



ГАСНА ЕЛЕКТРАНА “НЕГОТИНО”

Комбиниран циклус на две гасни турбини со постоечката
парна турбина K200-130-3 ЛМЗ

15.1.2024

Љубен Стојаноски
stojanoskiljuben@gmail.com

Table of Contents

1	КОНТРОЛЕН ЛИСТ ЗА ДОКУМЕНТ	1
2	ВОВЕД	1
3	АНАЛИЗА	1
4	ПРВА ФАЗА	2
4.1	Капацитет на гасоводот	2
4.2	Цена на ел.енергија за 1 MW/h во комбиниран циклус	2
4.3	Цена на ел.енергија за 1 [MW/h] во едноставен циклус	2
4.4	Претпоставени инвестициони трошоци	2
4.5	Фиксните трошоци за O&M	3
4.6	Добивка (Proof)	3
5	ВТОРА ФАЗА	4
6	ТРЕТА ФАЗА	5
6.1	Пресметка за ФЕЦ “Неготино”	5
6.2	Добивка(Proof)	5
6.3	Забелешка	5
7	ЗАКЛУЧОК	6

1 КОНТРОЛЕН ЛИСТ ЗА ДОКУМЕНТ

ВЕРЗИЈА	ДАТУМ	АВТОР	НАПРАВЕНИ ПРОМЕНИ
1.0	15.01,2024	Љубен Стојаноски	Почетна верзија

2 ВОВЕД

Системите со комбиниран циклус генерално опслужуваат базни и средни оптоварувања на мрежата, додека системите со едноставен циклус генерално опслужуваат врвно оптоварување.

3 АНАЛИЗА

ТЕ-ТО - Скопје за производство на струја од гасната од 175 [MWh] плус 60 [MWh] од парната турбина или вкупно 235 [MWh] има потрошувачка на гас од 44573 [nm³/h] (470MW) тоа значи дека КПД на блокот во тој момент бил 50%.

Проектот ТЕЦ “Неготино” на гас предвидувам да се изгради во три фази.

4 ПРВА ФАЗА

Договор по принципот “кључ на рака” со јасно дефинирани граници и обврски на Е.О. за изградба и пуштање во работа на две гасни турбини по 210 [MW] и реконструкција на постоечката парна турбина K200-130-3 ЛМЗ со што би добиле инсталирана моќност од 600 [MW].

Пример, пресметки за гасната турбина на Џенерал Електрик тип GT13E2-210 [MW]:

- Гасната турбина на Џенерал Електрик тип GT13E2 може да постигне над 38% ефикасност при едноставен циклус и над 55% ефикасност за работа во комбиниран циклус.
- Гасната турбина GT13E2 може да работи и со количина на водород. до 30%.
- GT13E2-190 GT13E2-210
- GT13E2-210-нето излезна моќност 210[MW]

За влезна калорична моќ на природен гас од 2.6317782036[MW] се добива 1 [MWh] електрична енергија при работа во едноставен циклус и 1,4475 [MWh] во комбиниран циклус.

- Време на стартување (RR Hot) 25 минути
- Промена на снага 14/36 [MW/min.]

4.1 Капацитет на гасоводот

Гасоводот треба да има капацитет од:

- $2 \cdot 210 \text{ [MW]} / 0,38 \text{ [КПД]} = 1.105 \text{ [MW/h]} \cdot 1,1 = 1215 \text{ [MW/h]}$

4.2 Цена на ел.енергија за 1 MW/h во комбиниран циклус

Ако гасот го увезуваме по цена од [EUR/MWh]:

- $30 \text{ [EUR/MWh]} / 0,55 \text{ [КПД]} = 54,5 \text{ [EUR/MWh]}$
- $40 \text{ [EUR/MWh]} / 0,55 \text{ [КПД]} = 72,7 \text{ [EUR/MWh]}$
- $50 \text{ [EUR/MWh]} / 0,55 \text{ [КПД]} = 91,0 \text{ [EUR/MWh]}$
- $60 \text{ [EUR/MWh]} / 0,55 \text{ [КПД]} = 109,0 \text{ [EUR/MWh]}$

4.3 Цена на ел.енергија за 1 [MW/h] во едноставен циклус

Ако гасот го увезуваме по цена од [EUR/MWh]:

- $30 \text{ [EUR/MWh]} / 0,38 \text{ [КПД]} = 79,0 \text{ [EUR/MWh]}$
- $40 \text{ [EUR/MWh]} / 0,38 \text{ [КПД]} = 105,2 \text{ [EUR/MWh]}$
- $50 \text{ [EUR/MWh]} / 0,38 \text{ [КПД]} = 131,5 \text{ [EUR/MWh]}$
- $60 \text{ [EUR/MWh]} / 0,38 \text{ [КПД]} = 158,0 \text{ [EUR/MWh]}$

4.4 Претпоставени инвестициони трошоци

- Буџетска цена за две гасни турбини GT13E2 - 121.230.000 [EUR]
- Нова опрема за турбината K200-130-3 -- 20.000.000 [EUR]
- Нова опрема за тиристорска возбуда, и нова опрема за генераторот тип TGB-200-E - 3.000.000 [EUR]
- Модернизација на блок команда - 5.000.000 [EUR]

- Котел утилизатор(HRSG) ,Селективна каталитичка редукција (SCR),издувен систем, и оџак $2*25.000.000=50.000.000$ [EUR]
 - Два трансформатори - 12.000.000 [EUR]
 - Магистрални проводници со придружни врски - 5.000.000 [EUR]
 - Два помошни трансформатори - 5.000.000 [EUR]
 - Вкупно за набавка на опрема – 221.230.000[EUR]
 - Проектирање 5%-11.061.500. [EUR]
 - Работна рака и градежни работи 20% - 44.246.000[EUR]
 - Непредвидени трошоци 10% - 22.000.000[EUR]
- СЕ ВКУПНО=====ц.ц.а=300.000.000[EUR]**

Напомена: за попрецизна буџетска понуда потребно е да побараме буџетски понуди од специјализирани фирми за поедините позиции или да се изработи физибилити студија.

4.5 Фиксните трошоци за O&M

Трошоците за O&M се збир на две компоненти, фиксни и варијабилни трошоци.

Фиксните трошоци за O&M се поврзани со редовно одржување на системот, замена на компоненти и трошоци за работна сила и генерално се занемарливи во просек може да се калкулира со 20-25 [EUR/KW] (Варијабилните трошоци не се земени во предвид при оваа пресметка)

- Фиксните трошоци ќе изнесуваат $25[\text{EUR/KW}] * 600.000[\text{KW}] = 15.000.000 \text{ EUR/god}$
- Фактор на постројки (просечната стапка на искористеност или фактор на капацитет) 57% (За гасни турбини во комбиниран циклус е 57% т.е. годишно производство од 3.000 [GWh] од максималното можно производство од 5256 [GWh])

4.6 Добивка (Proof)

- За разлика во цена од 10 [EUR/MWh][^]

$$\text{Proof} = X[\text{MW}] * 365[\text{den/god}] * 24[\text{h}] * [\text{EUR/MWh}] * F - (50[\text{EUR/kW}] * (Y \text{ kW})) = [\text{EUR/god}]$$

$$\text{Proof} = (600[\text{MW}]) * (365 [\text{den/god}] * 24[\text{h/den}] * 10 [\text{EUR/MWh}] * 0.57) - (25 [\text{EUR/kW}] * 600.000 [\text{kW}]) = 29.959.200 [\text{EUR}] - 15.000.000[\text{EUR}] = 15.000.000 [\text{EUR/god}].$$

Загарантиран поврат на вложените средства ќе биде за:

- **$300.000.000[\text{EUR}]/15.000.000 [\text{EUR/god}] = 20 [\text{god}]$**

Разлика во цена од 10 [EUR/MWh] подразбира дека, ако цената на гасот на берзата е 30 [EUR/MW] а за производство на 600[MWh] трошиме, $(600/0,55=1090 [\text{MW}])$ гас, цената на произведената ел.енергија само за гас ќе биде $1090 [\text{MW}]/600[\text{MWh}] * 30 [\text{EUR/MW}] = 54,5 [\text{EUR/MWh}]$ ел.енергија.

Оваа цена на ел енергија која го калкулира само трошокот за гас ја зголемуваме за 10 [EUR/MWh] заради покривање на другите трошоци.

Тоа значи дека струјата мора да ја продаваме по минимум $54,5 [\text{EUR/MWh}] + 10 [\text{EUR/MWh}] = 64,5[\text{EUR/MWh}]$ за инвестицијата да има поврат за 16,5 год и да ги покрие фиксните трошоци[^]

[^] Калкулацијата за фиксни трошоци е земена за европски плати, трошоци за ремонт и одржување. Кај нас тие трошоци би требало да се помали.

- За разлика во цена(цена на потрошен [гас/MWh], од 20 [EUR/MWh]

$$29.959.200[\text{EUR}]/10[\text{EUR}]*20[\text{EUR}]-15.000.000 [\text{EUR/год}].=45.000.000[\text{EUR}]$$

- **Загарантиран поврат на вложените средства е за:**

$$300.000.000 [\text{EUR}]/(\text{investicija})/45.000.000[\text{EUR/god}]= 6.6 [\text{god}]$$

Во тој случај цената на струјата ќе биде 74,5 [EUR/MWh]

- Ако гасот го купуваме по цена од 40 [EUR/MW] цената на ел.енергија мора да биде 74,5 [EUR/MWh]
- Ако гасот го купуваме по цена од 50 [EUR/MWh] цената на ел.енергија мора да биде 84,5 [EUR/MWh]
- Ако гасот го купуваме по цена од 60 [EUR/MWh] цената на ел.енергија мора да биде 94,5 [EUR/MWh]

Оваа калкулација покажува дека ќе добиеме пониска цена на ел.енергија во споредба со цената на ел.енергија произведена од увозен јаглен во РЕК “Битола”. Доказите за тоа се презентирани во презентацијата за РЕК “Битола” на гас, чија калкулација е без фиксни трошоци, а кој трошоци се драстично поголеми за ТЕ на јаглен во споредба со фиксните трошоци за гасна електрана со комбиниран циклус.

- За разлика во цена (цена на потрошен гас/MWh), по берзански цени за гас и ел.енергија каде разликата достигнува 40 [EUR/MWh]

$$29.959.200[\text{EUR}]/10[\text{EUR}]*40[\text{EUR}]-15.000.000 [\text{EUR/год}]. =104.000.000 [\text{EUR}]$$

Загарантиран поврат на вложените средства е за:

- **300.000.000 [EUR]/(investicija)/ 104.000.000 [EUR/god]=3.0 god**

5 ВТОРА ФАЗА

Во втора фаза предлагам да се изградат оранжерији а на нивниот кров да се монтираат фотоволтаици.

Од предлогот кој во 2011 год, а на моја иницијатива го дадоа Силови Машини - Русија за изградба на комбинирана гасна централа во ТЕЦ “Неготино” познато ми е дека пред да влезе пареата во ЦНП може да се изврши одземање на истата со што се добиваат 200 [MW/h] топлинска енергија, а се губат 40[MW/h] ел.енергија. Потполно исто како што инсталиравне опрема на турбината од ЦНП во РЕК Битола на блок 2 и 3 во 2013 и 2014 год,за потребите за топлификација на Битола.

- Со 200 [MW] топлинска енергија може да се загрее површина од [100 Ха]
- $100 [\text{Ха}] * 2,6 [\text{m}] = 2.600.000 [\text{m}^3] * 70 [\text{W/m}^3] = 182 [\text{MW}]$.
- На површина од 100 [Ха] можеме да поставиме фотоволтаици од 50 [MW]
- Инвестицијата ја проценувам на 120.000.000 [EUR] од кои 40.000.000[EUR] за ФЕЦ, и 80.000.000 [EUR] за изградба на оранжерија и топлификациона мрежа до, и во неа.

Ако се донесе одлука да се гради оранжерија, а со цел да се обезбеди 100% сигурност за снабдување на оранжеријата со топлинска енергија предлагам на едниот котел од 100 MW да се инсталираат брениери на гас, додека вториот котел од 100 MW да биде на мазут. Со тоа ќе обезбедиме сигурност дека и при било кој проблем со постројките или со испорака на гас, оранжеријата нема да останат без топлинска енергија.

6 ТРЕТА ФАЗА

Во третата фаза предлагам да се изгради постројка за производство на водород кој би се користел во гасните турбини.

За електролиза на водата за производство на водород би се користела ел.енергија од ФЕЦ.”Неготино”.

Ефикасноста на процесот на електролиза се движи од 70 до 80 % доколку системот е со ефикасност од 80% потребната струја би била 1,25 [MWh] за производство на водород со топлинска моќ од 1[MW]

6.1 Пресметка за ФЕЦ “Неготино”

Во пресметката калкулирам со:

- Годишен фиксен трошок за фотоволтаици кој изнесува 3 [EUR/KW]
- Минимална продажна цена на ел. енергија, да биде 50 [EUR/MWh]
- F=Фактор на постројки^: 14% (F=Фактор на постројки^:за ФЕЦ во Македонија е 14%)
- PR - коефициент на ефикасност од загуби (опсег помеѓу 0,9 и 0,5, стандардна вредност = 0,75)

^F:(Фактор на постројки е просечна ефикасност поврзана со видот на изворот на енергија, за хидроелектрични центри изнесува 62-65%) за ПАХЕ се движи од 20 до 60% во зависност од доток на нова количина на вода и од потребите за електрична енергија, за фотоволтаици за Македонија е 13 до 15 %)

6.2 Добивка(Proof)

Proof=(X[MW]*365[den/god] *24[h]*[EUR/MWh] * F* PR) -(53 [EUR /kW] *Y [kW]) = [EUR/god].

Proof= (40*365*24*50 *0,14*0,75)- (3*40.000) = 1.839.600 – 120.000=1.720.000 EUR

Proof=1.720.000 EUR

Инвестицијата од ФЕЦ има поврат на вложените средства за период од: 40.000.000 EUR/1.720.000 EUR =23.5 години.

Инвестицијата би се вратила за незиниот животен век што не е добро но таа струја по таа цена или по помала цена на берзата ќе ја користиме за производство на водород.

Доколку ја користиме оваа струја од ФЕЦ по цена од 50 [EUR/MWh] тогаш 1 [MW] водород ќе не кошта:

- 1,25 [MWh]* 50 [EUR/MWh] =62,5 [EUR/MW]

Со топлинската моќ од еден мегават водород можеме да произведеме ел.енергија во комбиниран циклус во ТЕ “Неготино” по цена од:

- 62,5 [EUR/MW/0,55 КПД] =114 [EUR/MWh], но кога ќе ги додадеме и фиксните трошоци цената за мегават ќе биде повисока

6.3 Забелешка

Во овие трошоци не се земени во предвид трошоците за производство на деминерализирана вода, која вода е потребна за производство на водород, под претпоставка дека тие трошоци се покриваат со производството и продажбата на технички и медицински кислород.

7 ЗАКЛУЧОК

Инвестиција од прва фаза е оправдана, ТЕ “Неготино” ќе биде рентабилна, а доколку извезуваме ел.енергија по берзанска цена инвестицијата ќе има поврат на вложените средства за многу краток временски период.

Со инвестицијата од втората фаза ќе ја намалиме цената на ел.енергија за [MWh], поради подобро искористување на топлинската енергија.

Со ваквото искористување на топлинската енергија ќе овозможиме прифатлива цена за топлинска енергија за оранжериите но и зголемено производство на земјоделски производи кои што ги набавуваме од увоз, но и заштеда на девизи за увоз на ран зеленчук.

Пресметка за третата фаза покажува дека не е профитабилно да се вложи во постројка за производство на водород доколку не очекуваме цената на гасот да биде повисока од 65 -70 [EUR/MW]

За споредба, доколку струја произведена од ФЕЦ Неготино ја користиме во проектот ПАХЕ “МАРИОВО” тогаш еден мегават-час ќе треба да го калкулираме по цена од:

- $50 \text{ [MWh]}/0,7^{\wedge}=72 \text{ [EUR/MWh]}$ плус фиксни трошоци
- додека за производството на ел.енергија од водород согорен во ТЕ “Неготино”, струјата ќе треба да ја калкулираме по цена од 114 [EUR/MWh] плус фиксни трошоци.

^ Коефициентот 0,7 е поради загуби во турбо-агрегатите од ПАХЕ и мрежата од МЕПСО.

Бидејќи во овој предлог ја користиме постоечката парна турбина K-200-130-3 ЛМЗ, исто така и другата помошна опрема неопходна за функционирање на парната турбина, инвестициските трошоци за 2 гасни турбини по $210 \text{ [MW]} \times 2 = 420 \text{ [MW]}$ и парната турбина од 200 [MW], вкупна инсталирана моќ од 620 [MW] ќе изнесуваат:

$300.000.000 \text{ [EUR]}(\text{investicija})/620 \text{ [MW]}=500.000 \text{ [EUR]}/\text{[MW]}$ што е половина од просечниот инвестициски трошок за нова комбинирана гасна електрана.

(Gas combined-cycle CAPEX in the U.S. 2023-2050

Published by N. Sönnichsen, Dec 11, 2023

The capital expenditure of a typical natural gas combined-cycle power plant was expected to amount to 1,237 U.S. dollars per kilowatt in 2023, but is estimated to decrease to 971 U.S. dollars per kilowatt by 2050)