Технические аспекты строительства миниТЭЦ на МВТ

НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ
Седнин В.А.

Обоснование оптимизации систем централизованного теплоснабжения районного масштаба

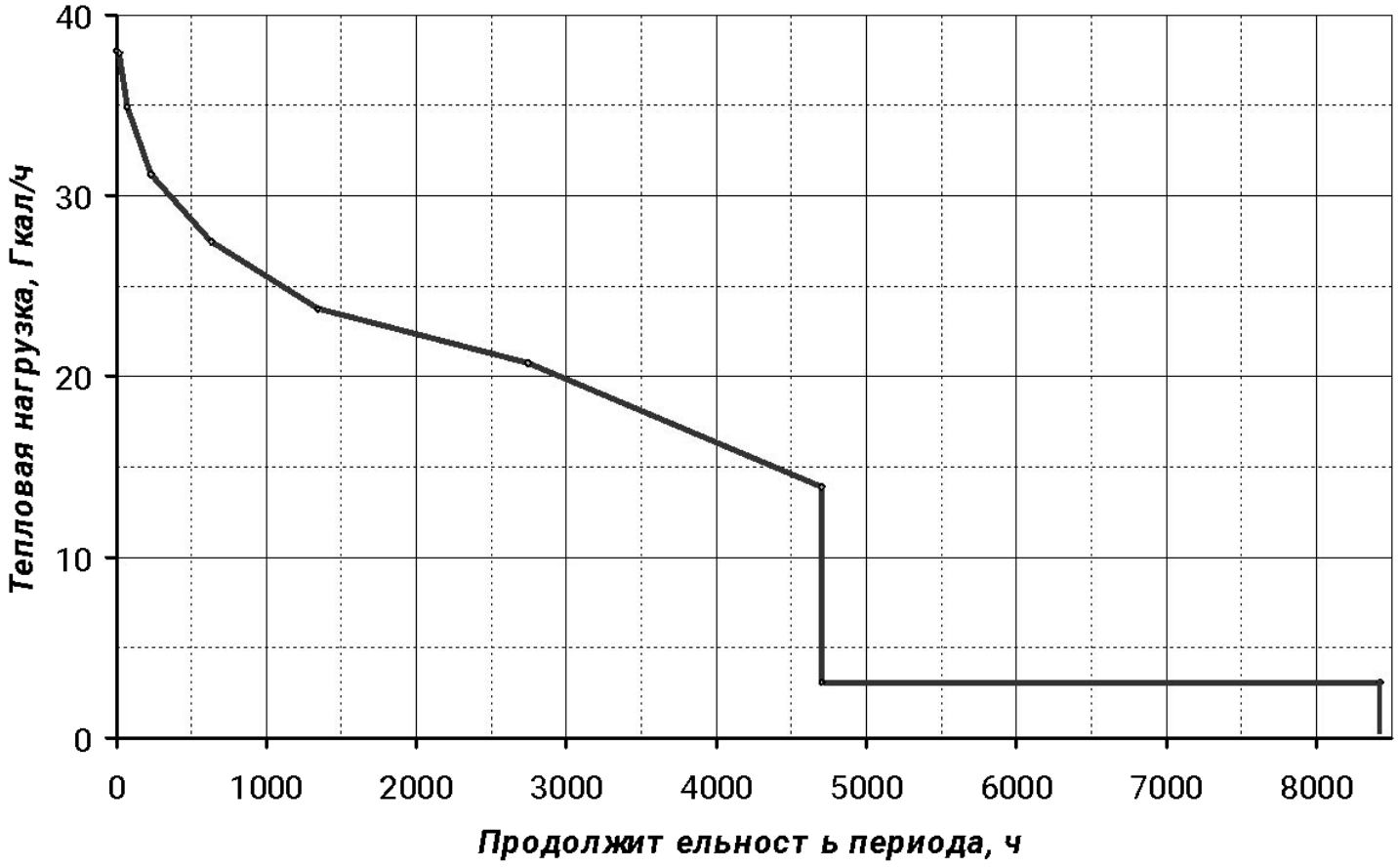
В условиях дефицита и роста цен на углеводородное топливо актуальным является поиск новых технических решений в сфере производства, транспорта и потребления электроэнергии. Вопросы, касающиеся энергосбережения, снижения энергетической составляющей в себестоимости продукции стали еще более актуальными и заставили по-новому взглянуть на методы и возможные пути реализации программы по снижению энергопотребления, повышения конкурентоспособности продукции и приросту ВВП.

Оптимизация схемы теплоснабжения районных городов определяется необходимостью экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и замещения импортируемого природного газа местными видами топлива (МВТ) развитием комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Основные подходы к модернизации централизованных систем районного масштаба

Модернизация системы теплоснабжения районных городов, как правило предусматривает реконструкцию котельной средней мощности под использование местных видов топлива с внедрением когенерационных технологий и расширением зоны теплоснабжения за счет подключения тепловых потребителей рядом расположенных котельных, подлежащих консервации или переводу в тепловые подстанции. Обычно после модернизации, централизованное теплоснабжение планируется осуществлять по закрытой схеме двухтрубной системы и температурным графиком сетевой воды 130/70 (110/70)°С, со срезкой 70 (65)°С.

Вид типового графика годовой нагрузки зоны теплоснабжения районной котельной



Задачи модернизации централизованных систем теплоснабжения

Основными задачами инвестирования в реконструкцию являются:

– повышение энергетической эффективности и надежности работы системы теплоснабжения;

– замещение импортируемого природного газа в результате увеличения доли использования МВТ как непосредственно на котельной, так и в республиканских масштабах вследствие замещения электроэнергии вырабатываемой на замыкающей КЭС;

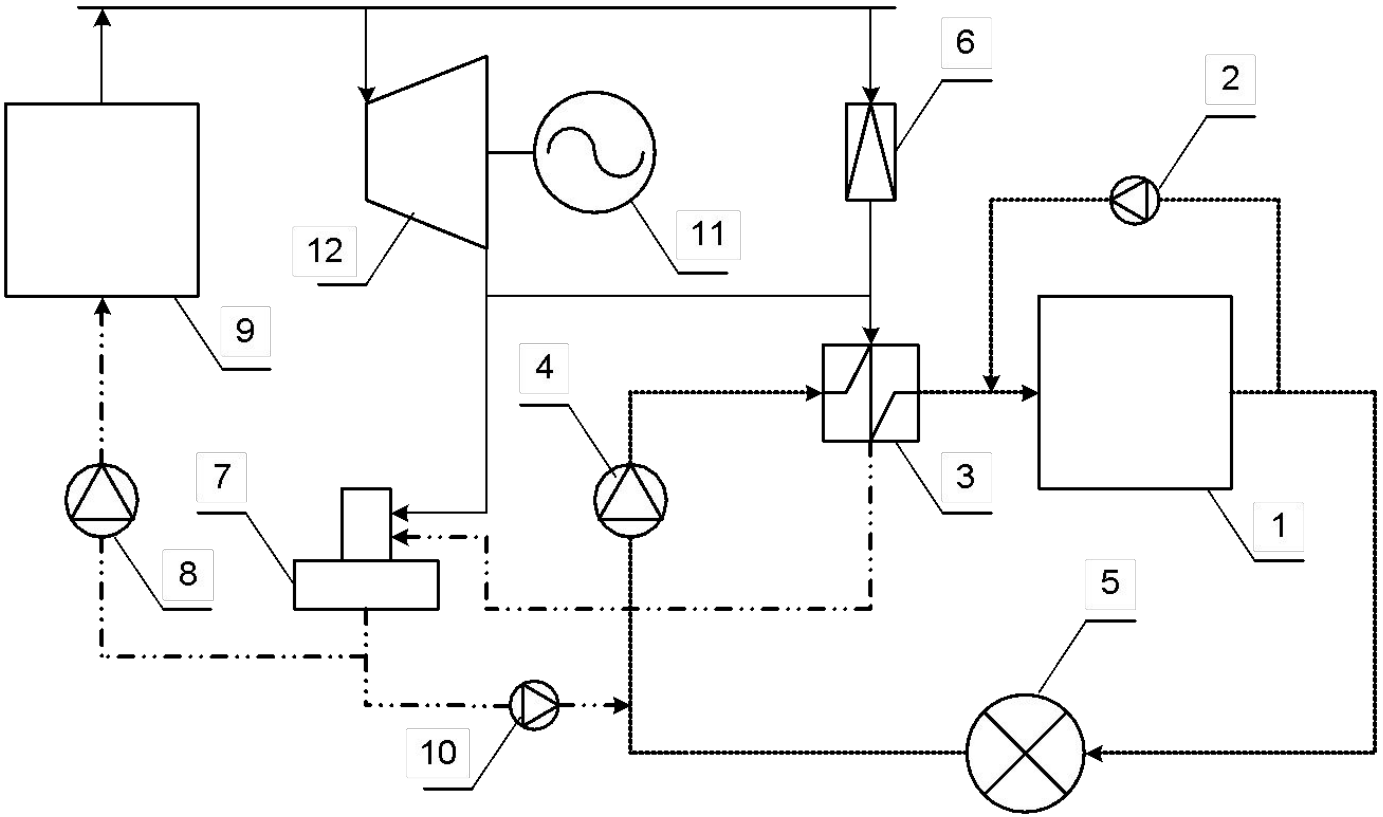
– снижение затрат на покупку электроэнергии, тем самым уменьшение себестоимости производства тепловой энергии;

– снижение выбросов CO2 за счет применения комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

- - паросиловые циклы с применением воды в качестве рабочего тела (ТЦР);
- паросиловые циклы с применением низкотемпературных рабочих тел (ОРЦ);
- - процессы термической конверсии (газификации) топлива с последующим сжиганием генераторного газа в двигателе внутреннего сгорания (ГПА, газовая турбина);
- - прямое сжигание твердого топлива в камере сгорания газовой турбины – КПД 14-16%;
- -получение биогаза, с последующим сжигание в двигателях внутреннего сгорания;
- - газотурбинная установка с внешним сжиганием топлива;
- - установки на основе двигателя Стирлинга.

Принципиальная схема реконструкции котельной с применением ТЦР



Принципиальная схема реконструкции котельной с применением ОЦР

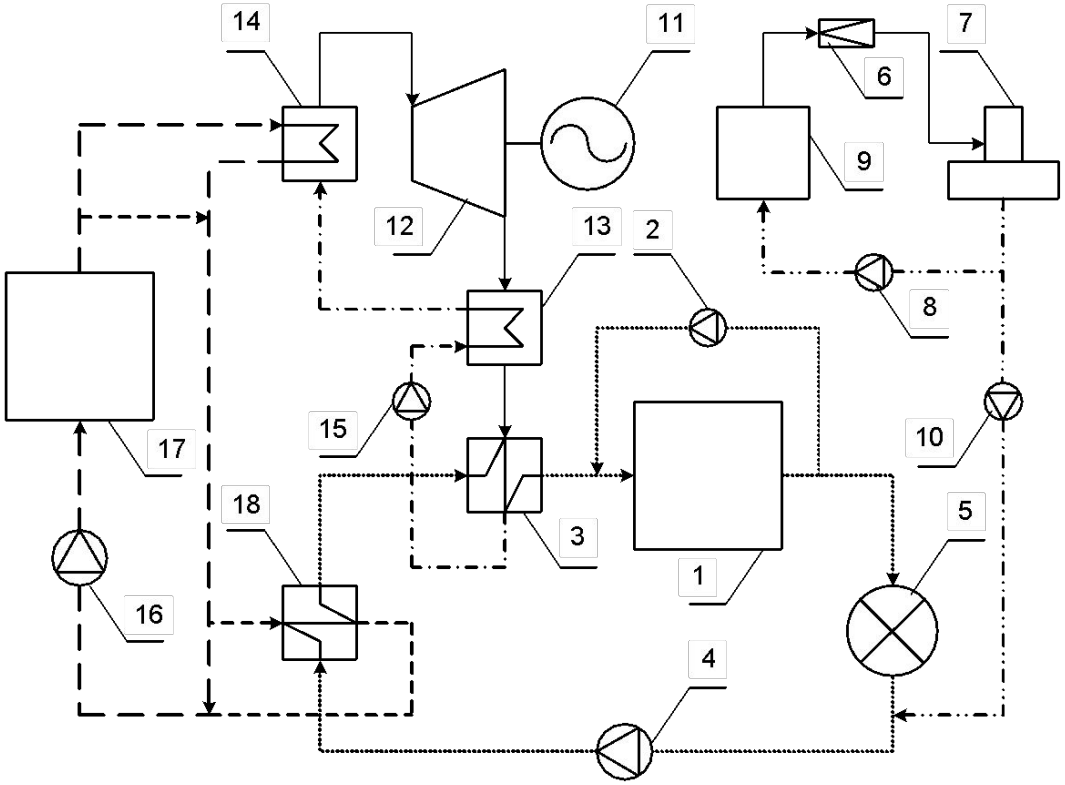
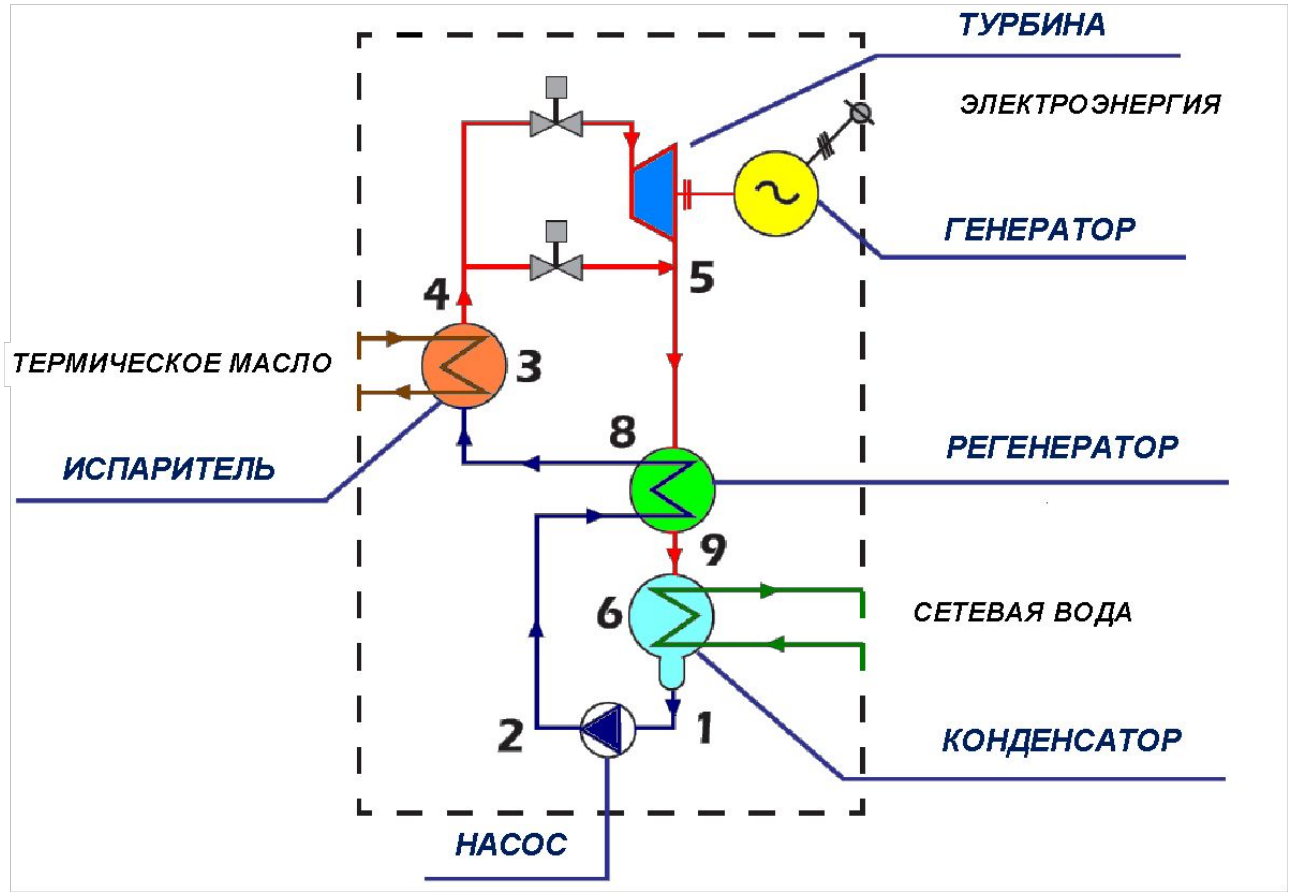
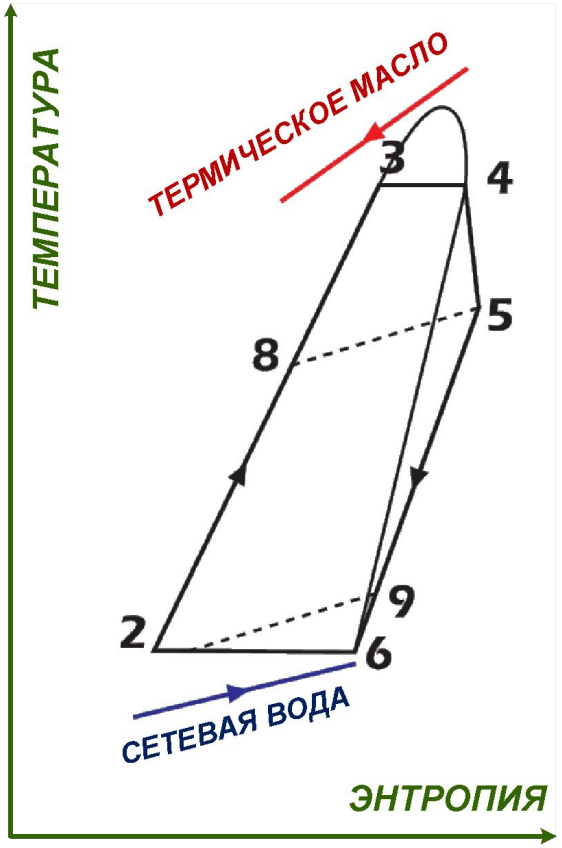


Схема модуля ОЦР

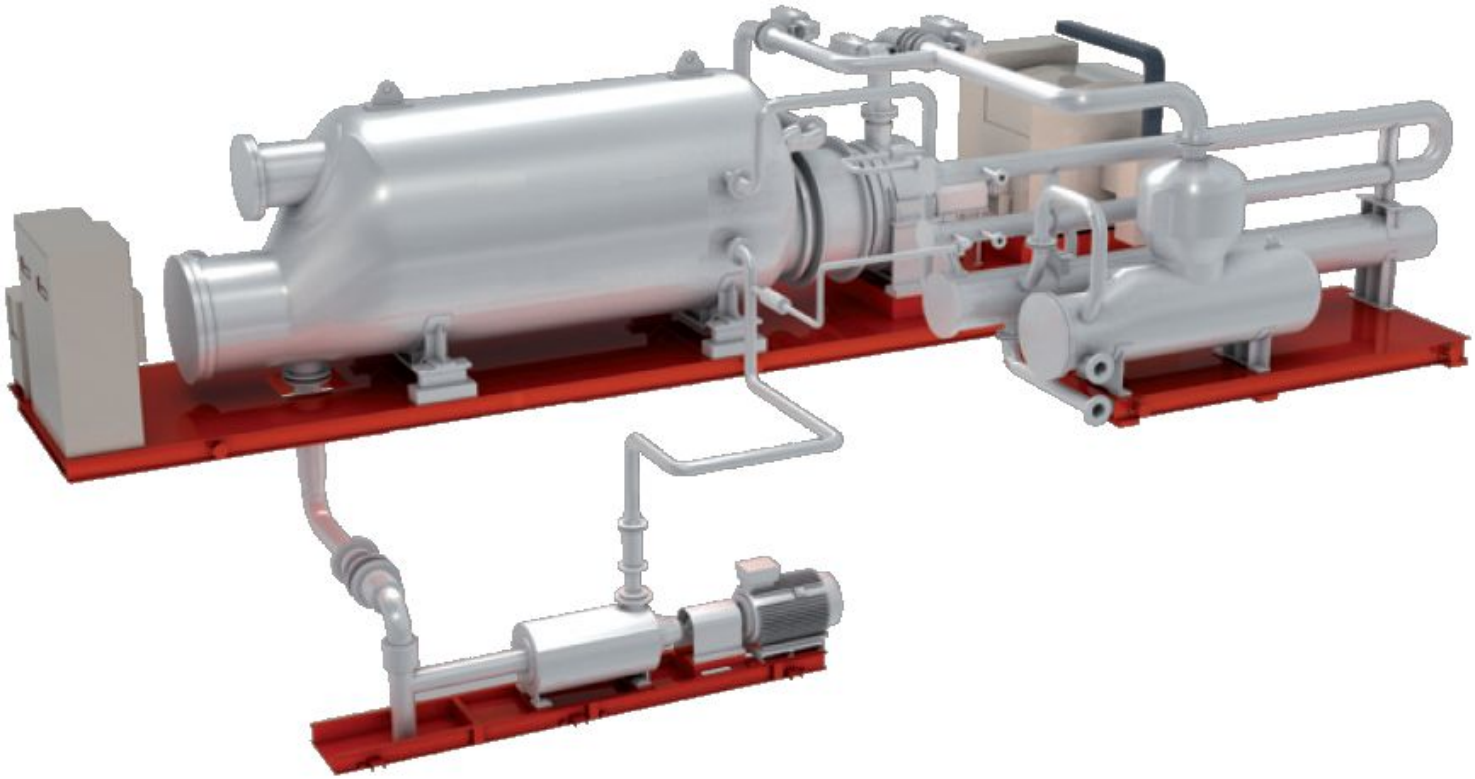


Цикл Ренкина для органического рабочего тела



- Термическое масло нагревает и испаряет органическую рабочую жидкость в испарителе (8→3→4).
- Испаренная рабочая жидкость вращает турбину (4→5), которая через эластичную пару соединена с электрогенератором.
- Далее испаренная жидкость проходит через регенератор (5→9), где она нагревает рабочую жидкость подающуюся в испаритель (2→8).
- Затем эта жидкость конденсирует в конденсаторе (охлаждаясь водой) (9→6→1). Органическая жидкость, с помощью насоса (1→2) поступает из регенератора в испаритель, тем самым завершая полный цикл

Внешний вид модуля ОЦР



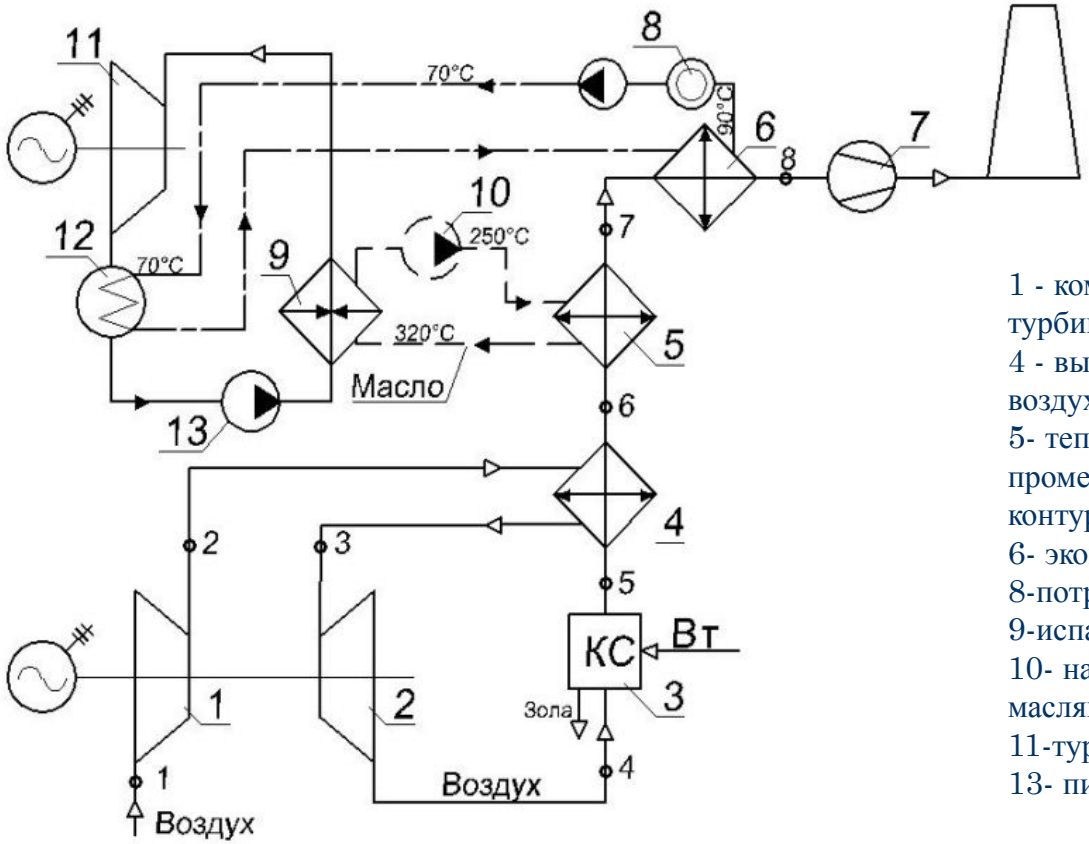
Основные преимущества модулей ОЦР

- высокий электрический КПД модуля ОЦР;
- высокий внутренний относительный КПД турбины (до 85 %);
- небольшое механическое напряжение турбины и отсутствие редуктора (низкая окружная скорость);
- отсутствие эрозии лопаток (процесс протекает в сухом паре);
- простота запуска/останова;
- постоянное автоматическое управление;
- отсутствие необходимости увеличения штата обслуживающего персонала;
- бесшумность работы;
- Высокий диапазое регулирования мощности (от 10% номинального);
- высокий КПД на переменных режимах режиме;
- минимальное техническое обслуживание;
- большой ресурс работы.

Область применения модулей ОЦР

- Совместная выработка тепловой и электроэнергии при использовании в качестве топлива древесной и другой биомассы;
- Рекуперация теплоты выхлопных газов ДВС, газы сушильных установок и дымовые газы котлов;
- Использование геотермальных источников энергии;
- Использование солнечной энергии.

Принципиальная тепловая схема парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители



1 - компрессор; 2- газовая турбина; 3 - топка котла;
4 - высокотемпературный воздухоподогреватель;
5- теплообменник промежуточного масляного контура;
6- экономайзер; 7- дымосос;
8-потребитель тепловой энергии;
9-испаритель НКРТ;
10- насос промежуточного масляного контура;
11-турбина;12-конденсатор;
13- питательный насос.

Парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители *ОГРАНИЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ВОЗДУХА*

Основные условия ограничивающие максимальную температуру воздуха перед турбиной:

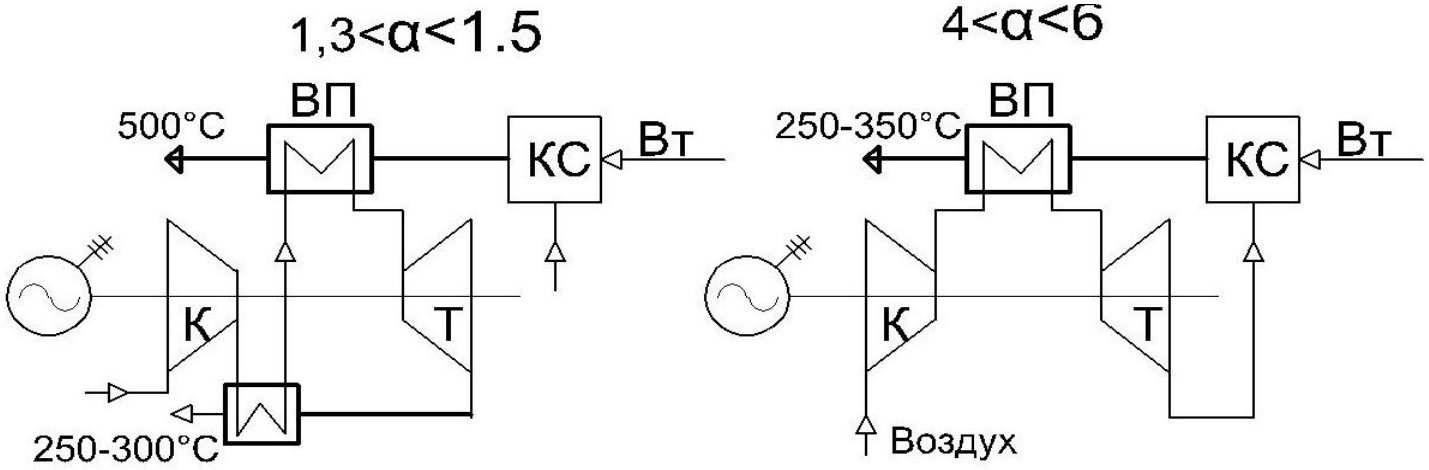
- максимальная температура продуктов сгорания до 1100ºС - обусловлено температурой спекания золы;
- максимальная температура стенки металлической трубы до 925…950ºС;
- увеличение стоимости теплообменника для достижения высоких температур, применение жаростойких сталей и керамических поверхностей нагрева;
- - загрязнение и коррозия поверхностей теплообмена.

Возможны для снижения температуры в камере сгорания, при сбросе воздуха после турбины в камеру сгорания (полная рекуперация), необходимо поддерживать коэффициент расхода воздуха $3<\alpha<5$. При значениях коэффициента расхода воздуха $\alpha<2,5$, необходимо осуществлять регенерацию в контуре газовой турбины в отдельном теплообменнике.

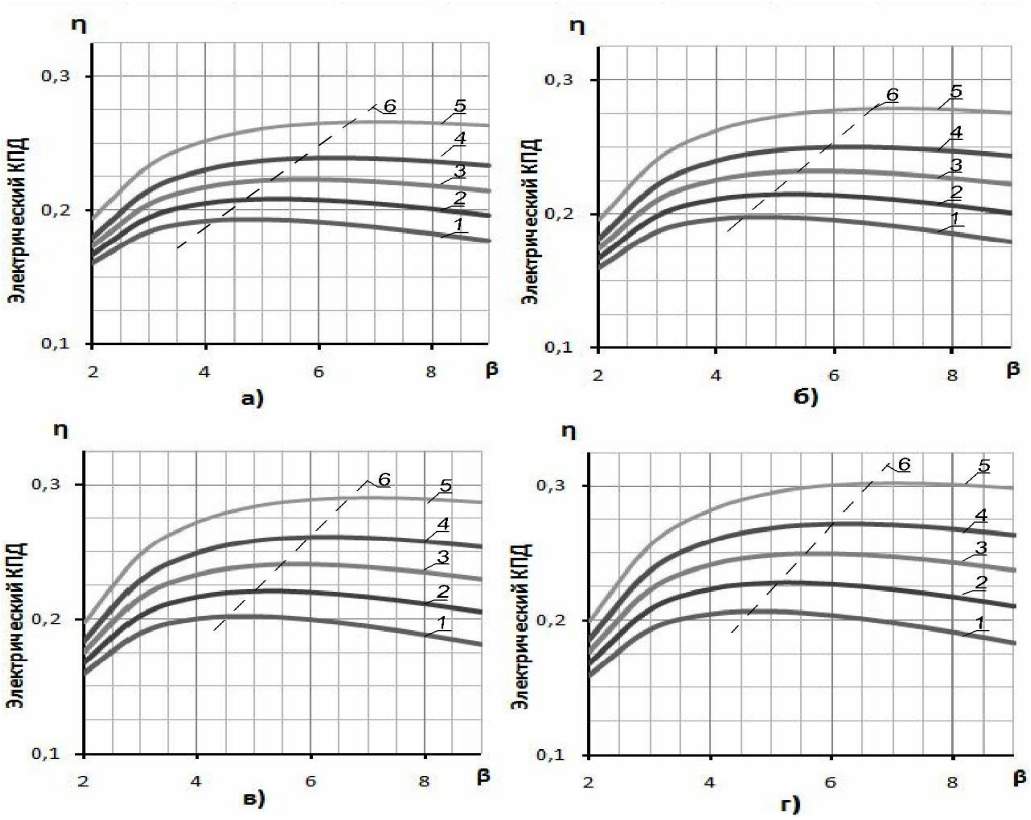
Парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители *ОГРАНИЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ВОЗДУХА*

Возможные варианты снижения температуры в камере сгорания, при сбросе воздуха после турбины в камеру сгорания (полная рекуперация), необходимо поддерживать коэффициент расхода воздуха 4<α<6.

При значениях коэффициента расхода воздуха α<1,5, необходимо желательно осуществлять регенерацию в контуре газовой турбины в отдельном теплообменнике.



Парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители *ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ*



Коэффициент расхода воздуха после топки котла а – соответственно:
а - α=3,5; б – α =4;
в – α =4,5; г – α=5.
Температура воздуха перед турбиной соответственно:
1 - 700ºС; 2 - 750 ºС;
3 - 800ºС; 4-850 ºС;
5-900ºС; 6 – линия максимального КПД системы.

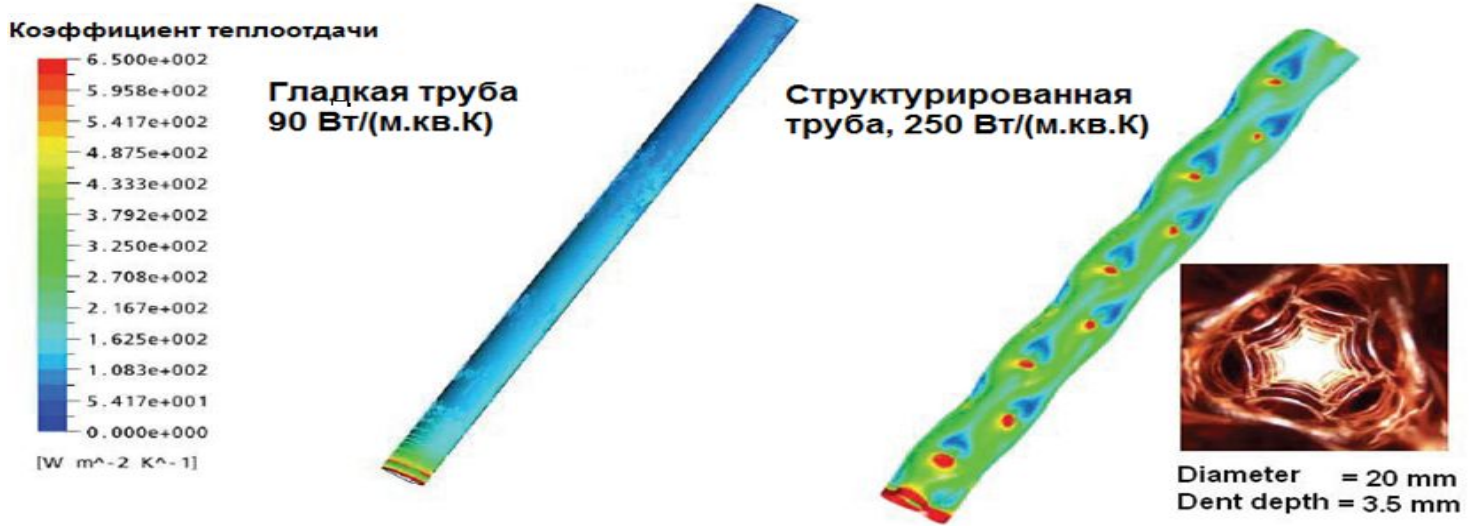
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ УСТАНОВКИ, ПРИВЕДЕННЫЕ К ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ПОТОКА ТОПЛИВА РАВНОЙ 100 КВТ И МАКСИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА 900ºС

Критерий оценки	Размерность	α=3,5		α=4,0		α=4,5		α=5,0	
		β=4	β=5	β=4	β=5	β=4	β=5	β=4	β=5
Тепловая мощность воздухоподогревателя	кВт	102,2	98,2	116,9	112,2	131,5	126,2	146,1	140,2
Электрическая мощность вырабатываемая газотурбинной установкой	кВт	18,8	19,9	21,5	22,8	24,2	25,	26,9	28,5
Тепловая мощность теплообменника контура на НКРТ (охлаждение ДГ до 300ºС)	кВт	36,2	35,1	27,5	26,2	18,7	17,3	10,0	8,4
Электрическая мощность установки на НКРТ (η=17%)	кВт	6,8	6,6	5,2	4,9	3,5	3,2	1,9	1,6
Электрический КПД комбинированной установки	%	25,2	26,1	26,2	27,2	27,2	28,4	28,2	29,5
Тепловой КПД комбинированной установки (темпертура уходящих газов 120ºС, теплоноситель 90-70ºС)	%	55,9	55	52,7	51,6	49,5	48,3	46,3	45
Суммарный КПД комбинированной установки	%	81,1	81,1	78,9	78,8	76,7	76,7	74,5	74,5
Поверхность воздухоподогревателя	$м^2$	15,8	17,1	24,1	27,0	36,0	42,2	53,6	67,4
Поверхность теплообменника контура на НКРТ	$м^2$	10,6	10,5	10,6	10,4	10,0	9,8	9,0	8,8

Парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители *ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА*

Применение различных конструкций теплообменников, труб с криволинейной поверхностью, позволяет уменьшить поверхность нагрева

- 1) Размещение высокотемпературного теплообменника в кипящем слое (топка кипящего слоя), повышение коэффициента теплоотдачи, со стороны греющего теплоносителя до 500Вт/(м^2·К);
- 2) Применение структурированных труб (с криволинейной поверхностью), позволяет повысить коэффициент теплоотдачи продуктов сгорания до 270-300 Вт/(м^2·К), при скоростях газа 0,1-0,2 м/с.



Парогазовой установки с внешним сгоранием топлива и паросиловым циклом на органическом теплоносители

- **К преимуществам данной комбинированной установки можно отнести:**
- Высокая эффективность комбинированного цикла;
- Сжигание различных видов биомассы, с высоким содержанием смол, что для технологии газификации топлива является большой проблемой;
- Использования контура на низкокипящем рабочем теле, позволяет эффективно использовать энергетический потенциал продуктов сгорания;
- Отсутствие абразивного износа лопаток газовой турбины;
- Использования топлива с высокой влажностью;
- **К недостаткам данной комбинированной установки можно отнести:**
- Для нагрева воздуха в ВП ГТУ до 900°С, необходимо применение жаропрочных,керамических, коррозионною стойких материалов;
- Большие поверхности теплообмена;
- Существенное падение давления воздуха в рекуператоре газовой турбины, до 20%.

Сопоставление наилучших вариантов реконструкции котельной по ул. Павловского (УП «МКТС»)

Состав оборудования

Вариант ОРЦ	Вариант ГПА
1. ОЦР 1280 кВт – 1 шт. 2. котел на термическом масле, работающих на МВТ, единичной мощностью 4,0 МВт – 2 шт. 3. газо-мазутный паровой котел с единичной паропроизводительностью 1,0 т/ч – 2 шт. 4. подогреватель сетевой воды (термомасло/вода) мощностью 8,0 МВт – 1 шт. 5. газо-мазутный водогрейный котел мощностью 10,0 Гкал/ч – 2 шт.	1. Колел на щепе мощностью 3 МВт – 1 шт. 2. ГПА мощностью 1,4 МВт – 1 шт. 3. водогрейный котел мощностью 8 Гкал/ч – 2 шт. 4. паровой котел с единичной паропроизводительностью 1,75 т/ч – 2 шт.

Капитальные затраты в строительство

Вариант ОРЦ	Вариант ГПА
7 997 950 у. е.	3 327 775 у. е.

Сопоставление наилучших вариантов реконструкции котельной по ул. Павловского

Основные экономические показатели

Показатели	Ед. изм	Обозн.	Значения			
			Вариант ОРЦ		Вариант ГПА	
Расчетные период	*лет*		25	*7 (Токд+1)*[*]	*25*[****](***)	*6 (Токд+1)*
Чистый дисконтированный доход	У.е.	ЧДД	***5 483 448***	***468 403***	***3 761 237 (2 635 337)***	***286 866 у.е.***
Простой срок окупаемости	лет	Ток	***4,3***	***4,3***	***3,7 (4,4)***	***4,1***
Динамический срок окупаемости	лет	Токд	***6,5***	***6,4***	***5,1 (6,5)***	***5,4***
Индекс доходности		ИД	***1,7***	***1,1***	***2,1 (1,8)***	***1,26***
Внутренняя норма доходности	%	ВНД	***22%***	***14%***	***27% (22%)***	***23%***

[*] приведение к сопоставимым условиям
[**] приведение к сопоставимым условиям
[***] в данном варианте учитывается ограничение на выдачу электроэнергии в сеть в ночной период

Сопоставление вариантов реконструкциикотельной по ул. Павловского

Системные показатели

Показатели	Ед. изм.	Вариант ОРЦ	Вариант ГПА			
			*		**	
			абс.	изм.	абс.	изм.
Потребление МВТ котельной	т у. т./год	7 599	3 345	*-4 254*	3 345	*-4 254*
Экономия природного газа котельной	т у. т./год	5 503	1 550	*-3 953*	1 888	*-3 614*
	тыс $м^3$/год	4 815	1 356	*-3 459*	1 652	*-3 162*
Экономия импорта природного газа	т у. т./год	8 385	5 203	*-3 181*	4 781	*-3 604*
	тыс $м^3$/год	7 337	4 553	*-2 784*	4 183	*-3 153*
Экономия ТЭР (системная)	т у. т./год	523	1 858	*+1 335*	1 436	*+912*

* без ограничения выдачи электроэнергии в сеть в ночной период

** в данном варианте учитывается ограничение на выдачу электроэнергии в сеть в ночной период

Сопоставление вариантов реконструкциикотельной по ул. Павловского

Вариант с ОЦР предпочтителен с позиций замещения природного газа,

вариант с ГПА с позиций системной экономии топлива.

При этом в абсолютном выражении разность в экономии природного газа в варианте с ОЦР и ГПА составляет

3 614 т у. т./год против 1 335т у. т./год при работе ГПА без ограничения выдачи электроэнергии в сеть в ночной период,

3 953 т у. т./год против 912 т у. т./год – при ограничении на выдачу электроэнергии в сеть в ночной период

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ
2010