



# **Использование когенерации в ЖКХ Украины в условиях дисбаланса цены на газ и тарифа на электроэнергию**

**Мисхор**  
**04 июня 2009 г.**

**Лоза В.М.**  
**НПП «СИНАПС»**

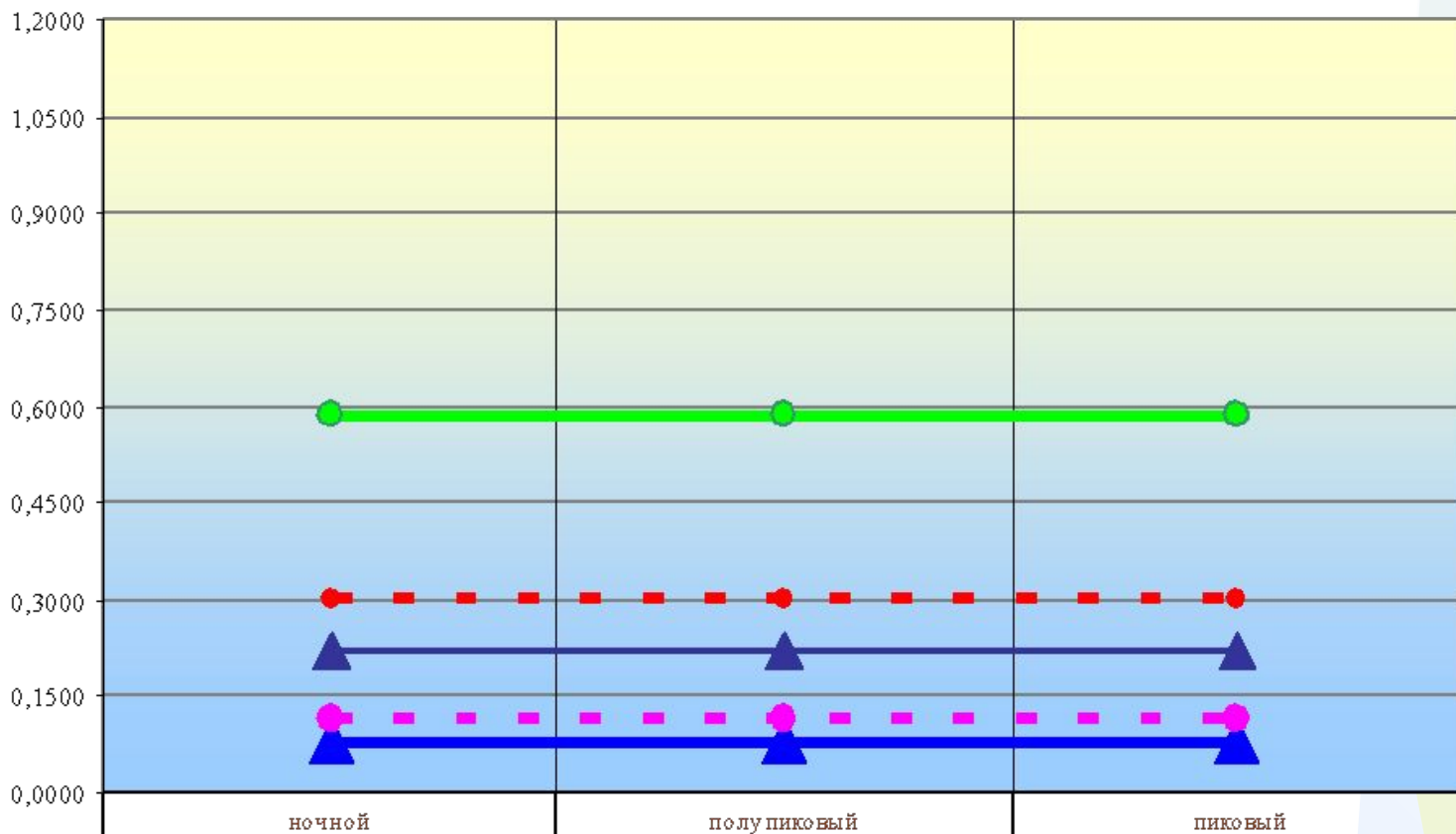


## Существующие тарифы и цены

тариф на тепло (Одесская ТЭЦ)	грн/Гкал	345,28
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,2969</b>
тариф на тепло населению (Киев)	грн/Гкал	130,66
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,1123</b>
цена на газ для ТКЭ	грн/1000м <sup>3</sup>	727,32
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,0782</b>
цена на газ для др. потребителей	грн/1000м <sup>3</sup>	2020,25
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,2171</b>
тариф на электроэнергию	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,5846</b>

# Стоимость электроэнергии, газа и тепла

Тариф, грн/кВтч



	одноставочный тариф э/э	0,5846	0,5846	0,5846
	газ для промышленности	0,2171	0,2171	0,2171
	газ для ЖКХ	0,0782	0,0782	0,0782
	'Тепло (Одесская ТЭЦ)	0,2969	0,2969	0,2969
	'Тепло населению (Киев)	0,1123	0,1123	0,1123

Изменение тарифов во времени

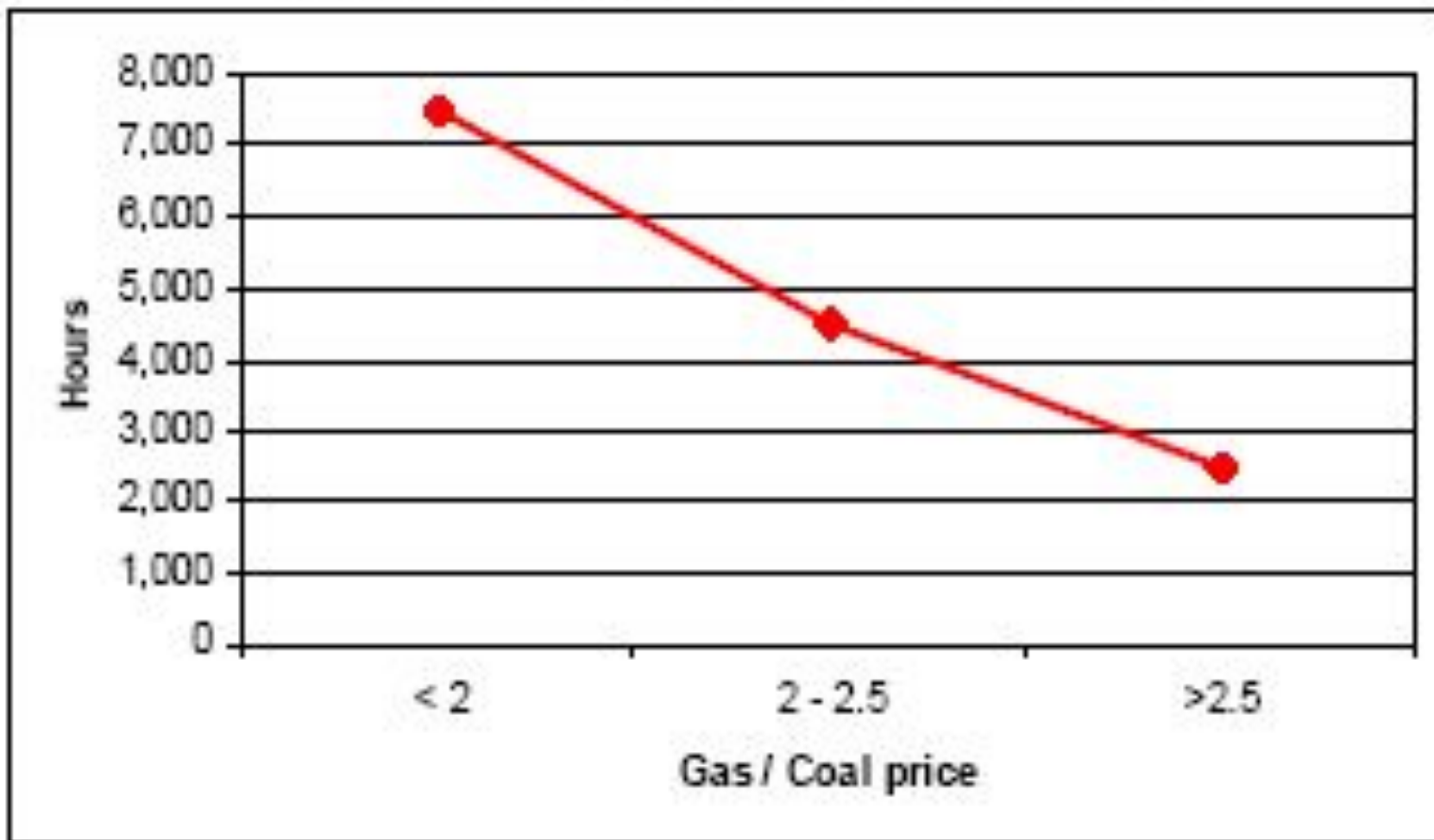


Из исследований *Оксфордского института*

## «Будущий спрос природного газа в Европе. Значение энергетического сектора»

(январь 2006)»

Figure 6: Utilisation time and relative fuel price



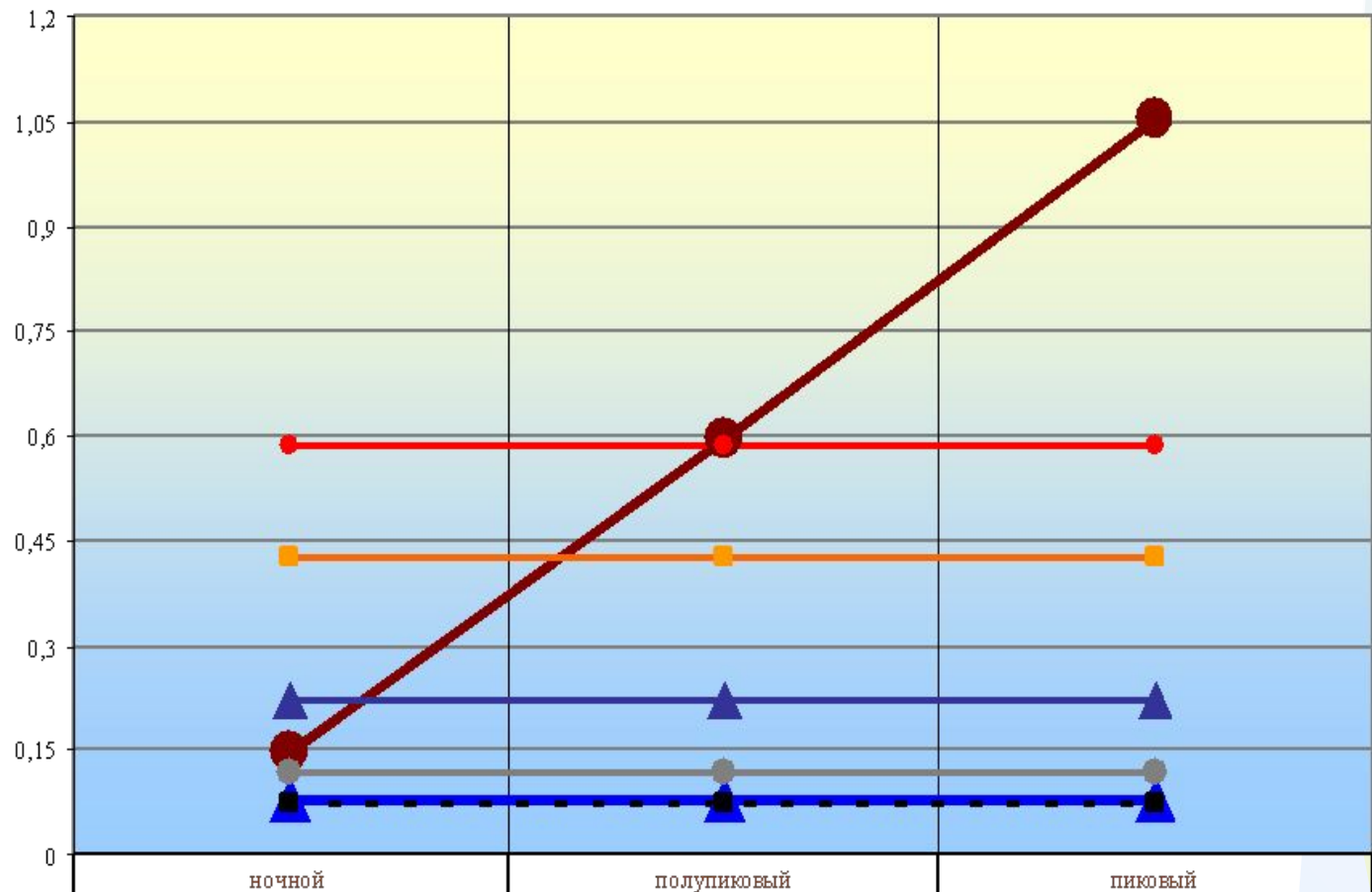
Source: Vattenfall

## Существующие тарифы и цены

тариф на тепло (Одесская ТЭЦ)	грн/Гкал	345,28
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,2969</b>
тариф на тепло населению (Киев)	грн/Гкал	130,66
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,1123</b>
цена на газ для ТКЭ	грн/1000м <sup>3</sup>	727,32
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,0782</b>
цена на газ для др. потребителей	грн/1000м <sup>3</sup>	2020,25
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,2171</b>
цена на уголь 4600 ккал/кг	грн/т	632,00
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,1181</b>
цена на уголь 3600 ккал/кг	грн/т	300,00
	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,0717</b>
тариф на электроэнергию	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,5846</b>
ночной тариф (7 час)	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,1462</b>
полупиковый тариф (11 час)	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,5963</b>
пиковый тариф (6 час)	<b>грн/кВтч</b>	<b>1,0523</b>

# Стоимость электроэнергии, газа и угля

Тариф, грн/кВтч



	3-зоновый тариф э/э	0,1462	0,5963	1,0523
	одноставочный тариф э/э	0,5846	0,5846	0,5846
	Себестоимость Э/э от КГС	0,4264	0,4264	0,4264
	газ для промышленности	0,2171	0,2171	0,2171
	газ для ЖКХ	0,0782	0,0782	0,0782
	уголь 4600 ккал/кг	0,1181	0,1181	0,1181
	уголь 3600 ккал/кг	0,0717	0,0717	0,0717

Изменение тарифов во времени

## Результат использования дифференцированного тарифа

Показатели	Ед. измерения	Предложенный режим раб. КГЭС	Традиционный режим раб. КГЭС
КПДэл	%	42,2%	42,2%
<b>Мощность КГЭС электрическая</b>	<b>кВт</b>	<b>2806</b>	<b>2806</b>
<b>Мощность КГЭС тепловая</b>	<b>кВт</b>	<b>2910</b>	<b>2910</b>
Стоимость потребляемого газа (средняя с НДС)	грн/1000м <sup>3</sup>	<b>1716,39</b>	<b>1716,39</b>
Общие эксплуатационные расходы (себестоимость)	грн/кВтч	0,4264	0,4264
<i>Тариф на электроэнергию (без НДС)</i>	грн/кВтч	<i>0,5846</i>	<i>0,5846</i>
<b>пиковый тариф (6 час)</b>	<b>грн/кВтч</b>	<b>1,0523</b>	
<b>полупиковый тариф (11 час)</b>	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,5963</b>	
<b>ночной тариф (7 час)</b>	<b>грн/кВтч</b>	<b>0,1462</b>	
Итог за сутки с учетом коэффициента загрузки	грн/сут	18 999,66	9 209,74
<b>Итог за год</b>	<b>грн</b>	<b>6 839 878</b>	<b>3 315 506</b>
Удельная стоимость КГЭС (без НДС)	€/кВт	1 068	1 000
<b>Срок окупаемости КГЭС без учета отпуска тепла</b>	<b>лет</b>	<b>4,80</b>	<b>9,27</b>
Себестоимость производства тепла в котельной	грн/Гкал	268,00	268,00
Стоимость тепла произведенного КГЭС	грн	3 744 866	5 214 447
<b>Срок окупаемости КГЭС с учетом отпуска тепла</b>	<b>лет</b>	<b>3,10</b>	<b>3,60</b>



# Інноваційний статус пропозиції

## Формула корисної моделі до патенту № 27594



1. Спосіб централізованого енергопостачання, що включає принаймні два незалежні джерела енергопостачання, які підключені паралельно щонайменше до одного загального елемента, з'єданого із споживачем, який відрізняється тим, що підключення джерел енергопостачання до загального елемента здійснюють через відповідні комутуючі пристрої та включає принаймні одне децентралізоване джерело енергії потужністю  $P$ , причому останнє використовують як регулятор рівня постачання енергії споживачу від централізованого джерела.
2. Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що як загальний елемент використовують колекторно-розподільний пристрій.
3. Спосіб за п.1 або 2, який відрізняється тим, що часткову або повну зміну споживання енергії централізованого джерела здійснюють виробленою енергією децентралізованого джерела, рівень надання споживачеві енергії децентралізованого джерела та режим роботи цього джерела визначають за співвідношенням критеріїв керування роботою децентралізованого джерела енергії та диференційованою за часом вартістю енергії інших джерел чи щонайменше за одним показником надійності енергопостачання від інших джерел або часовим графіком роботи.
4. Спосіб за кожним із пп. 1 - 3, який відрізняється тим, що набір критеріїв керування, їх пріоритетність для децентралізованого джерела, побудованого з використанням когенераційної технології виробництва електричної і теплової енергії, змінюють відповідно до зміни пріоритетності споживання електричної чи теплової енергії.
5. Спосіб за кожним із пп. 1 - 3, який відрізняється тим, що режим роботи децентралізованого джерела енергії та пріоритетний критерій керування останнім пов'язують із диференційованою за часом вартістю енергії, яку постачають від інших джерел, початок роботи децентралізованого джерела здійснюють з моменту перевищення диференційованої вартості енергії вартості виробленої децентралізованим джерелом енергії, а закінчення його роботи - з моменту вирівнювання і/або перевищення вартості виробленої ним енергії диференційованої вартості енергії, яку постачають від інших джерел.
6. Спосіб за кожним із пп. 1 - 3, який відрізняється тим, що режим роботи децентралізованого джерела енергії та пріоритетний критерій керування останнім пов'язують щонайменше із одним показником надійності енергопостачання від інших джерел, початок роботи децентралізованого джерела здійснюють з моменту виходу цих показників за межі припустимих значень, які, в свою чергу, змінюються або залишаються незмінними, а закінчення його роботи - з моменту входження цих показників у межі припустимих значень.
7. Спосіб за кожним із пп. 1 - 3, який відрізняється тим, що режим роботи децентралізованого джерела енергії та пріоритетний критерій керування останнім пов'язують із часовим графіком роботи, початок і закінчення роботи децентралізованого джерела здійснюють відповідно до цього графіка.
8. Спосіб за кожним із пп. 1 - 3, який відрізняється тим, що як джерело децентралізованої енергії споживачів, що забезпечує роботу газопроводів або нафтопроводів, використовують енергоносії цих продуктопроводів.
9. Спосіб за кожним із пп. 1 - 7, який відрізняється тим, що аварійному сигналу керування надають найвищого пріоритету з моменту його формування у випадку регулювання вироблення децентралізованим джерелом енергії.





## **Высокоэффективное направление применения когенерационной технологии:**



**использование газогенераторного газа!**

# Высокоэффективное направление применения когенерационной технологии:



Использование газогенераторного газа, получаемого из возобновляемых энергоносителей – древесины, лузги семян, отходов производства и т.п.





# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ: проблема подготовки газа



## Результат использования «зеленого тарифа»

Показатели	Ед. измерения	<i>Круглосуточный режим работы КГЭС</i>
<b>Мощность КГЭС электрическая</b>	<b>кВт</b>	<b>3064</b>
КПДэл	%	37,3%
<b>Мощность КГЭС тепловая</b>	<b>кВт</b>	<b>3876</b>
КПДтеп	%	47,2%
Стоимость потребляемого генераторного газа (1600 ккал/м <sup>3</sup> , с НДС)	грн/1000м <sup>3</sup>	<b>127,36</b>
Общие эксплуатационные расходы (себестоимость)	грн/кВтч	0,2396
<i>«Зеленый тариф» на электроэнергию (без НДС)</i>	грн/кВтч	<b>1,3446</b>
Экономический эффект за сутки	грн/сут	79 558,28
<b>Итог за год</b>	<b>грн</b>	<b>28 640 980</b>
<b>Удельная стоимость КГЭС с газификатором (без НДС)</b>	<b>€/кВт</b>	<b>2 950</b>
<b>Срок окупаемости КГЭС без учета отпуска тепла</b>	<b>лет</b>	<b>3,46</b>
Себестоимость производства тепла в котельной на природном газе	грн/Гкал	268,00
Стоимость тепла произведенного КГЭС	грн	6 945 429
<b>Срок окупаемости КГЭС с учетом отпуска тепла</b>	<b>лет</b>	<b>2,78</b>



## Сравнение технологий газификации и сбраживания биомассы:

### 1) Вариант анаэробного сбраживания

Характеристики		Ед. изм.	Значения	
1	Производительность по сырью	т/сутки	40	60
2	Выход биогаза	м <sup>3</sup> /сутки*	5 200	7 800
2.1	Потенциальная электрическая мощность (КПД 40%)	кВт	433	650
3	Потребляемая эл. мощность	кВт·ч	28	39
4	Потребляемая тепл. мощность	кВт·ч	108	156
5	Обслуживающий персонал	человек	1	1
6	Занимаемая площадь	га	0,25	0,35
7	Выход твердых биоудобрений	т/сутки	20	30
8	Выход жидких биоудобрений	м <sup>3</sup> /сутки	14	21



**Технология сбраживания биомассы** является традиционной для сырья с высокой влажностью (более 50%). В мире известны тысячи проектов получения биогаза, а наиболее крупный в Украине реализован компанией ЗОРГ (с.В. Крупель, суммарная эл.мощность 1 МВт) совместно с компанией «СИНАПС» на когенерационном оборудовании GE Jenbacher.

Производительность по сырью, т/сутки	Стоимость, Евро			
	Проектная документация	Шеф-монтаж, пусконаладка	Оборудование	Строительство
40	80.000	20.000	540.000	415.000
60	100.000	20.000	660.000	490.000



## 2) Вариант газификации птичьего помета

Технология газификации биомассы широко применяется в Европе.

Производитель когенерационных модулей GE Jenbacher имеет опыт работы на генераторном газе с 2000 года, который свидетельствует о технической возможности и эффективности утилизации газа в газопоршневом двигателе.

Для подтверждения технической возможности газификации птичьего помета в смеси с подстилкой из опилок и лузги семян, был отобран помет, и после производства пеллет из этого помета проведена последующая газификация в газификаторе. Анализ полученного газа был выполнен специалистами Института газа НАН Украины. Результаты анализа газа были отправлены в GE Jenbacher, который подтвердил возможность работы на таком составе генераторного газа.

**Преимущества технологии газификации по сравнению с анаэробным сбраживанием смеси помета и опилок :**

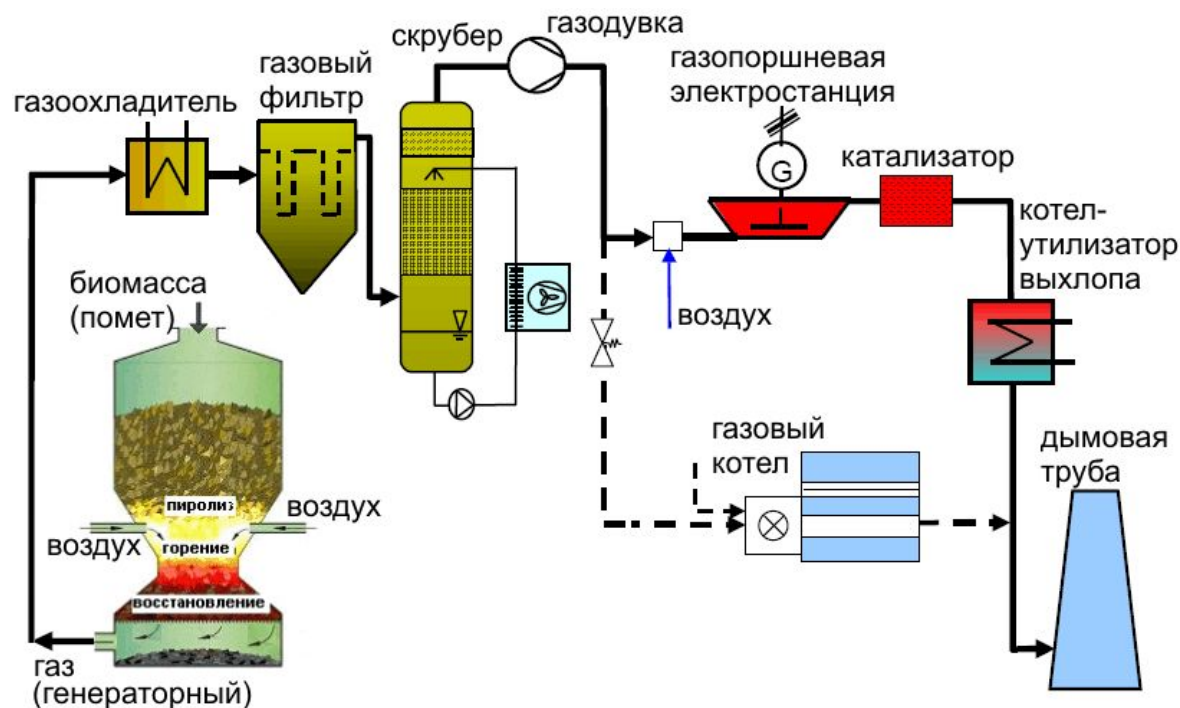
- более низкие удельные капитал. затраты **(на 40-45%)**;
- более высокая электрическая мощность **(в 3-4 раза)**;
- меньшая занимаемая площадь;
- более высокая маневренность.



№ п/п	Комп-ты	Доля, %
1	H <sub>2</sub>	9.24
2	O <sub>2</sub>	0.00
3	N <sub>2</sub>	45.96
4	CH <sub>4</sub>	4.48
5	CO	22.00
6	CO <sub>2</sub>	14.36
7	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1.17
8	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.37
9	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.30
10	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0.22
11	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.74
12	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.04
13	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.06
12	H <sub>2</sub> O	1.06
	Σ	100.00



- 1) Сушка и газификация птичьего помета (50 т/сутки) в газификаторе ГТП-5,0
- 2) Сжигание полученного генераторного газа в когенерационных газопоршневых установках типа JMS-320 (GE Jenbacher)



### Ключевые преимущества:

- 1) Используется возобновляемый источник энергоресурсов (помет собственного птицекомплекса) для выработки дорогостоящей тепло и электроэнергии – независимость от внешних поставок сырья.
- 2) Законодательные льготы: позволяет использовать льготный «зеленый тариф», **обязует владельцев электрических сетей за свой счет подключить электростанцию и принять весь объем электроэнергии.**
- 3) Проект носит ярко выраженный экологический характер: сокращает выбросы ПГ, предотвращает загрязнение территории иловыми полями, возвращает землю в с/х пользование.





Если есть вопросы ...





Спасибо за внимание ...