являются ГТУ средней и большой мощности и ПГУ на их основе. Особенно нужны ГТУ мощностью примерно 110-130 МВт и 150-170 МВт. Однако отечественная промышленность пока серийно такое оборудование не производит.
- 4 Поэтому модернизацию нужно начинать с ТЭЦ небольшой и средней мощности, которая уже практически полностью обеспечена современным отечественным оборудованием.
- 5 Следует незамедлительно начать разработку конкурентоспособных отечественных ГТУ средней и большой мощности. Это сложная техническая задача. Ее решение требует значительных усилий и ресурсов. Для успешного создания таких ГТУ необходима действенная государственная поддержка. В частности, на период развития отечественного газотурбостроения должны быть созданы барьеры для защиты внутреннего рынка от импорта энергетического оборудования.
- 6 Большая емкость отечественного рынка для ГТУ, которая только для целей технологического обновления газовых ТЭЦ превышает 50 ГВт на период до 2035 г., оправдывает разработку и освоение производства перспективных отечественных ГТУ, конкурентоспособных с зарубежным оборудованием.
- 7 Необходимо в кратчайшие сроки разработать две государственные программы: 1) Программу технологического обновления ТЭЦ и 2) Программу развития отечественного энергетического газотурбостроения. Их реализацию целесообразно осуществлять на условиях государственно-частного партнерства.

Более детально вопрос рассмотрен в статье: Филиппов С.П., Дильман М.Д. ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления // Теплоэнергетика, 2018, №11.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

Дильман М.Д., ВЕДУЩИЙ НАУЧНЫЙ СОТРУДНИК, К.Т.Н.

inei1985@mail.ru

