



ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ЕЭС РОССИИ

*Дудолин А.А. Зам.зав.каф.ТЭС,
к.т.н. ГОУ ВО НИУ МЭИ*

*НП «НТС ЕЭС», Санкт-Петербург,
апрель 2023*

Основные проблемы ЕЭС

- Активное строительство объектов «зелёной» генерации, атомных и мусоросжигательных электростанций ухудшает режимы работы существующей генерации, требует повышения маневренности существующих и новых электростанций.
- Активно разрабатываются подходы «Smart grid» и «Energy net», предполагающие строительство накопителей разных типов, способных выравнять электрический график. Однако вышеназванные подходы не учитывают вопросы оптимизации одновременно электро- и теплоснабжения, стоимости электрической энергии и тепла для конечных потребителей, системного экологического эффекта.
- Сохраняется тенденция по выдавливанию теплофикационной выработки ТЭЦ из баланса электрической энергии и мощности.
- Учитывая текущие тенденции развития распределённой генерации, роста стоимости электрической энергии и мощности на оптовом рынке, промышленные потребители стремятся застраховать себя от роста цен путём отключения от ЕЭС России (растет доля децентрализации).
- Остро стоит вопрос обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей в Единой энергосистеме России, обладающей технологической и экономической эффективностью, в том числе и в результате реализации программы модернизации тепловой генерации.



СЭС «Заводская» компании «Солар Системс», установленная мощность 15 МВт.

Фактический КИУМ за год составляет 15,96%
Выработка СЭС Заводская





Обмерзание в зимний период



Коэффициент загрузки у ВЭС в среднем по году выше примерно в два раза, чем на солнечных электростанциях: 30-38% против 16-18%.

Перегрев и возгорание (летом, авариях)

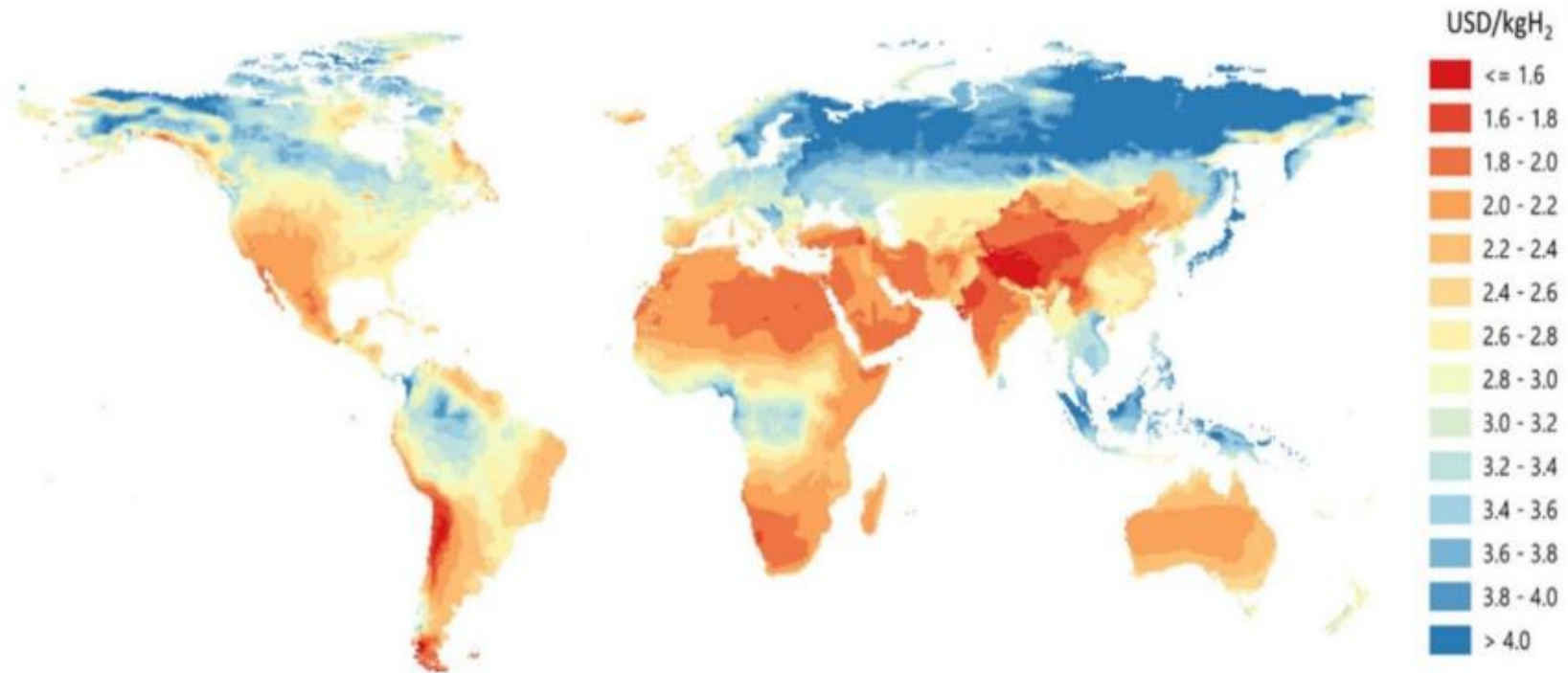


Захоронение лопастей ВЭУ на свалке города Каспер штат Вайоминг Фото: Benjamin Rasmussen for Bloomberg Green. Источник: [77]

Лопасты ВЭС мощностью 2 МВт имеют длину от 36 до 45 м. Общая длина 420 тысяч лопастей подлежащих утилизации каждый год в ЕС может составить от 14,7 до 18,9 тысяч км, а площадь – от 44,1 до 56,7 км². За 20 лет требуемая для захоронения площадь может превысить 1000 км²

Зелёный водород

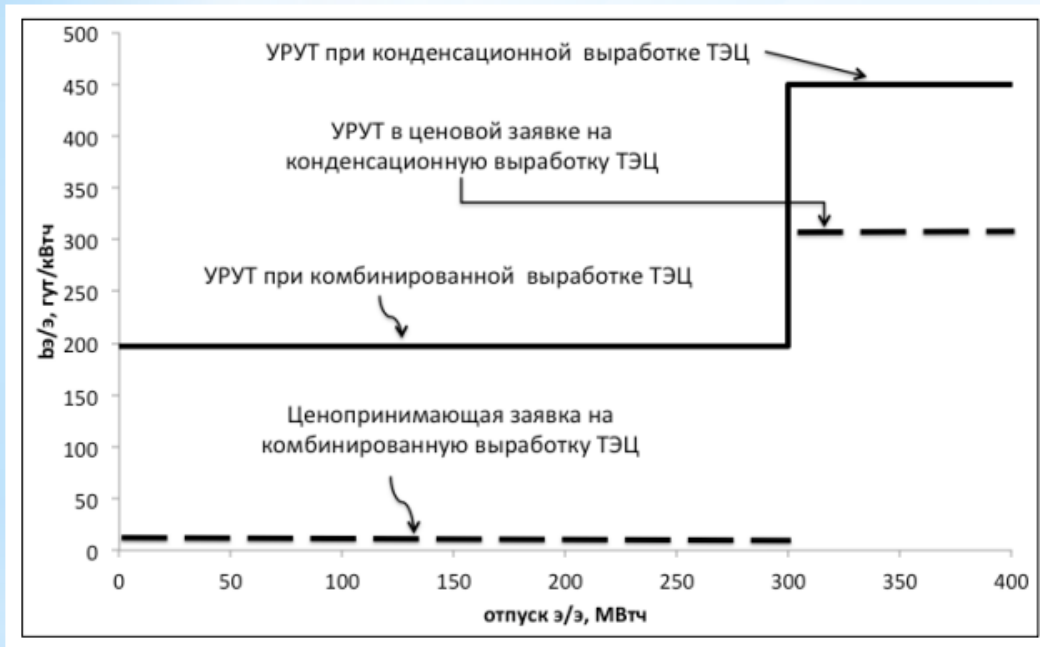
Конкурентоспособность Российской Федерации



Прогноз стоимости водорода для энергетических систем на базе материковых ВЭС и СЭС (источник: The Future of Hydrogen, - IEA, 2019)

В соответствии с данным прогнозом стоимость зелёного водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире.

Удельный расход топлива в ценовых и ценопринимающих заявках ТЭЦ



Отпуск электрической энергии ТЭЦ, вырабатываемой в конденсационном режиме, осуществляется с убытками, что снижает, а в некоторых случаях нивелирует доход от реализации электроэнергии, выработанной в режиме когенерации

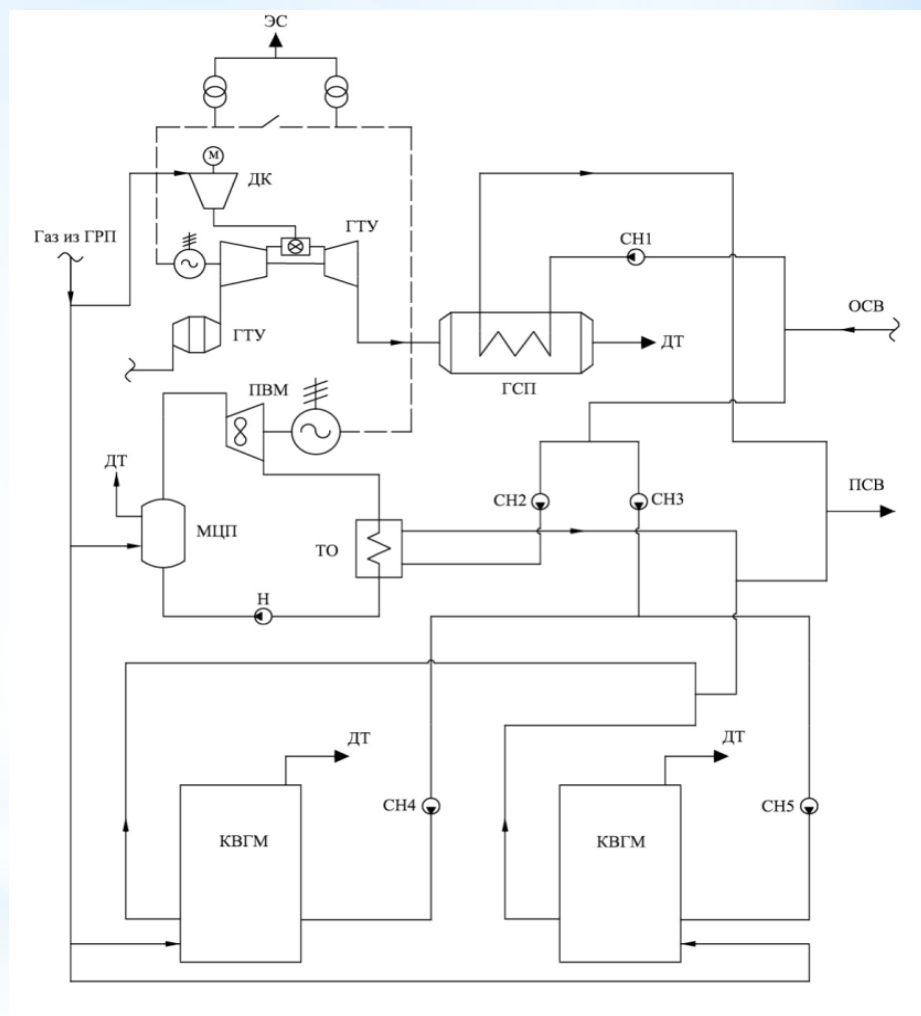
Пути решения:

- Внести изменения в правила оптового рынка электрической энергии и мощности с разделением отбора генерирующего оборудования для работы в базовой и пиковой частях суточного графика потребления электроэнергии.
- Обеспечить в структуре генерирующих мощностей долю электростанций эффективно работающих в пиковых режимах с возможностью ежедневного пуска/останова.
- Работа теплофикационного оборудования ТЭЦ в конденсационном режиме должна рассматриваться как вынужденная. Ценовые заявки ТЭЦ на конденсационные хвосты должны подаваться по фактическим расходам топлива и не принимать участие в формировании маржинальных цен на РСВ.
- Обеспечить экономически обоснованный уровень доходов ТЭЦ на рынке электрической мощности (КОМ), обеспечивающий эксплуатацию и надлежащий ремонт оборудования.
- Пересмотреть правила вывода ТЭЦ из эксплуатации.
- Оплату электрической мощности ТЭЦ разносить на всю ценовую зону оптового рынка электрической энергии и мощности.
- Ввести ответственность СО ЕЭС России за топливную эффективность в энергосистеме и цены на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке.

ВЫСОКОМАНЕВРЕННАЯ ТЭЦ ДЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Описание:

Высокоманевренная ТЭЦ на базе ГТУ малой мощности предназначена для решения отдельных режимных задач и расширения диапазона работы «базовой» генерации. Все оборудование подключается к общей системе автоматического регулирования. Малое время пуска автономной газотурбинной установки из холодного состояния определяется малой мощностью ГТУ, простотой конструкции водогрейного КУ (отсутствием толстостенных узлов, парового контура, системы дожига), способностью КУ работать по «сухому». Для сокращения времени пуска используется система непрерывного вентилирования газового тракта при останове ГТУ-КУВ. ТЭЦ может быть реализована как на природном, так и на сжиженном природном газе.



Тепловая схема включает: газовую турбину (ГТУ); водогрейный котёл-утилизатор (КУВ); малогабаритный цилиндрический парогенератор (МЦП); паровую винтовую машину (ПВМ); теплообменник (ТО); водогрейные котлы (КВГМ); сетевые насосы (НС).

Основные требования к пиковой (маневренной) ТЭЦ

Тепловая электростанция

- Теплоэлектростанция на базе:
 - ГТД мощностью от 5 МВт до 25 МВт,
 - КУВ малого размера,
 - малогабаритных паровых и водогрейных котлов,
 - Противодавленческих паровых расширительных машин малой мощности от 100кВт до 600кВт
 - Генераторов мощностью от 100кВт до 25 МВт
- отвечает требованиям:
 - быстрого пуска,
 - большого количества пусков/остановов,
 - высокого КИТТ,
 - выполнения общесистемных функций.
- Размещение тепловой электростанции в узлах нагрузки (потребления) электрической и тепловой энергии снижает расходы на инфраструктуру.

26

Название параметра	Единицы измерения	Величина
Количество пусков	раз в год	300 - 350
Парковый ресурс	час	100 000
Время пуска	минут	До 15 минут с вентилированием газового тракта; 5 минут без вентилирования газового тракта
Скорость изменения нагрузки	%Нуст/мин	20%
КИТТ	%	80-85%
$b_{э/э}$	гут/кВтч	175,6
$b_{т/э}$	кгут/Гкал	142,8
Расход топлива на пуск	кг	

Технические характеристики:

- КПД нетто по производству электроэнергии свыше 85 % (в теплофикационном режиме);
- КПД нетто по производству электроэнергии свыше 53 % (при минимальной теплофикационной нагрузке);

Маневренные характеристики ТЭЦ:

- количество пусков от 300 в год без изменения межремонтного периода;
- время пуска до 600 секунд (быстрый пуск до 300 секунд); расход топлива на пуск менее 30 кгут/МВт;
- регулируемый диапазон 0 - 100% располагаемой мощности.

Результаты расчета пиковой (маневренной) ТЭЦ

ГТУ -16 (АО «ОДК»)

№	Параметр	Температура наружного воздуха			
		-30	-3,6	15	30
	Основной режим ГТУ-КУВ	-30	-3,6	15	30
1	Электрическая мощность ГТУ (брутто), кВт	16000	16000	16000	13859
2	Электрическая мощность ГТУ (нетто), кВт	15562	15558	15555	13459
3	Тепловая мощность ГТУ-КУВ, кВт	18449	21145	23742	21918
4	Расход топлива ГТУ в основном режиме, т/ч	3,154	3,242	3,312	2,922
5	Расход топлива с отключенной ГТУ (ПК), т/ч	0,794	0,656	0,647	0,644
6	Температура на выходе ГТУ, оС	383	441	495	522
7	Температура воды на входе в КУВ, оС	70	48	40	40
8	Температура воды на выходе из КУВ, оС	150	94	74	74
9	Температура газов на выходе из КУВ, оС	100	100	100	100
10	КПД электрический (пропорц. метод), %	56,53	57,97	59,46	60,1
11	КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ, %	77,57	81,43	85,20	87,08
12	КИТТ с отключенной ГТУ, %	90,75	90,8	90,7	90,53



**ЗСП первой ценовой зоны
(АЭС - 22000 МВт) факт 27 июля 2017 года**

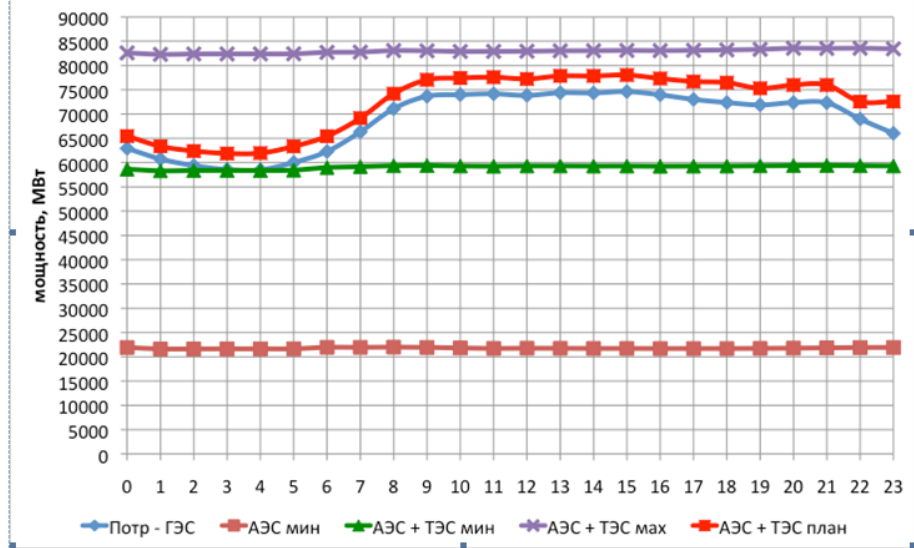


Рис. ЗСП первой ценовой зоны (факт)

**ЗСП первой ценовой зоны с маневренными ТЭС
(АЭС - 28000 МВт) 27 июля 2017 года**

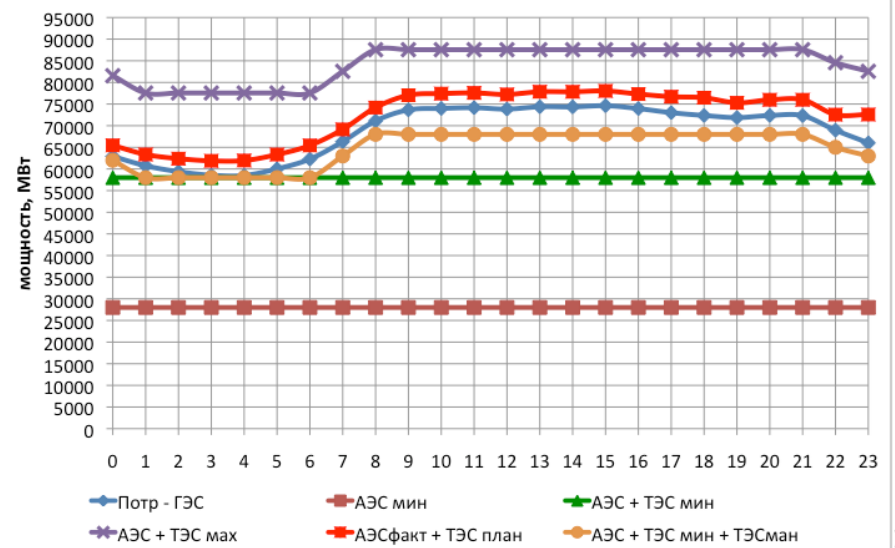


Рис. ЗСП первой ценовой зоны с маневренными ТЭС

Использование маневренной (пиковой) ГТУ-ТЭЦ приводит к росту загрузки АЭС, снижению использования конденсационных хвостов теплофикационных турбин, росту теплофикационной выработки ТЭЦ по сравнению с фактическими режимами

Использование маневренных (пиковых) тепловых электростанций позволило дополнительно загрузить 6000 МВт электрической мощности атомных энергоблоков в первой ценовой зоне оптового рынка в летний период

Аналитические оценки использования высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ показали снижение расхода топлива на 23,4% и выбросов NOx на 39,2% по сравнению с отдельным производством электрической энергии и тепла.

Выполненные технико-экономические расчёты системного эффекта внедрения высокоманевренной ГТУ-ТЭЦ в объёме 10 ГВт (менее 7% от максимума потребления или около 4% установленной мощности электростанций в ЕЭС России) показали:

- Снижение стоимости электрической энергии на оптовом рынке (РСВ) оценивается в 188 млрд рублей в год.
- Снижение потребления органического топлива на 19,6 млн т в год, стоимостью 78,4 млрд рублей.
- Снижение выбросов CO₂ на 55 млн тонн в год.
- Снижение выбросов NOx на 24,7 тысяч тонн в год.
- Загрузка отечественных производителей оборудования, создание новых квалифицированных рабочих мест.
- Рост числа часов использования установленной мощности базовой генерации
- Снятие системных ограничений на загрузку энергоблоков АЭС (летом – 6ГВт, зимой – 4ГВт), теплофикационных турбин, объектов ВИЭ.
- Вывод из эксплуатации 10000 МВт неэффективных мощностей снизит расходы потребителей более, чем на 16 млрд рублей в год по цене КОМ на 2022 год.
- Простой срок окупаемости инвестиций за счёт средств от системного эффекта без роста стоимости электрической энергии для конечных потребителей составит до 5 лет, дисконтированный (при WACC =12%) – до 8 лет.

Основные этапы реализации:

1. Анализ площадок для внедрения высокоманевренной ТЭЦ
2. Привязка высокоманевренной ТЭЦ в структуру действующих электростанций ЕЭС, выбранных для внедрения.
3. Разработка ТЭО внедрения высокоманевренной ТЭЦ.
4. Строительство опытно-промышленной установки высокоманевренной ТЭЦ на выбранном объекте ЕЭС (включает инжиниринг, проектирование, строительство, ПНР).
5. Опытно-промышленная эксплуатация высокоманевренной ТЭЦ.
6. Разработка рекомендации по доработке технической документации высокоманевренной ТЭЦ.

Эффект:

- снятие системных ограничений на загрузку крупных энергоблоков;
- дополнительная пиковая мощность;
- повышение надежности «базовой» генерации;
- снижение расхода органического топлива;
- снижение выбросов CO_2 и No_x .

Спасибо за внимание