



УНИВЕРЗИТЕТ У КРАГУЈЕВЦУ
ФАКУЛТЕТ ИНЖЕЊЕРСКИХ НАУКА

ДАВОР КОНЧАЛОВИЋ

**МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕЂИВАЊЕ
КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА
ТОПЛАНА**

ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА

КРАГУЈЕВАЦ, 2014. ГОДИНА

I. аутор

Име и презиме:	Давор Кончаловић
Датум и место рођења:	24. 2. 1979. Карловац, Р. Хрватска
Садашње запослење:	Факултет инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу

II. докторска дисертација

Наслов:	Методологија за одређивање когенерационог потенцијала топлана
Број страница:	98 страница и 32 странице прилога
Број слика:	50
Број библиографских података:	67
Установа и место где је рад израђен:	Факултет инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу
Научна област (УДК):	536.7:58.036
Ментор:	проф. др Милун Бабић , редовни професор, Факултет инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу

III. оцена и одбрана

Датум пријаве теме:	13. јун 2011. године
Број одлуке и датум прихватања докторске дисертације:	01-1/3880-21 од 17. новембра 2011. године, Факултет инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу

Комисија за оцену подобности теме и кандидата:

проф. др **Душан Гордић**, редовни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

проф. др **Мирко Коматина**, редовни професор, Машински факултет у Београду, Научне области: Преношење топлоте и супстанције, Техничка термодинамика

проф. др **Милун Бабић**, редовни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

Комисија за оцену и одбрану докторске дисертације:

проф. др **Душан Гордић**, редовни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

проф. др **Небојша Јовичић**, редовни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

проф. др **Мирко Коматина**, редовни професор, Машински факултет у Београду, Научне области: Преношење топлоте и супстанције, Техничка термодинамика

проф. др **Вања Шуштершич**, ванредни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

проф. др **Милун Бабић**, редовни професор Факултета инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу, Научне области: Енергетика и процесна техника

Датум одбране дисертације:

**МЕТОДОЛОГИЈА ЗА
ОДРЕЂИВАЊЕ
КОГЕНЕРАЦИОНОГ
ПОТЕНЦИЈАЛА ТОПЛАНА**

ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА



Давор Кончаловић

2014. година

Факултет инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу

Факултет инжењерских наука
Универзитета у Крагујевцу

Faculty of Engineering
University of Kragujevac



Анђелији

Исидори

Дубравки

Предговор

Рад на изради ове дисертације обављен је током 2012., 2013. и 2014. године на Факултету инжењерских наука Универзитета у Крагујевцу и представља део истраживања обављеног за потребе пројекта „Истраживање когенерационих потенцијала у комуналним и индустријским енерганама Републике Србије и могућности за ревитализацију постојећих и градњу нових когенерационих постројења“. Реализација овог пројекта, одобреног у оквиру Програма интегралних и интердисциплинарних истраживања за период 2011. – 2015. године, финансирана је од стране Министарства просвете, науке и технолошког развоја Републике Србије.

Топло се захваљујем ментору дисертације, проф. др Милуну Бабићу на прилици да радим на овој дисертацији, на указаном поверењу и на помоћи захваљујући којој је ова дисертација добила садржај који је пред читаоцима.

Захвалност, за утрошено време и труд, дугујем и члановима Комисије за оцену и одбрану дисертације, проф. др Душану Гордићу, проф. др Вањи Шуштершич, проф. др Мирку Коматини и проф. др Небојши Јовичићу. Њихове критике и сугестије су значајно унапредиле текст дисертације.

Захваљујем се и својим колегама са Факултета инжењерских наука, Болету, Влади и Млађи који су ми пружили добру радну атмосферу растерећену од свакодневних проблема, које сви имамо. Можда „добра радна атмосфера“ звучи банално, ипак, искрено верујем да је ниво колегијалности и међуљудских односа, који смо достигли и негујемо у кабинету Б-1-8, у овим турбулентним временима, ретка и драгоцен појава.

Рад на овој дисертацији било би тешко извршити да није било Министарства просвете, науке и технолошког развоја Републике Србије. Министарство ме је, као истраживача укљученог у већ поменути пројекат, финансијски подржало током израде ове дисертације, на чему се, такође, захваљујем.

Посебно се захваљујем мојој сапутници, Дубравки, на стручној помоћи и подршци током израде ове дисертације, на љубави, пажњи, разумевању и начину на који ми је стварала услове за рад у овом, не кратком, периоду. Наравно, хвала и вама, мали чланови наше породице, што сте баш такви какви сте.

У Крагујевцу,
крајем 2014. године

Давор Кончаловић

Резиме

Предмет ове дисертације је дефинисање оптималног когенерационог потенцијала топлана тј. малих и средњих когенерационих постројења интегрисаних у систем даљинског грејања. Под оптималним избором и димензионисањем се подразумева стварање услова за доношење исправне одлуке у одабиру когенерационе технологије, а потом и правилно димензионисање когенерационе јединице (или јединица), тако да се:

- њен инсталирани електрични капацитет, у мери у којој је то могуће, искористи за производњу електричне енергије,
- постојећи потрошачи топлотне енергије ефектно искористе за одвођење топлоте са поменуте јединице,
- радом постројења остварује профит којим је могуће отплатити инвестицију у, за руководство топлане, прихватљивом периоду.

Инвестирање у процесне измене когенерационог постројења је сложен задатак који подразумева детаљне техно-економске анализе постројења. Такве анализе се морају ослањати на савремене софтверске алате вредновања сваког могућег инвестиционог корака и бити засноване на провереним техничким, економским, еколошким и другим критеријума. Надаље, анализа треба да омогући брзо доношење одлука које задовољавају постављене пројектне услове и инвестициона ограничења, уз посебно фаворизовање економских захтева (период отплате, дозвољена висина инвестиција...). Да би, уопште, било могуће овакво сагледавање, тј. да би се омогућио добар увид у корелације између различитих техничких и економских параметара битних за постројење, у овој докторској дисертацији је развијен одговарајући софтвер, заснован на мешовито целобројно нелинеарном програмирању, тј. на тзв. *MINLP* програмирању (енг. *Mixed Integer Nonlinear Programming*), који је подробно тестиран и проверен на примеру из праксе.

Спроведена тестирања су показала да се провера квалитета сваке варијанте процесног унапређења постројења може релативно лако, брзо и поуздано извршити применом предложеног *MINLP* софтвера и на крају доћи до оптималног решења које је, са инвестиционог становишта, најповољније. Приказани софтвер до решења долази одабиром између великог броја конфигурација система које се међусобно разликују по снази, број и типу погонских машина као и по начину на који су те машине укључене у постројење.

Креирани математички модел одликује разумно лако прилагођавање различитим системима даљинског грејања, како по величини тако и по конфигурацији. Такође, зависно од критеријума који је актуелан у датом тренутку (нпр. минимизација периода отплате или максимизација годишњег прихода), могуће је ефективно утицати на промену резултата оптимизације.

Executive summary

Topic of this thesis is assessment of the optimal production potential of combined heat and power facilities installed as a part of district heating company capacities. Connotation of „optimal potential” stated above relates to creating conditions for proper sizing of power producing unit(s) so that:

- Installed capacity of power producing unit is, as much as possible, exploited for electricity production;
- Existing users of heat (hot water or process steam) are effectively used for cooling of installed unit(s);
- Profit generated is high enough to return investment in period of time acceptable by the management.

Introducing CHP technology to an existing district heating company is complex task and assumes detailed techno-economic analysis. Such analyzes often rely on modern software tools which should be used to evaluate each potential modification and its interaction with system, while taking into account technical, economic, environmental and other criteria. Beside, software should be able to help in decision making procedure while meeting process and investment restrictions and particularly favoring economic requirements (payback period, maximal amount of investments allowable etc.).

Optimal solution should be looked for among many possible configurations of the CHP system which differs in number, type and installed capacity of power producing units considered. To make mentioned considerations possible i.e. to make conditions for good insight in relationships among different technical and economical parameters important for the plant, in this doctoral thesis appropriate software based on mixed integer nonlinear programming (MINLP) is introduced. Software is thoroughly tested and verified on the practical example (case study) and results of these tests are also given. Conducted testing of proposed software have shown that the search for optimal solution between many possibilities for process improvement can be done relatively simply and quickly while getting reliable results.

Proposed software is characterized by its ability to adapt to different district heating systems, both in size and configuration. Also, depending on the criteria that are present at a given time (e.g., minimization of the payback period or maximization of annual income due to process changes implemented) it is possible to effectively influence on the results of optimization.

Списак коришћених скраћеница и страних речи

Когенерација – енг. Combined Heat and Power	CHP
Електропривреда Србије	ЕПС
Целобројно програмирање	IP
Линеарно програмирање	LP
Мешовито целобројно линеарно програмирање	MILP
Мешовито целобројно нелинеарно програмирање	MINLP
Нелинеарно програмирање	NLP
Мотор са унутрашњим сагоревањем	мотор СУС
Термоелектрана топлана	ТЕ-ТО
Топлана	ТО
Топлана термоелектрана	ТО-ТЕ

Списак ознака коришћених у GAMS

програмском коду

За разумевање овог списка ознака пожељно је користити схематски приказ надграђеног модела који је приказан у одељку 4.1. Надграђени модел.

Индекси			
	h	hour	Време (сати)
	u	unit	Јединица опреме
	s	streams	Токови (струјања)
SPLIT	nodes	nodes	Чворови у којима се ток дели на два или више токова
MIX	nodes	nodes	Чворови у којима се два или више токова спајају у један ток
Скупови и подскупови			
	u	new(u)	Јединица опреме чија је набавка неопходна
	u	BLOCK(new)	Блок опреме који постоји као целина (самостално постојање јединица опреме које су елементи подскупа BLOCK нема смисла)
	u	U_L(u)	Лева страна (LEFT) јединица опреме која је двострујна (испаривач, предгрејач итд.)
	u	U_R(u)	Десна страна (RIGHT) јединица опреме која је двострујна (испаривач, предгрејач итд.)
	u	HRSB(u)	Елементи котла и котла утилизатора који су двострујни
	u	STGT(new)	Парне и гасне турбине
	u	STGT_0_1(STGT)	Парне и гасне турбине које могу да се укључују и искључују
	u	GT(STGT)	Гасне турбине
	u	ST(STGT)	Парне турбине
	u	FURNACES(u)	Ложиште(a)
	s	air(s)	Токови ваздуха
	s	GTair(air)	Ваздух који се користи за гасне турбине
	s	fuel(s)	Токови горива
	s	NG(fuel)	Гориво које се користи за гасне турбине (природни гас)
	s	stream(s)	Токови из којих су изузета горива
	s	WS(stream)	Токови воде и паре
	s	CERTAIN(WS)	Токови воде и паре који су извесни (затечено стање)
	s	S_L(stream)	Токови кроз леву страну (LEFT) јединица опреме која је двострујна (испаривач, економијер итд.)
	s	S_R(WS)	Токови кроз десну страну (RIGHT) јединица опреме која је двострујна (испаривач, економијер итд.)

	s	Wet(WS)	Токови влажне паре
	s	WetSum(WS)	Токови влажне паре који настају сабирањем више токова влажне паре
	s	Sat(WS)	Токови засићене паре
	s	Super40(WS)	Токови прегрејане паре на притиску 40 bar
	s	Super6(WS)	Токови прегрејане паре на притиску 6 bar
	s	SuperSum(WS)	Токови прегрејане паре који настају сабирањем више токова прегрејане паре
	s	FWater(WS)	Токови напојне воде
	s	FWsum(WS)	Токови напојне воде који настају сабирањем више токова напојне воде
	s	DHwater(WS)	Токови воде у/из система даљинског грејања
	u, s	INmass(u,s)	Улаз тока s у јединицу u
	u, s	OUTmass(u,s)	Излаз тока s из јединице u
SPLITnodes, s		SplitIN(SPLITnodes,s)	Токови s који улазе у чворове SPLITnodes
SPLITnodes, s		SplitOUT(SPLITnodes,s)	Токови s који излазе из SPLITnodes чворова
MIXnodes, s		MixIN(MIXnodes,s)	Токови s који улазе у MIXnodes чворове
MIXnodes, s		MixOUT(MIXnodes,s)	Токови s који излазе из чворова MIXnodes

Елементи скупова u и s

HPST11	Парна турбина високог притиска 11 – енг. High pressure steam turbine 11
HPST12	Парна турбина високог притиска 12 – енг. High pressure steam turbine 12
LPST1	Парна турбина ниског притиска 1 – енг. Low pressure steam turbine 1
HPST2	Парна турбина високог притиска 2 – енг. High pressure steam turbine 2
LPST2	Парна турбина ниског притиска 2 – енг. Low pressure steam turbine 2
GT1	Гасна турбина 1 – енг. Gas turbine 1
GT2	Гасна турбина 2 – енг. Gas turbine 2
ECONOMISER1	Предгрејач 1 (део парног котла) – енг. Economiser 1
EVAPORATOR1	Испаривач 1 (део парног котла) – енг. Evaporator 1
SUPERHEATER1	Прегрејач 1 (део парног котла) – енг. Superheater 1
ECONOMISER2	Предгрејач 2 (део котла утилизатора) – енг. Economiser 2
EVAPORATOR2	Испаривач 2 (део котла утилизатора) – енг. Evaporator 2
SUPERHEATER2	Прегрејач 2 (део котла утилизатора) – енг. Superheater 2
CONDENSER	Кондензатор – енг. Condenser
HE	Размењивач топлоте – енг. Heat exchanger
DHWATER	Вода у систему даљинског грејања – енг. District heating water
ASH	Пепео – енг. Ash
AIR	Ваздух – енг. Air
NATURAL GAS	Природни гас – енг. Natural gas
FLUE GASES	Издувни гасови – енг. Flue gases
COAL	Угаљ – енг. Coal
FURNACE	Ложисте парног котла – енг. Furnace
NG1	Ток природног гаса ка GT1 – енг. Natural gas 1
NG2	Ток природног гаса ка GT2 – енг. Natural gas 2
Air1	Ток ваздуха ка GT1 – енг. Air 1
Air2	Ток ваздуха ка GT2 – енг. Air2
Air3	Ток ваздуха ка ложишту парног котла – енг. Air 3
EXG1	Ток издувних гасова од GT1 до ложишта парног котла – енг. Exhaust gas 1
FG1	Ток издувних гасова од ложишта парног котла ка прегрејачу 1 – енг.

Flue gas 1

FG2	Ток издувних гасова од прегрејача 1 ка испаривачу 1 – енг. <i>Flue gas 2</i>
FG3	Ток издувних гасова од испаривача 1 ка предгрејачу 1 – енг. <i>Flue gas 3</i>
FG4	Ток издувних гасова од предгрејача 1 ка околини – енг. <i>Flue gas 4</i>
FG6	Ток издувних гасова од GT2 ка прегрејачу 2 – енг. <i>Flue gas 6</i>
FG7	Ток издувних гасова од прегрејача 2 ка испаривачу 2 – енг. <i>Flue gas 7</i>
FG8	Ток издувних гасова од испаривача 2 ка предгрејачу 2 – енг. <i>Flue gas 8</i>
FG9	Ток издувних гасова од предгрејача 2 ка околини – енг. <i>Flue gas 9</i>
DHW0	Ток повратне воде из система даљинског грејања – енг. <i>District heating water 0</i>
DHW1	Ток воде из система даљинског грејања од кондензатора ка размењивачу топлоте – енг. <i>District heating water 1</i>
DHW2	Ток воде из система даљинског грејања од размењивача топлоте ка конзуму – енг. <i>District heating water 2</i>
SatS1	Ток засићене паре од испаривача 1 до прегрејача 1 – енг. <i>Saturated steam 1</i>
SatS3	Ток засићене паре од испаривача 2 до прегрејача 2 – енг. <i>Saturated steam 2</i>
SuperS1	Ток прегрејане паре притиска 40 bar од прегрејача 1 до чвора SPLIT1 – енг. <i>Superheated steam 1</i>
SuperS11	Ток прегрејане паре притиска 40 bar од чвора SPLIT1 до парне турбине високог притиска 11 – енг. <i>Superheated steam 11</i>
SuperS12	Ток прегрејане паре притиска 40 bar од чвора SPLIT1 до парне турбине високог притиска 12 – енг. <i>Superheated steam 12</i>
SuperS13	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 11 до чвора MIX5 – енг. <i>Superheated steam 13</i>
SuperS14	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 12 до чвора MIX5 – енг. <i>Superheated steam 14</i>
SuperS2	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора MIX5 до чвора SPLIT3 – енг. <i>Superheated steam 2</i>
SuperS21	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT3 до чвора MIX1 – енг. <i>Superheated steam 21</i>
SuperS22	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT3 до парне турбине ниског притиска 1 – енг. <i>Superheated steam 22</i>
SuperS3	Ток прегрејане паре притиска 40 bar од прегрејача 2 до парне турбине високог притиска 2 – енг. <i>Superheated steam 3</i>
SuperS4	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 2 до чвора SPLIT4 – енг. <i>Superheated steam 4</i>
SuperS41	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT4 до чвора MIX1 – енг. <i>Superheated steam 41</i>
SuperS42	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT4 до парне турбине ниског притиска 2 – енг. <i>Superheated steam 42</i>
SuperS5	Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора MIX1 до размењивача топлоте – енг. <i>Superheated steam 5</i>
WetS1	Ток влажне паре од размењивача топлоте до кондензатора – енг. <i>Wet steam 1</i>
WetS2	Ток влажне паре од парне турбине ниског притиска 1 до чвора MIX2 – енг. <i>Wet steam 2</i>
WetS3	Ток влажне паре од парне турбине ниског притиска 2 до чвора MIX2 – енг. <i>Wet steam 3</i>
WetS4	Ток влажне паре од чвора MIX2 до кондензатора – енг. <i>Wet steam 4</i>
FW00	Ток напојне воде од кондензатора до чвора SPLIT2 – енг. <i>Feed water 00</i>
FW01	Ток напојне воде од чвора SPLIT2 до котловске пумпе 2 – енг. <i>Feed water 01</i>

- FW02 Ток напојне воде од чвора SPLIT2 до котловске пумпе 4 – енг. *Feed water 02*
- FW03 Ток напојне воде од котловске пумпе 2 до чвора MIX4 – енг. *Feed water 03*
- FW04 Ток напојне воде од котловске пумпе 4 до чвора MIX3 – енг. *Feed water 04*
- FW2 Ток напојне воде од чвора MIX4 до предгрејача1 – енг. *Feed water 2*
- FW3 Ток напојне воде од предгрејача1 до испаривача1 – енг. *Feed water 3*
- FW4 Ток напојне воде од чвора MIX3 до предгрејача2 – енг. *Feed water 4*
- FW5 Ток напојне воде од предгрејача2 до испаривача2 – енг. *Feed water 5*
-

Списак илустрација

Слика 1.1. Ефикасност когенерације на примеру примене гасне турбине	2
Слика 1.2. Дефинисање електричне енергије произведене из когенерационог процеса према (5)	4
Слика 1.3. Процентуални удео когенерације у производњи електричне енергије.....	6
Слика 1.4. Тренутно стање и пројекције удела когенерације у производњи електричне енергије водећих светских економија	7
Слика 1.5. Просечна старост опреме у термоелектранама на угаљ у Србији.....	8
Слика 1.6. Уобичајена класификација когенеративних постројења према различитим критеријумима	11
Слика 2.1. Двострујно индустријско постројење за омекшавање воде.....	13
Слика 2.2. Котао утилизатор	14
Слика 2.3. Зависност излазних параметара паре од протока и притиска паре код котла утилизатора	15
Слика 2.4. Когенерационе технологије у зависности од односа произведене електричне и топлотне енергије и инсталиране снаге	16
Слика 2.5. Ранкинов циклус и схематски приказ противпритисне парне турбине	20
Слика 2.6. Изглед Siemens SST5-6000 парне турбине (25)	21
Слика 2.7. Нека решења парних турбина које се користе у когенерационим процесима према (22).....	22
Слика 2.8. Кондензацијска турбина напајана паром из котла утилизатора	23
Слика 2.9. Противпритисна парна турбина у систему даљинског грејања	23
Слика 2.10. Типична уградња гасне турбине у когенерацијском постројењу система даљинског парног грејања	24
Слика 2.11. Гасна турбина Kawasaki M7A серије (27)	26
Слика 2.12. Најчешћи начини имплементације гасне турбине у когенерационо постројење	29
Слика 2.13. Шематски приказ комбинованог циклуса са допунским сагоревањем у котлу утилизатору	30
Слика 2.14. Изглед гасног мотора Jenbacher Type 6.....	32
Слика 2.15. Шематски приказ СУС мотора у систему даљинског грејања.....	33
Слика 2.16. Типична ефикасност стационарног мотора СУС.....	34
Слика 2.17. Данска ТО-ТЕ Avedøre 2 са два акумулатора топлоте.....	36

Слика 3.1. Алгоритам за иницијалну процену изводљивости примене когенерације на одређеној локацији за случај генерисања електричне енергије за сопствене потребе (31)	42
Слика 3.2. Структура поступка математичког моделирања	45
Слика 3.3. Ток математичког моделирања	46
Слика 3.4. Пример конвексних и неконвексних скупова	49
Слика 3.5. Једноставан приказ структуре GAMS-а	51
Слика 4.1. Надграђени модел котларнице „Енергетика д.о.о.“	60
Слика 4.2. Топлотно оптерећење [kWt] у сваком сату посматране године (од 1. јануара до 31. децембра)	64
Слика 4.3. Детаљ улазних података о топлотном конзуму [kWt] за период од 1. јануара до 5. јануара	64
Слика 4.4. Цевни размењивач топлоте	66
Слика 4.5. Могућност за повећање количине произведене електричне енергије на рачун количине произведене топлотне енергије увођењем двостепеног размењивача топлоте	67
Слика 4.6. Номограм за приближно одређивање ефикасности парне турбине (57)	69
Слика 4.7. Зависност релативне производње електричне енергије од релативно израженог топлотног оптерећења парне турбине (тзв. Willans-ова линија) (58)	70
Слика 4.8. Изентропска ефикасност у зависности од оптерећења (или масеног протока паре кроз турбину) за регулациони степен (лево) и радни степен турбине (десно)	71
Слика 4.9. Утицај оптерећења на ефикасност гасне турбине	73
Слика 4.10. Зависност укупне ефикасности система од температуре продуката сагоревања на излазу из котла утилизатора	74
Слика 4.11. Перформансе гасне турбине снаге 10MW_e при различитим конфигурацијама когенерационог система (59)	75
Слика 5.1. Надграђени модел котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“	82
Слика 5.2. Оптимална конфигурација когенерационог система	83
Слика 5.3. Зависност величина $output_{h,HPST11}$ [kWe] и $heatdemand_h$ [MWt]	85
Слика 5.4. Зависност величина $m_{h,coal}$ [kg/s], $ON_OFF_{h,STGT}$ и $heatdemand_h$ [MWt]	85
Слика 5.5. Однос стварне дневне потрошње угља и потрошње угља која је добијена моделом током периода од једног месеца	86
Слика 5.6. Надграђени дијаграм система при $h1$ и $output_{h1} = 69$ [MWt]	87
Слика 5.7. Надграђени дијаграм система при $h32$ и $output_{h32} = 108$ [MWt]	88
Слика 5.8. Надграђени дијаграм система при $h73$ и $output_{h73} = 10$ [MWt]	89
Слика 5.9. Осетљивост модела на варирање цене угља [€/kWh]	92
Слика 5.10. Осетљивост модела на варирање откупне цене електричне енергије [€/kWh]	93

Слика 5.11. Осетљивост модела на измене максималног дозвољеног инсталираног капацитета предвиђеног за финансирање подстицајним мерама 93

Списак табела

Табела 2.1. Препоручене вредности односа произведене количине електричне и топлотне енергије (5)	16
Табела 2.2. Преглед особина најчешће коришћених погонских машина у когенеративним системима даљинског грејања.....	17
Табела 2.3. Збирни преглед карактеристика и типичних трошкова когенерационих технологија (вредности дате у односу на горњу топлотну моћ горива) (23).....	18
Табела 2.4. Трошкови изградње когенерационих постројења са гасном турбином као погонском машином (у хиљадама US\$) (23).....	31
Табела 2.5. Основне карактеристике мотора СУС.....	34
Табела 2.6. Типичне перформансе мотора СУС за пет карактеристичних случајева.....	35
Табела 3.1. Параметри коришћени у моделу.....	55
Табела 3.2. Променљиве које су коришћене у моделу когенерационог постројења.....	55
Табела 4.1. Преглед укупних инвестиционих трошкова за поједине технологије према (20)	78

Садржај

1. УМЕСТО УВОДА – О КОГЕНЕРАЦИЈИ	1
Дефиниције	1
1.1. Когенерација и енергетска ефикасност	1
1.2. Когенерација и топлана	2
1.3. Когенерација у светлу законске легислативе	4
1.3.1. Законска дефиниција когенерације	4
1.3.2. Законом регулисане намере економски развијених државних ентитета у области развоја когенерационе производње	4
1.4. Преглед стања когенерационе производње у ЕУ и свету	5
1.5. Преглед стања когенерационе производње у Р. Србији	7
1.5.1. Стање у термоелектранама	7
1.5.2. Стање у топланама	8
1.6. Класификација когенерације према сектору	10
1.7. Класификација когенерације према величини	10
1.8. Класификација према технологији	10
1.9. Класификација когенерације према управљачком режиму	11
1.10. Класификација когенерације према врсти горива	11
2. КОМПОНЕНТЕ КОМЕРЦИЈАЛНИХ КОГЕНЕРАЦИОНИХ ПОСТРОЈЕЊА	12
2.1. Систем за снабдевање горивом	12
2.2. Механички подсистеми	13
2.3. Постројење за третман воде	13
2.4. Котао утилизатор и систем за одвођење димних гасова	14
2.5. Размењивач топлоте и кондензатор	16
2.6. Погонске машине	16
2.6.1. Парна турбина	20
2.6.1.1. Кондензацијска турбина	22
2.6.1.2. Противпритисна турбина	23
2.6.2. Гасна турбина	24
2.6.2.1. Примена гасних турбина	27
2.6.2.2. Врсте гасних турбина	27
2.6.2.3. Додатно сагоревање горива	29
2.6.2.4. Капитални трошкови	30
2.6.3. СУС мотор	31

2.6.3.1. Примена СУС мотора у когенерационим постројењима	32
2.6.3.2. Основне карактеристике мотора СУС.....	33
2.7. Акумулатор топлоте	35
2.8. Систем за снабдевање електричном енергијом	36
Ограничења.....	37
3. ДЕФИНИСАЊЕ МАТЕМАТИЧКОГ МОДЕЛА.....	38
3.1. Проблем одређивања когенерационог потенцијала у случају комуналне топлане.....	38
3.2. Фактори који одлучују о исплативости улагања у когенерационе технологије.....	40
3.3. Основне хипотезе	43
3.4. Оптимизација.....	43
3.5. Математичке методе и оптимизација	44
3.6. Структура модела.....	46
3.6.1. Конвексни скупови.....	48
3.7. Развој примене математичког програмирања и значај овог рада	49
3.8. Дефинисање GAMS модела	50
3.8.1. Структура GAMS модела.....	51
3.8.1.1. Скупови.....	52
3.8.1.2. Подаци	54
3.8.1.3. Променљиве.....	55
3.8.1.4. Границе и иницијалне вредности.....	56
3.8.1.5. Једначине.....	56
Функција циља	56
Закон очувања масе и закон очувања енергије.....	57
3.8.1.6. Бинарне променљиве	58
4. ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА МОДЕЛА.....	59
4.1. Надграђени модел (енг. <i>superstructure model</i>)	59
4.2. Подаци и њихово прикупљање.....	61
4.2.1. Избор релевантних података	64
4.3. Компоненте когенерационог постројења система даљинског грејања.....	65
4.3.1. Размењивач топлоте и кондензатор	66
4.3.2. Математичко моделирање погонских машина	68
4.3.2.1. Радне карактеристике парних турбина и њихово математичко моделирање.....	68
4.3.2.2. Радне карактеристике гасних турбина и њихово математичко моделирање.....	72
Ефикасност гасне турбине.....	73
Укупна ефикасност когенерационог постројења које користи гасну турбину као погонску машину	73
4.3.3. Пара и математичко моделирање њених термодинамичких особина	75
4.3.3.1. Општи математички изрази за дефинисање својстава паре	75
4.3.3.2. Једначине за дефинисање својстава паре специфичне за предложени модел.....	77
4.3.4. Врела вода и математичко моделирање њених термодинамичких својстава	77

4.4. Математичко моделирање цена опреме	78
4.4.1. Цена размењивача топлоте	79
4.4.1. Цена гасне турбине	79
4.4.1. Цена противпритисне парне турбине	79
4.4.2. Цена котла утилизатора.....	79
5. АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА ОДРЕЂИВАЊА КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА НА ПРИМЕРУ ОДАБРАНЕ ТОПЛАНЕ (СТУДИЈА СЛУЧАЈА)	81
5.1. Анализа резултата	84
5.1.1. Очекивана ефикасност посматране топлане	90
5.2. Анализа осетљивости математичког модела	91
ЗАКЉУЧАК	95
Предности и слабости предложене методологије.....	97
Смернице за будућа истраживања	98
СПИСАК КОРИШЋЕНЕ ЛИТЕРАТУРЕ	
ПРИЛОГ 1	
ПРИЛОГ 2	
ПРИЛОГ 3	

1. УМЕСТО УВОДА – О КОГЕНЕРАЦИЈИ

ДЕФИНИЦИЈЕ

Методологија

Научна методологија је систем развијен са циљем да открије, опише и објасни методе, путеве научног сазнања, начине долажења до сазнања, начине долажења до истине, односно до решења неког проблема.

Когенерација

Симултана производња, тј. производња коришћењем једног горива, механичке (најчешће за потребе генерисања електричне енергије) и топлотне енергије при чему се оба вида произведене енергије користе.

Топлана

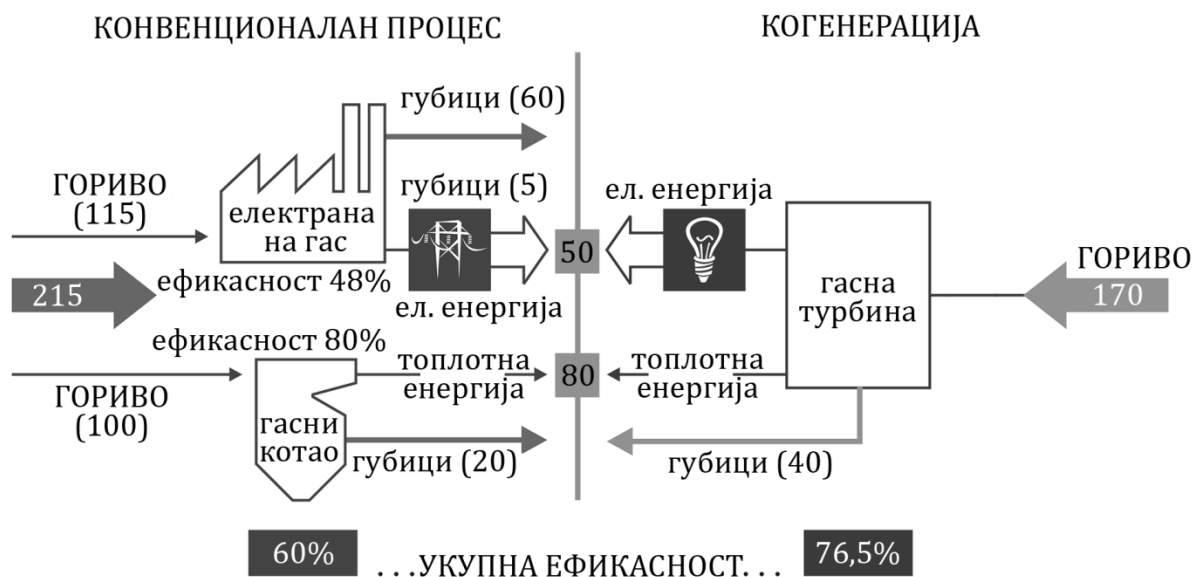
Постројење које примарно производи топлотну енергију (топла/врела вода или водена пара) за потребе снабдевања топлотног конзума и то: стамбених целина у случају комуналне топлане или процесног топлотног конзума у случају индустријске топлане.

1.1. КОГЕНЕРАЦИЈА И ЕНЕРГЕТСКА ЕФИКАСНОСТ

Последњих неколико деценија карактеришу флукутације цена енергената на глобалном тржишту. Та нестабилност на тржишту, изазвана је и реалним и индукованим утицајима на глобално (де)регулисано тржиште енергијом. Глобално, овакво стање на тржишту је резултовало одговором јавности у виду промоције енергетске ефикасности на свим нивоима. Енергетска ефикасност, као идеја и покрет, кроз своје успоне и падове, све се више намеће као незаобилазан фактор у нашем односу према ресурсима.

Пре око пола века, ниска цена енергената, промоција потрошње енергената и небрига за животну средину водила је ка одлукама које су биле и енергетски неефикасне и неповољне за окружење. Само 50 година касније, цене енергије и енергената као и приметна промена перцепције јавности охрабрују улагања у енергетску ефикасност, а самим тим и у заштиту животне средине. Иако примећена тенденција не даје задовољавајуће резултате, сигурно је да инсистирање на енергетској ефикасности постаје део нашег времена. Поменуто инсистирање ће бити лакше прихваћено ако се на енергетску ефикасност гледа као на приступ који може и треба бити профитабилан.

Пут ка енергетски ефикасном друштву, кроз повећање ефикасности производње и коришћења енергије, једна је од приоритетних стратегија и Европске комисије. Промена фокуса европске политике са крајњег корисника, на цео ланац од производње до потрошње електричне енергије, наглашава свесност о утицају повећања ефикасности у производњи, трансмисији и дистрибуцији које, на крају, увећава и ефекте штедње код крајњег корисника.



Слика 1.1. Ефикасност когенерације на примеру примене гасне турбине

Примена когенерације је једна од капиталних мера енергетске ефикасности (слика 1.1) која се може применити у производњи енергије. Технологија когенерационе производње је одавно позната, тако да се може рећи да се когенерација налази надокхват руке, тј. да је само потребна усмереност према когенерацији као приступу, чак више него и финансијска средства.

1.2. КОГЕНЕРАЦИЈА И ТОПЛАНА

Когенерационе технологије су нашле своје место у системима даљинског грејања захваљујући следећим чињеницама:

- савремене когенерационе технологије одликује могућност рада у широком распону оптерећења, тј. могућности да се у широком распону прилагоде променама у захтеваној топлотној и електричној енергији, што се поклапа са карактеристичним радним режимом комуналних топлана;
- комуналне топлане, тј. њихове дистрибутивне мреже, обезбеђују потребну инфраструктуру за дистрибуцију топлотне енергије која се генерише у когенерационом процесу.

Могућност да се нека топлотна машина ангажује и тако добијена механичка енергија искористи за производњу електричне енергије као и да се део генерисане топлотне енергије искористи за грејање и/или хлађење простора прихватљивија је од алтернативног сценарија у којем таква или слична машина, у термоелектрани, производи само електричну енергију, а произведена топлотна енергија се предаје околини (која је са становишта инвестиција – најјефтинији топлотни понор). Ова суштинска разлика између термоелектране и топлане са инсталираним когенерационим капацитетом иде у прилог топлани јер:

- омогућава уштеду примарне енергије,
- омогућава централизовану производњу топлотне енергије и децентрализовану производњу електричне енергије и
- резултује мањим емитовањем полутаната и сличним предностима.

Основна препрека, или парадокс, која прати рад когенерационог постројења огледа се у нужности да постројење квалитетно снабдева два конзума, топлотни и електрични. Да би постројење у економско-енергетском смислу на најисплативији начин снабдевало поменуте конзуме, потребно је да се поштују одређени принципи приликом његовог пројектовања, што се посебно односи на адекватно димензионисање капацитета саме когенеративне(их) јединице(а). Уколико се потцени овај капацитет, тј. уколико се инсталира когенеративна јединица капацитета мањег од оптималног, економски ефекти увођења когенерације ће, очекивано, бити релативно мали, а улагање у саму опрему вероватно неисплативо. Са друге стране, такође, предимензионисан когенерациони капацитет води цео пројекат ка економској неатрактивности или неизводљивости. Према искуствима и литературним подацима, за систем даљинског грејања је, поред правилног одабира капацитета, битан и број радних сати. Према (1) потребно је да постројење има приближно константну производњу топлотне енергије више од 4500 сати годишње што, углавном, није случај у домаћим топланама и што, поред недостатка инвестиција, може представљати највећу препреку за широко увођење когенерације у топлане. На проблем броја радних сати у години је могуће утицати отпочињањем производње топле санитарне воде и/или производње енергије за хлађење (тригенерација) на истој локацији на којој се производи и топлотна енергија за грејање простора.

За разлику од истраживачких напора у земљама са развијеном когенерацијом у системима даљинског грејања (који су фокусирани на топлотне губитке (2), подешавање управљачког система (3), мере за штедњу енергије (4)), примарни циљ овде предложене методологије је да се осветли начин доношења до оптималног когенерационог потенцијала и оптималне конфигурације система, посебно водећи рачуна о финансијској изводљивости пројекта.

Фактори које отежавају избор, димензионисање и инсталирање когенерационог постојења у случају комуналних топлана могу бити:

- широко доступне технологије за производњу само топлотне енергије које раде са високим степенима корисности,
- висина потребних инвестиција за изградњу постројења као и потенцијални проблеми око цене и пласмана произведене електричне енергије,
- променљивост топлотног конзума током грејне сезоне али и током године (и/или током 24 часа) као и висока цена постројења за одвођење произведене топлоте у периодима када топлотни конзум исту не користи, и други.

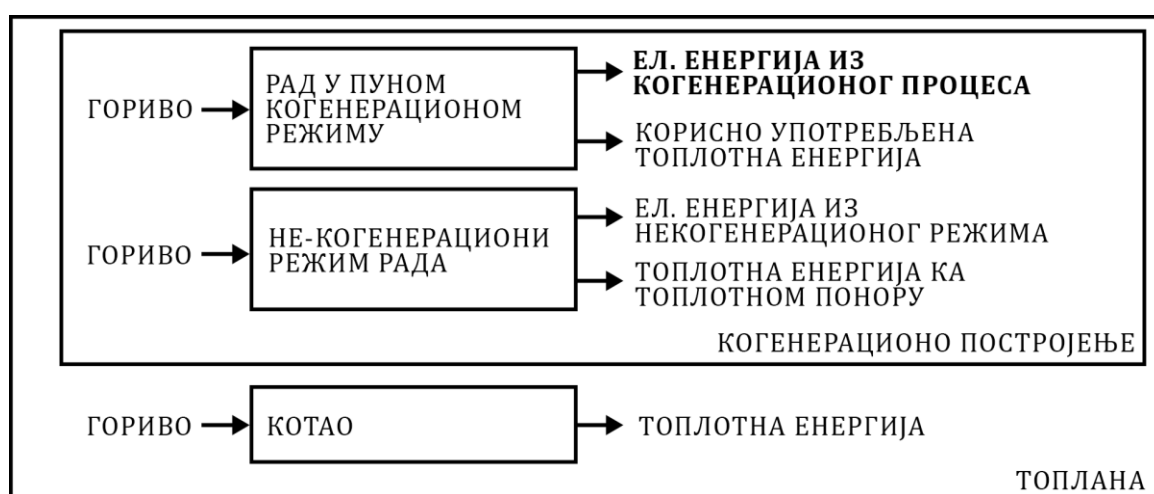
Разлози због којих не треба одустати од когенерационих поступака у случају топлана су:

- когенерациона постројења у комуналним топланама стварају стратешке услове за широко дистрибуирану производњу електричне енергије, која је добродошла у сваком електроенергетском систему,
- добити које произилазе из могућности употребе најразличитијих горива укључујући и отпад,
- претпоставке да проширење делатности топлана на производњу електричне енергије повећава конкурентност ових комуналних предузећа,
- претпоставке да повећање ефикасности производних капацитета доприноси одрживом развоју локалне и шире заједнице,
- широко увођење когенерационих постројења ствара услове за трансфер знања и долазак нових технологија што повољно утиче на социјалну климу кроз прилив инвестиција, отварање нових радних места и сл.

1.3. КОГЕНЕРАЦИЈА У СВЕТЛУ ЗАКОНСКЕ ЛЕГИСЛАТИВЕ

1.3.1. ЗАКОНСКА ДЕФИНИЦИЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ

Према смерницама датим у директиви Европске комисије ЕУ 2008/952/ЕС (5; 6), за когенерационо постројење које користи сву топлоту која се може произвести технологијом која је инсталирана на посматраној локацији каже се да ради у пуном когенерационом режиму. Прецизније, директива ЕУ 2008/952/ЕС каже да се произведена топлотна енергија користи за задовољење топлотних потреба које би у супротном биле задовољене из неког другог извора, према условима који владају на тржишту, а из топлотних извора који нису когенерациони. Према истој директиви, сва електрична енергија произведена у постројењу које ради у пуном когенерационом режиму треба да се третира као електрична енергија произведена у процесу когенерације (Слика 1.2).



Слика 1.2. Дефинисање електричне енергије произведене из когенерационог процеса према (5)

Према наведеној директиви, уколико когенерационо постројење не ради у пуном когенерационом режиму, тј. део произведене топлоте се не користи, неопходно је идентификовати и разликовати електричну енергију која је произведена као последица когенерационог процеса од електричне енергије која није произведена у овом процесу.

1.3.2. ЗАКОНОМ РЕГУЛИСАНЕ НАМЕРЕ ЕКОНОМСКИ РАЗВИЈЕНИХ ДРЖАВНИХ ЕНТИТЕТА У ОБЛАСТИ РАЗВОЈА КОГЕНЕРАЦИОНЕ ПРОИЗВОДЊЕ

Ради истицања значаја који се у савременој енергетици придаје когенерацији, у овом одељку биће наведене намере неколико великих економских ентитета везане за увођење когенерационе производње електричне и топлотне енергије. Укратко, ти планови за САД, Кину, Јапан и ЕУ игледају овако:

- извршном наредбом из 2012. године, САД планирају да когенерациони капацитет у индустријској когенерацији подигну на 40 GW до 2020. године (7);
- према постојећим упутствима, Кина ће, до 2020. године, достићи 50 GW гасом покретане дистрибуиране когенерације (8);

- Јапан планира да до 2030. године пет пута увећа когенерационе капацитете у односу на постојеће, пре свега у настојању да се ослободи баласта који се везује за нуклеарну енергију (9);
- ЕУ је директивом (10) наложила процену могућности за даљи раст на овом пољу.

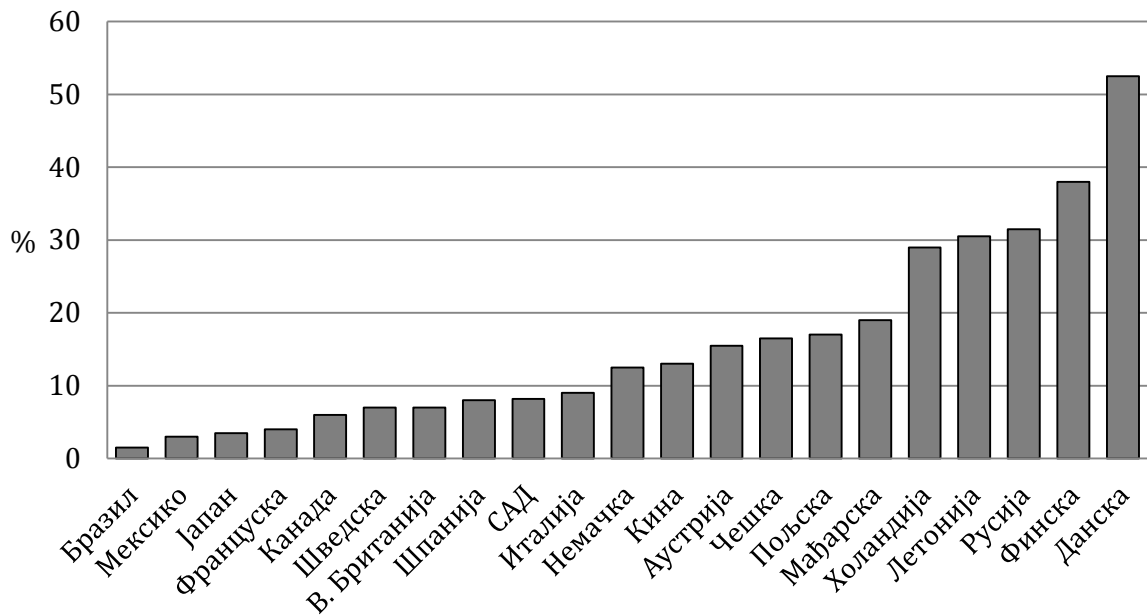
Без обзира на усвајање закона који се тичу области енергетске ефикасности у зградарству, енергетске ефикасности у комуналним службама као и когенеративне производње, краткорочни циљеви ЕУ нису достигнути, тако да је видна разлика између стварног темпа напредовања и планираног прогреса у штедњи енергије (11). Што се тиче когенерације, пораст укупног инсталираног капацитета у Европи, од усвајања директиве 2004/08/ЕС је релативно мали, свега 0,5% годишње (просечно) са великим разликама између појединих чланица ЕУ. Овакво стање се у највећој мери приписује чињеници да у многим ЕУ земљама усвојена легислатива није пропраћена и адекватним финансијским подстицајима за овај вид производње. Иако пораст инсталираних когенеративних капацитета може бити убрзан на више начина, све до сада успешне приступе карактерише утицање на смањење периода отплате испод неке специфичне границе (која је често врло ниска, чак око три године).

Овде треба нагласити да често ни финансијски механизми нису довољни да покрену раст овог специфичног тржишта. Суштинске, нефинансијске баријере, попут приступа тржишту, система дозвола, потребних временских периода за појединачне кораке у процедури и др., такође могу скренути инвестиције у неком другом правцу (12).

1.4. ПРЕГЛЕД СТАЊА КОГЕНЕРАЦИОНЕ ПРОИЗВОДЊЕ У ЕУ И СВЕТУ

Иако се често описују као високо ефикасни, когенерационе системе, из више разлога, заобилази придев високе исплативости, тако да се, упркос предностима, удео произведене електричне енергије из когенерационих процеса у развијеним и земљама у развоју креће око 10% (Немачка 12%, САД 7%, Шведска и Канада 6%, Кина 12%, Аустрија 15% итд.) уз ретке изузетке попут Финске (38%) или Данске (више од 50%) (13).

На слици 1.3 је приказан удео електричне енергије произведене кроз когенерацију у водећим економијама у области когенеративне производње енергије (13).

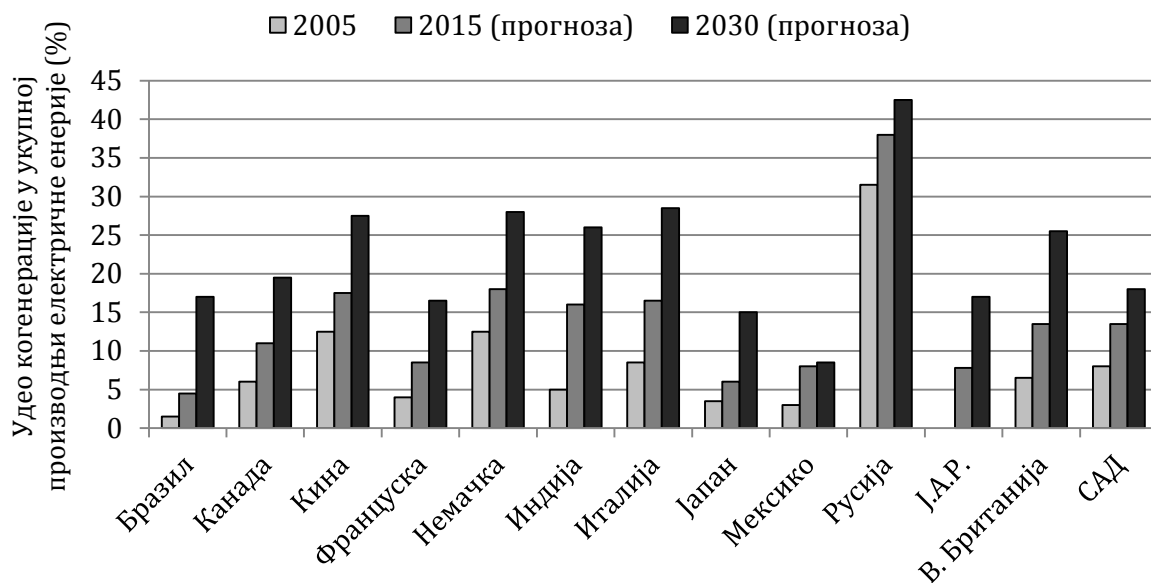


Слика 1.3. Процентуални удео когенерације у производњи електричне енергије

У свету препознате баријере за увођење когенерационе производње су:

- недостатак свести и знања:
 - студије случаја су неконзистентне и тешке за проналажење (ако уопште и постоје),
 - управљачким структурама нису блиски технологија, концепт и користи од увођења когенерације;
- неизвесно тржиште:
 - неизвесна откупна цена електричне енергије која води одлагању улагања и чекању,
 - неизвесна цена енергената, посебно природног гаса,
 - став електродистрибуција, које су у најбољем случају незаинтересоване;
- трошкови и период отплате:
 - високи почетни трошкови који обесхрабрују улагања упркос очекиваним уштедама енергената,
 - потцењена вредност концепта когенерације, потцењивање уштеде горива, добити за животну средину итд.,
 - неадекватне повлашћене тарифе (feed-in тарифе);
- инсталација опреме:
 - процес прибављања дозвола који може бити и дуг и скуп,
 - повезивање на мрежу отежавају неконзистентни стандарди, сложене процедуре и високи трошкови.

Тренутни капацитети за производњу електричне енергије из когенерационих процеса у водећим светским економијама, као и пројекције пораста инсталираних капацитета у 2015. и 2030. години, према оптимистичном сценарију, приказани су на слици 1.4.



Слика 1.4. Тренутно стање и пројекције удела когенерације у производњи електричне енергије водећих светских економија

Према процени Међународне агенције за енергетику (*International Energy Agency - IEA*) инфраструктура која постоји у свету, а која је развијена за потребе система даљинског грејања и даљинског хлађења је најперспективнија и најфлексибилнија прилика за широко увођење, како когенерације, тако и за употребу обновљивих извора енергије (13).

1.5. ПРЕГЛЕД СТАЊА КОГЕНЕРАЦИОНЕ ПРОИЗВОДЊЕ У Р. СРБИЈИ

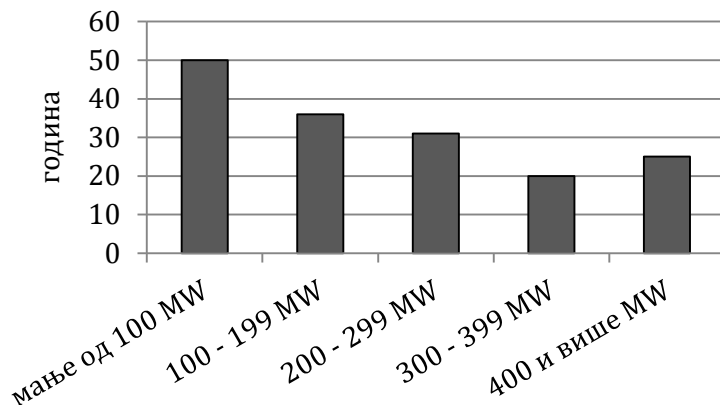
Када су у питању комуналне топлане у Р. Србији, у поређењу са ЕУ земљама, стање је наглашено лоше тј. когенерациона производња није битно заступљена. Разлоге за ово треба тражити у неповољној инвестиционој клими која је владала у претходним деценијама, потребама за високим капиталним инвестицијама, инертности наших комуналних топлана и навици да се „business as usual“ сценарио спроводи дуго колико је то могуће.

1.5.1. СТАЊЕ У ТЕРМОЕЛЕКТРАНАМА

Доминантни постојећи когенерациони потенцијали у земљи се налазе у власништву ЕПС-а, у више термоелектрана-топлана, и то у:

- парним блоковима на угаљ након реконструкције турбина у ТЕ Никола Тесла А (за даљинско грејање Обреновца) и у ТЕ Костолац А (за даљинско грејање Пожаревца и Костолца) и
- парним блоковима на гас и течено гориво (ТЕ-ТО Нови Сад, ТЕ-ТО Зрењанин и ТЕ-ТО Сремска Митровица за системе даљинског грејања и технолошку пару).

Просечна старост термоелектрана на угаљ, без података за територију АП Косово и Метохија, према структури номиналне снаге до 31. 12. 2008. приказана је на слици 1.5 (14).



Слика 1.5. Просечна старост опреме у термоелектранама на угаљ у Србији

Оваква старост и с тим повезана технолошка застарелост постројења (најмлађе оригинално примењене технологије потичу из средине 80-их година прошлог века) проузрокује високу специфичну потрошњу горива (15).

У објектима ЕПС-а, постоје и неискоришћене могућности за производњу топлотне енергије за потребе даљинског грејања у ТЕ Колубара А (за Лазаревац, који располаже градском топлификационом мрежом) и у ТЕ Морава (за Свилајнац, који не располаже градском топлификационом мрежом), с тим што се из ТЕ Колубара одређена количина технолошке паре већ испоручује спољном потрошачу.

1.5.2. СТАЊЕ У ТОПЛАНAMA

За разлику од стања у термоелектранама (које нису тема ове дисертације), когенерациони потенцијал градских топлана није потпуно расветљен и, између осталог, предмет су истраживања Пројекта из афилијације овог дисертације. Процена је да популаризација когенерационог процеса у случајевима јавних топлана, поред свих већ поменутих предности које доноси когенерација, може значајно утицати на сигурност снабдевања електричном енергијом, посебно у зимским месецима када услед неусклађености производње и потрошње енергије свака нерегуларност у испоруци топлотне енергије упућује грађане на употребу електричне енергије за загревање простора.

Данас централизовано снабдевање топлотном енергијом постоји у 50 градова у Србији, при чему је укупни инсталирани топлотни капацитет котлова 6,6 GWt (16). Јасно је да се иза овог броја крије значајан неискоришћен потенцијал за производњу електричне енергије. Ипак, чини се да употреба овог ресурса није део званичне стратегије Републике.

У систему индустријске енергетике, у више стотина индустријских предузећа, инсталирани су топлотни извори снаге 6.300 MWt. Користе се за производњу топлотне енергије за потребе производних процеса и грејање радног простора. У 30 индустријских предузећа постоје енергане које омогућују когенерациону производњу топлотне и електричне енергије, капацитета око 250 MW (16). Од тога највећи број није у оперативном стању. Неделање на овим отвореним питањима може значајно умањити конкурентску способност домаћих производа у односу на иностране, а усвајање међународних стандарда из области заштите животне средине може озбиљно угрозити позицију појединих индустријских предузећа на тржишту.

Што се тиче развоја и имплементације когенерације у Р. Србији, ситуација се, у најкраћем, може описати на следећи начин (17; 18):

- реализацијом Студије потенцијала когенерације у Србији установљено је да Р. Србија веома касни у развоју и примени когенерационих поступака,
- топлане снаге веће од 100 MW инсталисане топлотне снаге чине око 85% укупног инсталисаног потенцијала топлана,
- однос инсталиране снаге топлотних извора и снаге потрошача приближно је једнак јединици, уз уважавање фактора једновременности максималног опртећења (0,7 – 0,8) резерве капацитета извора износе $\geq 20\%$, што отвара могућност за прикључење 150 000 до 200 000 нових станова,
- дугорочно планирано, у оквиру когенерационог потенцијала, могла би бити остварена годишња производња од 3,6 TWh електричне енергије (ван постројења ЕПС-а),
- потенцијал за повећање инсталисаних капацитета за производњу електричне енергије у системима комуналних топлана у Р. Србији износи 1170 MWe,
- процентуално, од поменутих 1170 MWe, 17% потенцијала припада топланам на чврста горива, 76% топланам на течна и гасовита горива и 5% топланам на биомасу.

Оцена је да је расположив потенцијал за уштеду енергије кроз експлоатацију когенерације – неискоришћен, како у свету тако и у Србији. Користи око којих, такође, постоји консензус када је когенерација у питању могу се груписати на следећи начин:

- користи које остварује крајњи корисник:
 - смањени трошкови за енергију (последика рационалније потрошње енергената),
 - позитиван утицај на сигурност снабдевања електричном енергијом (последика већег броја извора електричне енергије унутар мреже),
 - повећан квалитет снабдевања електричном енергијом (мањи падови напона);
- опште користи:
 - заштита животне средине (виша ефикасност производног процеса резултује мањим емисијама нежељених гасова и материја),
 - уштеда енергената и очување националних ресурса и интереса (такође као последика више ефикасности);
- користи за електродистрибутивни систем:
 - установљавање дистрибуиране производње електричне енергије са свим њеним предностима,
 - индустријска и комунална когенерација могу бити алтернатива улагањима у нове „конвенционалне“ капацитете.

Важно је и да се горе поменута сигурност снабдевања не схвати као једноставно смањење увозне зависности и повећање продуктивности домаће привреде већ као широк распон мера и иницијатива чији је циљ диверсификација извора енергије и енергетских технологија уз унапређење међународних односа.

1.6. КЛАСИФИКАЦИЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ ПРЕМА СЕКТОРУ

Постоји неколико могућих начина разврставања когенерационих постројења. Мадленер (*Reinhard Madlener*) и Шмид (*Christiane Schmid*) (19) разликују четири категорије:

- индустријска когенерација,
- когенерација у системима даљинског грејања,
- микро когенерација и
- тригенерација.

IEA извештај (20) пратећи сличну логику разликује:

- индустријску когенерацију,
- комерцијалну и когенерацију у институцијама и
- когенерацију у системима даљинског грејања.

Постројења инсталирана у топланама у Р. Србији припадају комуналном сектору, којем у блиској будућности, такође, могу припадати и когенерациона постројењима за инсинерацију отпада и евентуално друга, мања постројења.

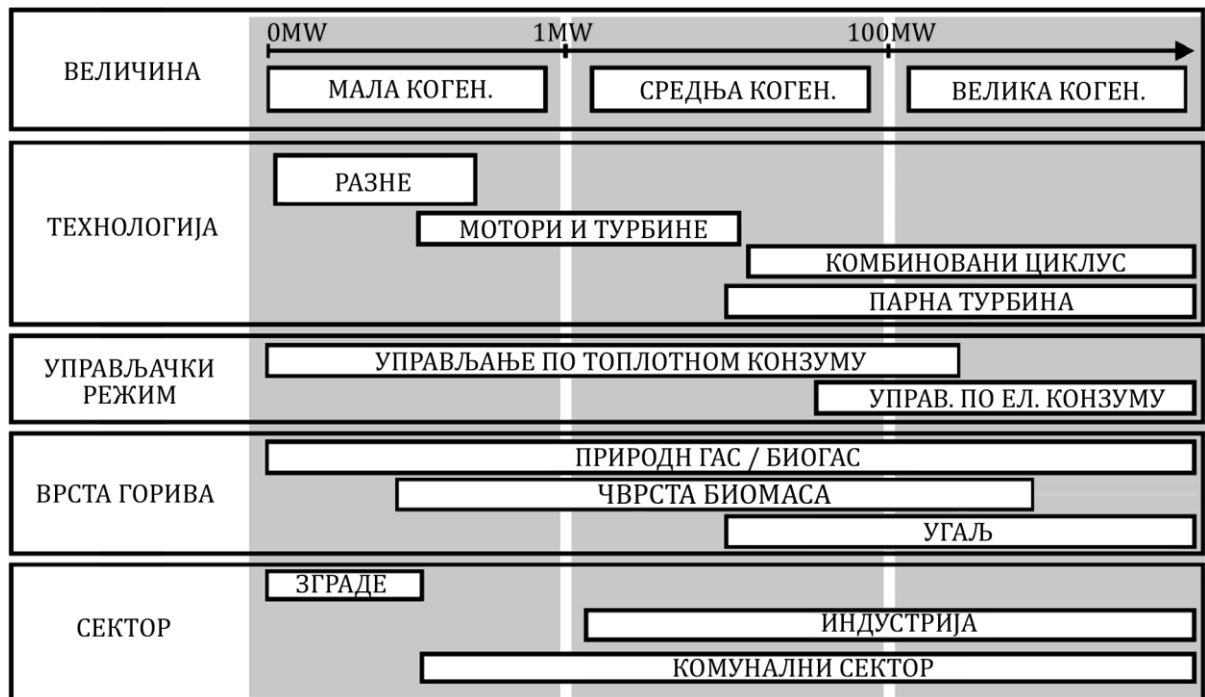
1.7. КЛАСИФИКАЦИЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ ПРЕМА ВЕЛИЧИНИ

Најједноставнија класификација когенерационих постројења је према електричној инсталираној снази на: „малу“ когенерацију ($<2\text{MW}_e$), „средњу“ когенерацију ($2\text{MW}_e - 100\text{MW}_e$) и „велику“ когенерацију ($>100\text{MW}_e$), (слика 1.6) (21).

1.8. КЛАСИФИКАЦИЈА ПРЕМА ТЕХНОЛОГИЈИ

Најчешће технологије у когенерационим системима су парна турбина, гасна турбина, мотор СУС, комбиновани циклус, микро турбина и Стирлингов мотор. Поред ових технологија, у новије време се помињу гориве ћелије.

Класификација према технологији (слика 1.6) не мора нужно да буде подударна са класификацијом према величини (21). Данас је свака појединачна технологија доступна у широком распону величина (нпр. мотор СУС може да се користи и за малу и за средњу когенерацију, а слично томе комбиновани циклус може да нађе примену у средњој и великој когенерацији).



Слика 1.6. Уобичајена класификација когенеративних постројења према различитим критеријумима

1.9. КЛАСИФИКАЦИЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ ПРЕМА УПРАВЉАЧКОМ РЕЖИМУ

Рад когенерационог постројења може да се управља према захтевима за топлотном енергијом и према захтевима за електричном енергијом (слика 1.6). Обично се мала и средња постројења управљају према захтевима за топлотном енергијом док се велика когенерациона постројења управљају према захтевима за електричном енергијом. Начин управљања постројењем има важан утицај на његову економичност.

1.10. КЛАСИФИКАЦИЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ ПРЕМА ВРСТИ ГОРИВА

Највећи број когенерационих постројења користи природни гас, изузетак су постројења већег капацитета код којих је економски и еколошки оправдана употреба угља (слика 1.6). Когенерацијска постројења могу се поделити и на постројења која користе фосилна горива и постројења на обновљива горива (чврста биомаса или биогаз) иако ова класификација није од суштинске важности у техничком смислу, пошто опрема пројектована за фосилна горива може да ради и са био-горивима, она може бити од важности у економском смислу због разних подстицајних механизма предвиђених за постројења на био горива.

2. КОМПОНЕНТЕ КОМЕРЦИЈАЛНИХ КОГЕНЕРАЦИОНИХ ПОСТРОЈЕЊА

У првом поглављу текста дате су опште напомене о когенерацији, преглед стања у развијеним земљама света и преглед стања у Р. Србији. На крају поглавља дата су ограничења којима су уже дефинисани услови и околности при којима се методологија предложена овом дисертацијом може применити.

У овом поглављу биће дат преглед најчешћих когенерационих технологија и основних компоненти когенерационих система које се примењују у топланама и системима даљинског грејања. Од погонских машина биће детаљније објашњени парна турбина, гасна турбина и мотор СУС.

Когенерационо постројење је у општем случају функционалан систем који се састоји од неколико, такође функционалних, (под)система. Пројектовање ових система мора бити спроведено у складу са низом захтева, техничких и других спецификација. У основи, сваки појединачни подсистем испуњава неку специфичну намену док својим успешним или мање успешним интегрисањем утиче на континуалан рад целог постројења. У одељцима који следе појединачно су обрађене најважније компоненте (подсистеми) когенерационог постројења.

2.1. СИСТЕМ ЗА СНАБДЕВАЊЕ ГОРИВОМ

Улога овог система је обезбеђивање захтеване количине горива, адекватне температуре и притиска за рад погонске машине и, на тај начин, осигуравање њеног континуалног рада. Неке погонске машине, нпр. гасна турбина, могу радити са више врста горива па, у том случају, систем за снабдевање горивом мора бити у стању да се пребаци са једног на друго гориво без заустављања погонске машине.

Уколико се говори о систему за снабдевање природним гасом, неопходан је компресор који ће природни гас довести на адекватан притисак пре него га пошаље погонској машини. Код великих постројења се може радити и о великим, вишестепеним компресорима који захтевају стручност при пројектовању и уградњи. Код мањих капацитета и мањих притисака (до 25 bar) се, углавном, користи компресор завојног типа, док се клипни компресор користи уколико је потребан виши притисак. Код СУС погонских машина, које захтевају релативно ниске притиске природног гаса на улазу, аксијални турбокомпресори (турбодуваљке) су добро решење.

Поред обезбеђивања адекватног притиска, овај подсистем треба да је способан да правилно реагује на промену оптерећења, тј. промену у количини горива захтеваног од погонске машине. Последњи захтев који се ставља пред ове подсистеме је сигурност у раду, посебно у случају рада са гасом високог притиска.

Уколико се код гасне турбине као резервно гориво користи течено гориво (нпр. дизел гориво), систем за снабдевање горивом мора бити пројектован тако да тренутно, по престанку довода гасовитог горива (планирано или непланирано), почне да испоручује течено гориво турбини. Овакав систем је снабдевен пумпом која континуално ради, или је резервоар смештен на вишој надморској висини од турбине што осигурава адекватан

притисак горива у сваком тренутку. Капацитет резервоара треба да је, колико је могуће, пројектован тако да може да премости периоде застоја напајања гасом.

Уколико се ради о котловском постројењу и лож-уљу/мазуту, неопходно је да се лож-уље, због вискозности, одржава на адекватној температури, тј. да су цевоводи и резервоари, на нашем поднебљу, изоловани и снабдевени грејачима где је то потребно. Због чврстих укључака, лож-уље је потребно и филтрирати пре слања ка горионику.

2.2. МЕХАНИЧКИ ПОДСИСТЕМИ

Пројектовање когенерационог постројења захтева адекватне цевне системе који повезују различите кориснике течних и гасовитих флуида: воде, горива, уља, компримованог ваздуха. Све цеви треба да су димензионисане адекватно вршним оптерећењима која се могу појавити у неком тренутку у систему, треба да су снабдевене неопходним пумпама, вентилима, филтерима и мерачима и осталом пратећом опремом која ће осигурати континуалан рад постројења. Критични елементи, они чији отказ може изазвати парцијални или тотални застој рада постројења, уобичајено се изводе у пару (радна и резервна јединица) како би се осигурало максимално искоришћење постројења.

Поред система цеви, постројење захтева адекватан број резервоара и судова под притиском унутар подсистема за снабдевање горивом, компримованим ваздухом и сл.

2.3. ПОСТРОЈЕЊЕ ЗА ТРЕТМАН ВОДЕ

Вода која се користи у когенерационом постројењу треба да је повишене чистоће како би се избегли проблеми везани за корозију и формирање наслага. Постројење за третман воде се обично изводи двострујно (слика 2.1), како би се обезбедио сталан доток третиране воде.

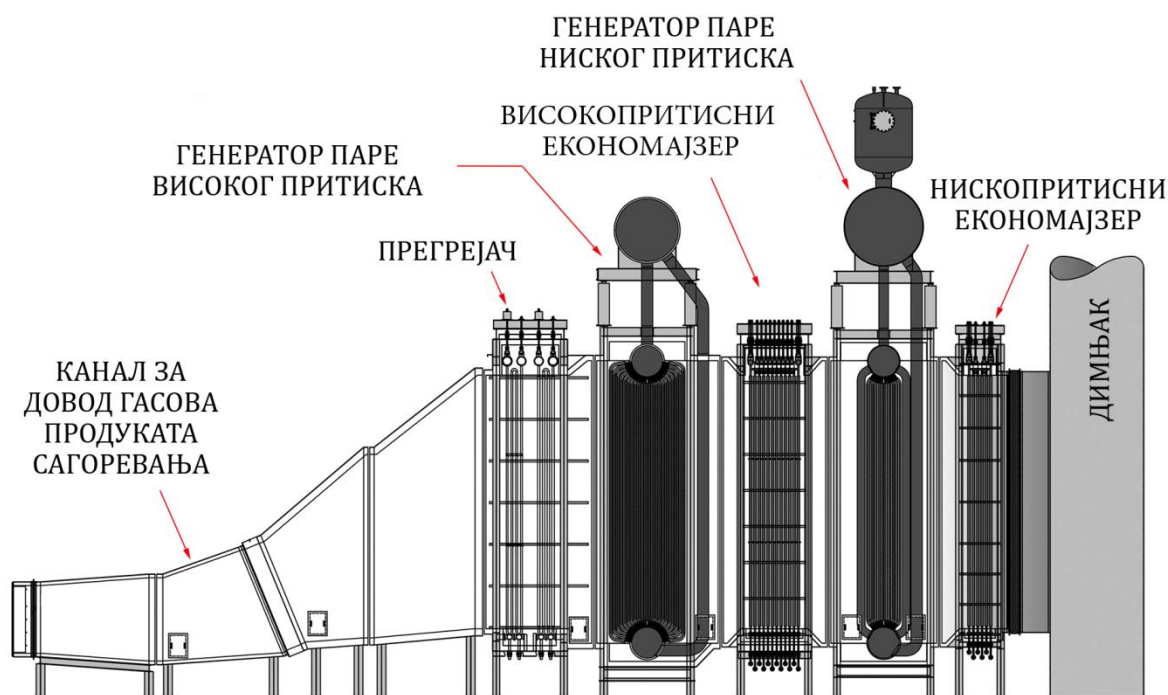


Слика 2.1. Двострујно индустријско постројење за омекшавање воде

Такође, из истог разлога се изводи са резервоарем адекватне запремине како би се избегли прекиди рада због краткотрајних застоја у раду постројења за третман воде.

2.4. КОТАО УТИЛИЗАТОР И СИСТЕМ ЗА ОДВОЂЕЊЕ ДИМНИХ ГАСОВА

Котао утилизатор (слика 2.2) је, захваљујући томе што користи продукте сагоревања који напуштају разне пећи, али и продукте сагоревања гасне турбине или СУС мотора, нашао примену у многим гранама индустрије. Обично се пројектује према конкретним захтевима постројења.



Слика 2.2. Котао утилизатор

Важан аспект рада котла утилизатора је контрола улазних издувних гасова (излазни у односу на турбину). Наиме, рад когенерационог постројења је дефинисан радним параметрима погонске машине (у овом случају гасне турбине). Управљање параметрима издувних гасова гасне турбине није приоритет при контроли процеса, приоритет је углавном произведена количина електричне енергије. Са друге стране, управо топлотна енергија гасова који излазе из гасне турбине представљају енергију на улазу у котао утилизатор. Дакле, пошто сам котао нема контролу над протоком или температуром продукта сагоревања на његовом улазу, он мора бити пројектован тако да је, кад је спрегнут са конкретном турбином или другом погонском машином, у стању да остане унутар својих пројектованих радних параметара тј. граница сигурности. Да би се утицало на топлотни улаз у котао утилизатор, углавном се постављају пригушивачи или скретнице заједно са заобилазним (енг. *bypass*) водом, између погонске машине и котла. На овај начин се осигурава могућност:

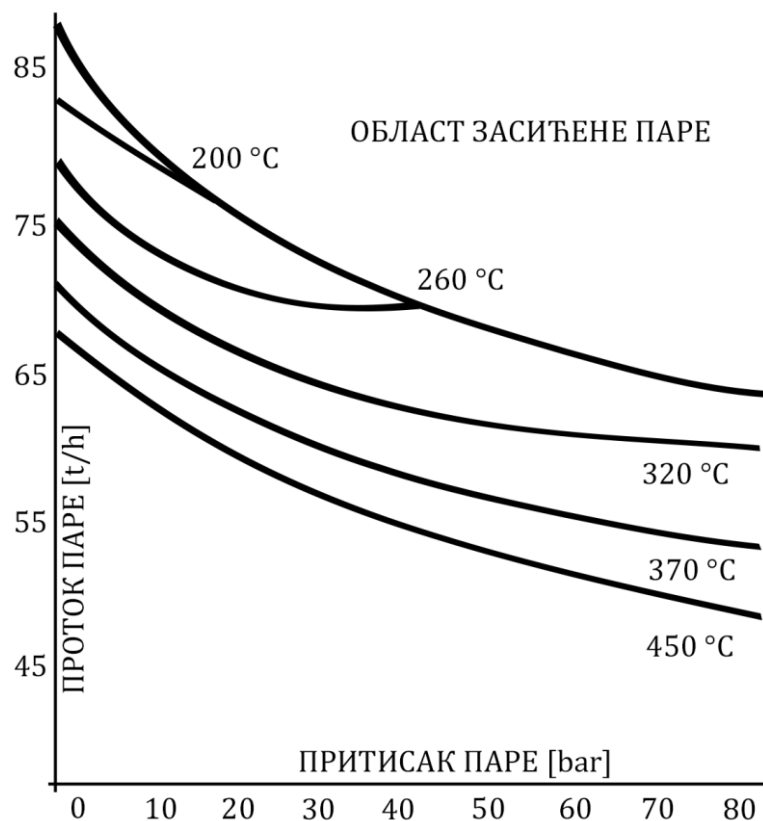
- покретања или краткотрајног рада погонске машине, кад је неопходно, без издвајања топлоте из продукта сагоревања (случај кад не постоји потреба за паром или врелом водом),

- покретања погонске машине и постепеног увођења у рад котла утилизатора како би се избегле нагле промене температуре и утицало на смањење термичких напона котла (у случају гасне турбине).

Издувни гасови, након проласка кроз котао утилизатор, одводе се ка димњаку. Проток издувних гасова на излазу из гасне турбине или СУС мотора је већи од протока димних гасова код котла сличне термичке снаге, па сам димњак треба да буде димензионисан тако да осигура адекватне брзине и температуре димних гасова при контакту истих са атмосфером, при томе не стварајући значајан отпор струјању, тј. тако да минимизује губитке притиска у самом димњаку.

Код највећег број гасних турбина и СУС мотора неопходна је уградња пригушивача буке на излазу димних гасова у атмосферу. У неким случајевима, кад постројење није смештено у насељу, могуће је извођење у којем котао утилизатор смањује ниво буке на прихватљив ниво, па је пригушивач потребан само у горе поменутом заобилазном воду.

Производња паре котла утилизатора зависи од параметара продукта сагоревања на улазу у котао утилизатор, али и од жељеног протока паре, температуре паре као и њеног притиска. Пример зависности параметара паре у типичном индустријском котлу утилизатору дат је на слици 2.3 (22).



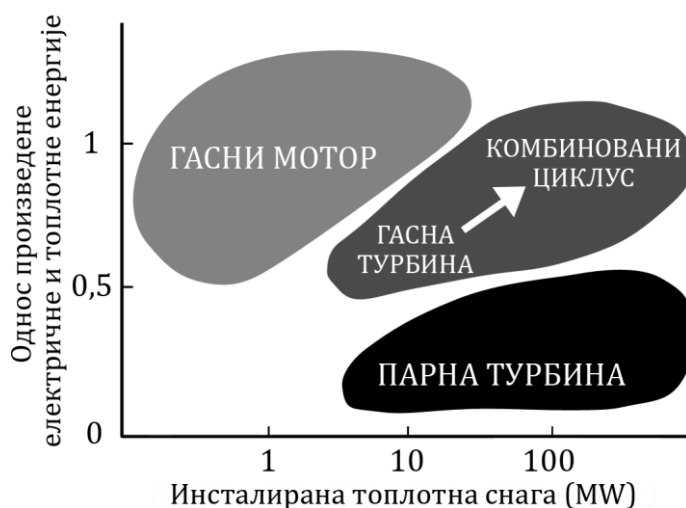
Слика 2.3. Зависност излазних параметара паре од протока и притиска паре код котла утилизатора

2.5. РАЗМЕЊИВАЧ ТОПЛОТЕ И КОНДЕНЗАТОР

Размењивач топлоте и кондензатор представљају једну од граница предложеног математичког модела, јер у модел у виду историјских података о потребама конзума на сатном нивоу улазе подаци о протоку и енталпијама воде из система даљинског грејања. Осим тих података, модел не „комуницира“ са системом за дистрибуцију топлоте, са појединачним корисницима топлоте и осталим структурним елементима који долазе после размењивача топлоте.

2.6. ПОГОНСКЕ МАШИНЕ

Најчешће коришћене технологије у когенеративним поступцима су оне које користе: противпритисну парну турбину, кондензацијску парну турбину, комбиновани циклус, СУС мотор и гасну турбину (слика 2.4).



Слика 2.4. Когенерационе технологије у зависности од односа произведене електричне и топлотне енергије и инсталиране снаге

Погонска машина спрегнута са генератором чини језгро когенерационог постројења. На избор погонске машине утиче њен електрични и топлотни производни капацитет, величина, инвестициони и трошкови одржавања. У табели 2.1 приказане су препоручене вредности односа произведене количине електричне и топлотне енергије (5).

Врста погонске машине	Препоручена вредност односа произведене електричне и топлотне енергије
Комбиновани циклус	0,95
Противпритисна парна турбина	0,45
Кондензацијска парна турбина	0,45
Гасна турбина са коришћењем отпадне топлоте	0,55
СУС мотор	0,75

Табела 2.1. Препоручене вредности односа произведене количине електричне и топлотне енергије (5)

Једном одабрана погонска машина утиче на цену и пројектовање, а касније и на перформансе свих осталих подсистема унутар постројења.

Предности и мане појединих погонских машина дате су у табели 2.2 а у табели 2.3 дат је преглед карактеристика и типичних трошкова предметних когенерационих технологија.

	Предности	Недостаци	Расположиве снаге
Гасна турбина	Висока поузданост, релативно ниске емисије штетних материја, топлотна енергија доступна при високим температурама, не захтева хлађење.	Захтева да се гас (гориво) уводи под високим притиском (неопходан компресор), ниска ефикасност у случају делимичног оптерећења, излазни параметри опадају како амбијентална температура расте.	500 kW до 250 MW
Ото мотор са унутрашњим сагоревањем	Висока ефикасност при делимичном оптерећењу, брз старт, релативно ниски инвестициони трошкови, може се користити у острвском режиму (добро прати промене оптерећења), може бити растављен на локацији од стране техничара који нису високо специјализовани, користи гас ниског притиска.	Високи трошкови одржавања, ограничен на случајеве когенерационе примене са релативно ниским температурама, релативно високе емисије штетних материја, мора бити хлађен иако се одведена топлота не користи, висок ниво буке ниске фреквенције.	Брзоходни (више од 1200 min ⁻¹) ≤4MW
Дизел мотор (мотор са компресионим паљењем)			Спороходни (100 – 500 min ⁻¹) 4 – 75 MW
Парна турбина	Висока укупна ефикасност, може користити било које гориво, може да задовољи потребе за топлотном енергијом на више жељених температура (кад је то потребно), дуготрајна је и има високу поузданост, однос произведене електричне и топлотне енергије може бити мењан према потреби.	Високи инвестициони трошкови, спор старт, ниска производња електричне у односу на топлотну енергију.	50 kW до 250 MW

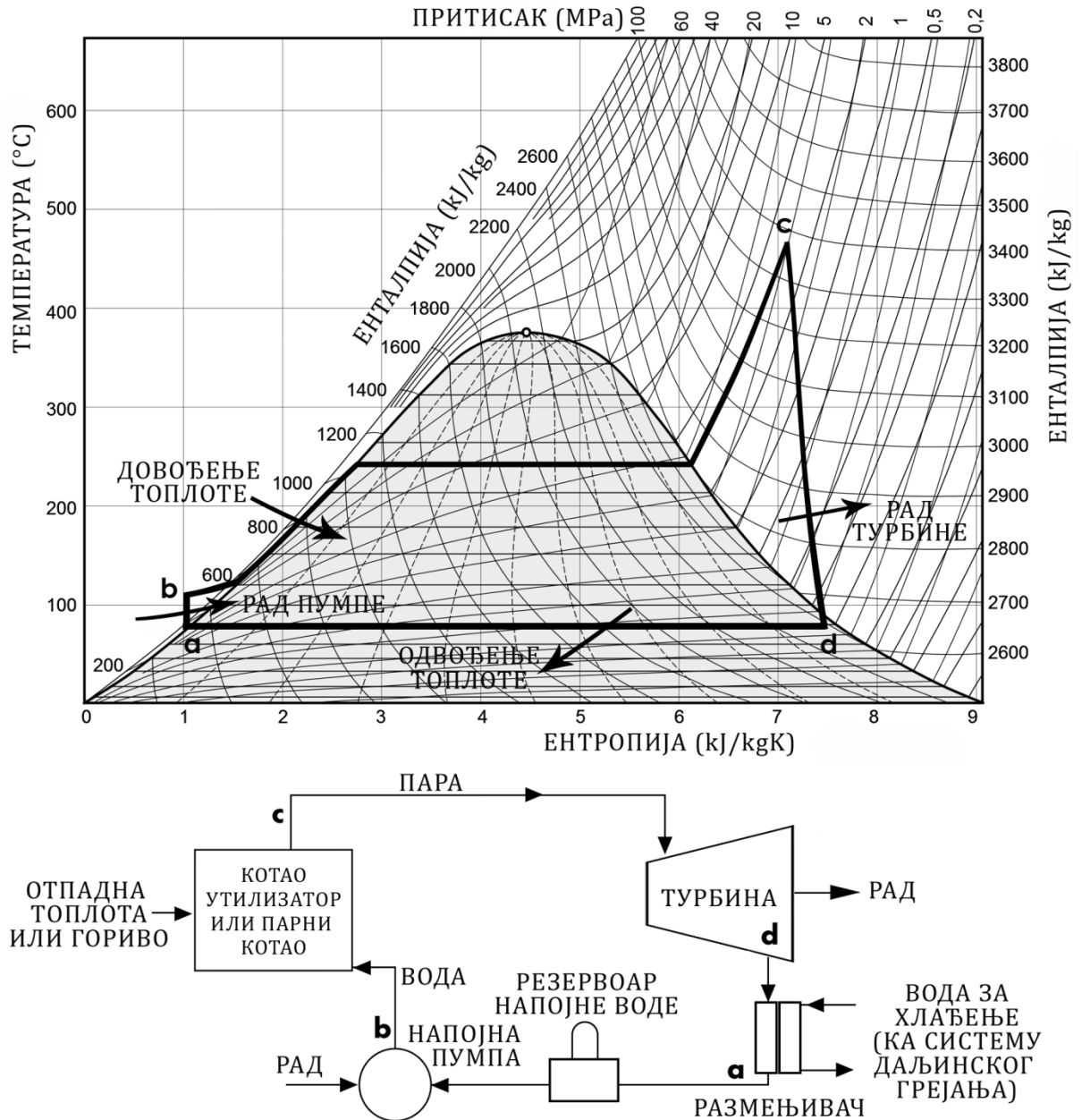
Табела 2.2. Преглед особина најчешће коришћених погонских машина у когенеративним системима даљинског грејања

	парна турбина	мотор СУС	гасна турбина
Електрична ефикасност	15 – 38%	22 – 40%	22 – 36%
Укупна ефикасност	80%	70 – 80%	70 – 75%
Типични капацитет (MWe)	0,5 - 250	0,01 - 5	0,5 - 250
Типичан однос произведене електричне и топлотне енергије	0,1 – 0,3	0,5 – 1	0,5 – 2
Рад са делимичним оптерећењем	ефикасан	ефикасан	неефикасан
Оријентациона инвестициона вредност постројења (\$/kWe)	430 – 1100	1100 – 2200	970 – 1300
Оријентациони трошкови одржавања (\$/MWe)	< 5	9 – 22	4 – 11
Процент времена у погону	близу 100%	92 – 97%	90 – 98%
Сервисни интервал (h)	> 50000	25000 – 50000	25000 – 50000
Време потребно за покретање	1 h – 1 дан	10 s	10 min – 1 h
Притисак горива (bar)	–	0,06 – 3	7 – 35
Гориво	сва	природни гас, биогаз, течни нафтни гас, депонијски гас	природни гас, биогаз, течни нафтни гас, нафта
Ниво буке	висок	висок	средњи
Топлотна енергија на излазу	пара високог притиска, пара ниског притиска	врела вода, пара ниског притиска	врела вода, пара ниског притиска, пара високог притиска
Заузимање простора (kW/m ²)	> 100	35 – 50	20 – 500

Табела 2.3. Збирни преглед карактеристика и типичних трошкова когенерационих технологија (вредности дате у односу на горњу топлотну моћ горива) (23)

2.6.1. ПАРНА ТУРБИНА

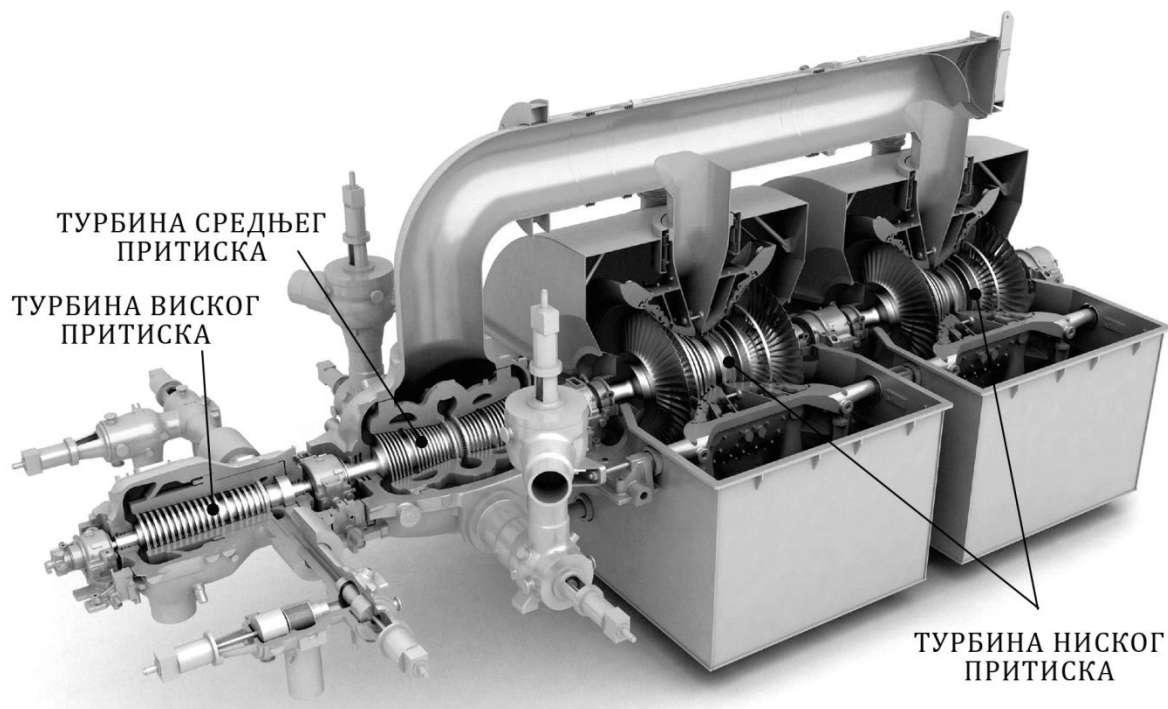
Парне турбине су један од најфлексибилнијих и најстаријих уређаја за конверзију енергије водене паре за потребе генерисања електричне енергије. Као погонски медијум обично користе водену пару. Раде по тзв. Ранкиновом циклусу који је приказан на слици 2.5.



Слика 2.5. Ранкинов циклус и схематски приказ противпритисне парне турбине

Енергија паре, која зависи од притиска и температуре паре, претвара се у парној турбини, посредним путем, у механички рад. Прва фаза овог процеса конверзије енергије је експанзија паре тј. пад притиска и пораст запремине паре (претварање топлотне енергије у кинетичку). У другој фази овог посредног претварања енергије, кинетичка енергија млаза паре се користи за покретање ротора турбине и стварање обртног момента на његовим лопатицама. Овакво посредно претварање кинетичке енергије

млаза паре (брзине реда величине неколико стотина m/s) даје ротору парне турбине велику угаону брзину која представља основно обележје оваквих турбина (24). Пошто примена великих брзина код парних турбина није повезана са потешкоћама око савладавања инерцијских сила при осцилаторном кретању (као у случају СУС мотора), димензије агрегата се повећавају знатно спорије од пораста јединичне снаге. Из овог разлога парне турбине (слика 2.6), иако скупе за израду, заузимају доминантан положај међу топлотним машинама великих снага, па тако и у когенерационим постројењима средњих и великих инсталираних снага.

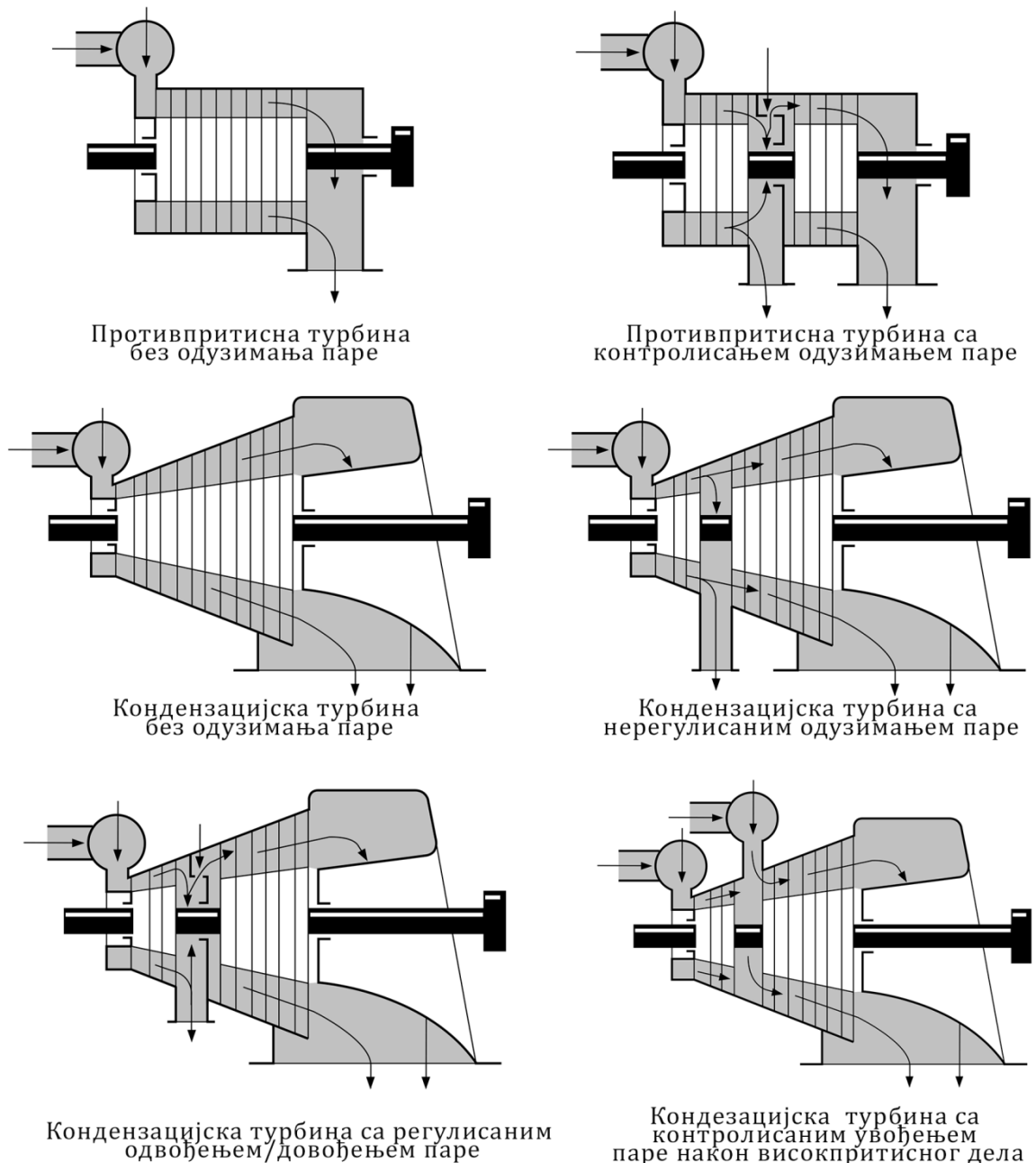


Слика 2.6. Изглед Siemens SST5-6000 парне турбине (25)

Тренутни степен развоја технологије код произвођача опреме омогућава израду парних турбина снага од неколико стотина W до снага од 1000 MW или више по једној турбини. Највећи број стационарних парних турбина ради са 3.000 min^{-1} док разни типови мањих и сасвим малих јединица раде са знатно већом угаоном брзином (до 30.000 min^{-1}) (26). Уколико је парна турбина снаге мање од 10 MW, често се израђује са зупчастим преносом (редуктором) између турбине и гоњене машине. Турбине снага већих од 10 MW се најчешће пројектују за одређени (сталан) број обртаја и спрежу директно са генератором. За потребе когенерације углавном се користе парне турбине средње величине, док су велике и највеће турбине резервисане за употребу у термоелектранама. Са друге стране, парне турбине малих снага се, такође, користе у когенерационим процесима, али претежно у индустрији или у острвском¹ погону код удаљених објеката.

На слици 2.7 приказана су нека решења парних турбина које се користе у когенерационим процесима.

¹ Под острвским режимом рада подразумева се рад постројења за производњу електричне енергије које је изоловано од националне или неке шире електродистрибутивне мреже. Произвођач енергије који ради у острвском режиму електричну енергију производи за одређени, мањи број, потрошача.



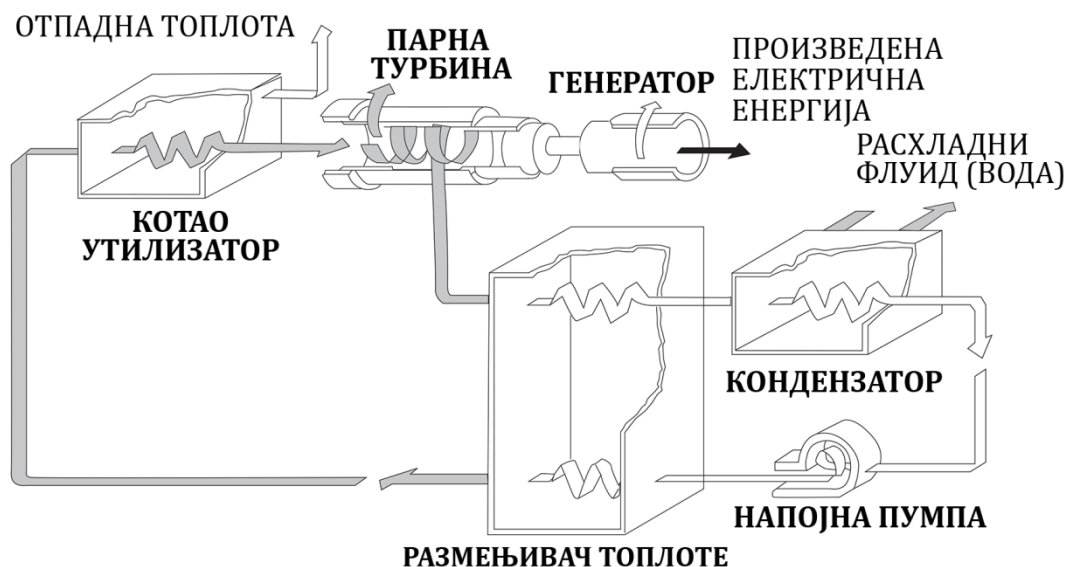
Слика 2.7. Нека решења парних турбина које се користе у когенерационим процесима према (22)

Основни критеријум за класификацију парних турбина је притисак на излазу из турбине. По том критеријуму разликујемо кондензацијске и противпритисне турбине. И једне и друге могу бити са једним или више регулисаних или нерегулисаних одузимања паре, у зависности од техноекономских (ефикасност постројења) и технолошких (потреба за паром на конкретној локацији) услова. Практично, све поменуте турбине се срећу и у когенерацијским постројењима.

2.6.1.1. КОНДЕНЗАЦИЈСКА ТУРБИНА

Излазни притисак код ових турбина је нижи од атмосферског. Кондензацијске турбине (слика 2.8) на овај начин постижу максималан пад притиска кроз турбину, па се енергетски садржај јединице масе паре у највећој могућој мери може у радном простору

турбине трансформисати у механички рад. Ефикасност саме турбине се креће између 30 и 40%.



Слика 2.8. Кондензацијска турбина напајана паром из котла утилизатора

Кондензатори ових турбина могу бити хлађени ваздухом или водом. Цена кондензацијских турбина је, због кондензатора и конструкције саме турбине, виша од цене противпритисних турбина па се, због свега набројаног, чешће користе у термоелектранама него у когенерационим системима у индустрији или градским топланама.

2.6.1.2. ПРОТИВПРИТИСНА ТУРБИНА

Излазни притисак паре код противпритисних турбина (слика 2.9) је исти или виши од атмосферског, па се пара на излазу из турбине прослеђује корисницима паре за процесне потребе или за загревање простора. Због свеукупне инвестиције, која је нижа од инвестиције потребне за кондензацијску турбину, ова врста турбина показује већи потенцијал у процесима који имају обезбеђено тржиште за топлотну енергију.



Слика 2.9. Противпритисна парна турбина у систему даљинског грејања

На тржишту су доступне противпритисне турбине мањих капацитета од кондензацијских, а због вишег притиска паре на излазу из турбине, електрична ефикасност ових турбина је сразмерно мања у односу на кондензацијске, и креће се од 15

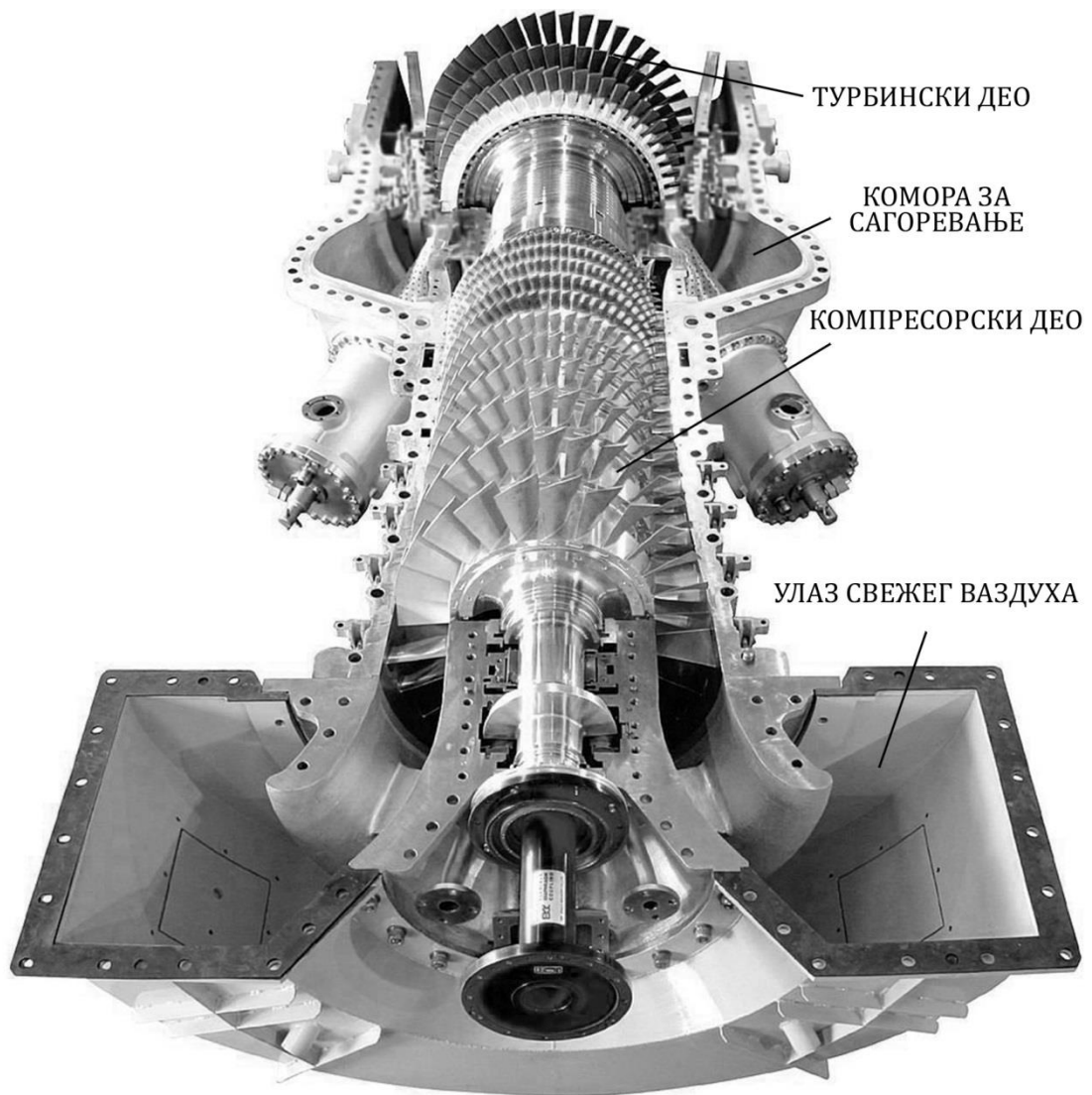
Савремена гасна турбина, за потребе генерисања електричне енергије, достиже ефикасност од 40% у односу на доњу топлотну моћ горива². У случају употребе ових турбина за потребе генерисања електричне енергије, применом комбинованог процеса, достижу се ефикасности од чак 60% у односу на доњу топлотну моћ горива.

Топлотну енергију коју производи гасна турбина карактеришу високе температуре, што је, са техничке стране, погодно у когенерационој примени. Укупна ефикасност когенерационог постројења које користи гасну турбину достиже 70 до 80%.

Генерално, гасна турбина је једна од „најчистијих“ погонских машина која је нашла примену у когенерационим постројењима, јер, због високе ефикасности и својстава природног гаса, емитује мање CO₂ по kWh произведене енергије од осталих погонских машина у широкој употреби.

Основне компоненте гасне турбине (слика 2.11) су компресор, комора за сагоревање и турбина. Вишестепена компресорска и турбинска секција се „огледају“ једна у односу на другу попут слике у огледалу, а састоје се од низа покретних аксијалних лопатичних радних кола, обично раздвојених непокретним низовима лопатица. Функција сваког ступња компресора је повећање притиска ваздуха на рачун доведене механичке енергије и, обрнуто, функција сваког турбинског ступња је пад притиска продуката сагоревања праћен одвођењем механичке енергије. Између компресорског и турбинског дела гасне турбине налази се комора за сагоревање. У њој се, након сагоревања горива, продукти сагоревања са високим енергетским потенцијалом усмеравају ка турбинској секцији гасне турбине где се „ослобађају“ једног дела енергије коју носе и предају га лопатицама, које даље предају енергију вратилу гасне турбине. Преостала енергија, као топлотна, притисна и кинетичка енергија продуката сагоревања, напушта гасну турбину.

² Доња топлотна моћ горива означава количину топлоте која се ослобађа приликом његовог потпуног сагоревања, при чему се вода која при томе настаје одводи у виду паре.



Слика 2.11. Гасна турбина Kawasaki M7A серије (27)

Гасна турбина ради по Брајтоновом циклусу³: атмосферски ваздух се компримује, доводи му се топлота и потом експандира, при чему се током експанзије одводи механички рад и користи делом за покретање компресора, а већим делом за вршење корисног рада, нпр. за покретање генератора. Удео произведене механичке енергије која се троши на покретање компресора, пропорционалан је температури продуката сагоревања, тако да је циљ да гасна турбина ради са највишим изводљивим температурама (у техничком и економском смислу). Такође, из истог разлога, циљ је да температура ваздуха на улазу у турбину буде најнижа могућа.

Овакви услови резултовали су са неколико различитих извођења гасних турбина. Потрошња горива може бити смањена нпр. предгревањем компримованог ваздуха са топлотом издувних гасова, користећи рекуператор топлоте⁴ или се рад компресора може

³ Брајтонов циклус је термодинамички циклус који описује рад топлотних машина кроз четири корака: адијабатску компресију, сагоревање горива при константном притиску, адијабатску експанзију и хлађење продуката сагоревања при константном притиску до почетних услова.

⁴ Рекуператор топлоте је размењивач топлоте који је у процесу позициониран тако да топлоту издувних гасова неке машине користи за загревање погодног радног флуида који се даље користи

смањити коришћењем међухладњака компримованог ваздуха. Код сложенијих система, продукти сагоревања могу се користити за производњу паре и генерисање електричне енергије на парној турбини (комбиновани циклус).

2.6.2.1. ПРИМЕНА ГАСНИХ ТУРБИНА

У индустрији се гасне трубаине користе за покретање пумпи и компресора, у процесној индустрији покрећу компресоре и другу процесну опрему, а користе се и за производњу електричне енергије у острвском режиму рада. Ако се користе за производњу електричне енергије на лицу места, често се користе у когенерационом режиму, посебно тамо где постоји потреба за процесном паром.

Гасне турбине су идеалне за уклапање у когенерационо постројење због параметара паре које се могу добити претварањем енергије продукта сагоревања у енергију паре притиска од 10 bar до 30 bar и температуре од око 500 °C. Пара ових параметара се може директно користити у процесној индустрији или за потребе грејања. Примери конкретних (типичних) примена гасне турбине могу бити нпр.:

- у хемијској индустрији, гасна турбина снаге 25 MWe која покрива основно оптерећење постројења дајући при томе око 29 MWt за процесне потребе;
- за потребе болнице или универзитетског кампуса 5 MWe уз 8 MWt за потребе грејања санитарне воде којом се, уз помоћ централног система, напаја кампус/болница; помоћу абсорбционих чилера се може обезбедити хлађење лети (тригенерација);
- у дистрибуираној производњи електричне енергије у којој учествују системи даљинског грејања, капацитета 40 MWe који покривају 45 MWt топлотног конзума.

2.6.2.2. ВРСТЕ ГАСНИХ ТУРБИНА

Основна класификација гасних турбина је на аеродериватне и турбине наменски пројектоване за стационарну употребу.

Аеродериватна турбина је турбина преузета из авиоиндустрије, практично састоји се од истих делова као турбомлазни мотор, лагана је и има висок степен корисности, обично је мало скупља од турбине наменски пројектоване за стационарну примену (22). Снаге аеродериватних турбина се крећу до 50 MW, а степен компресије до 30:1 па захтевају високопритисни компресор за довод горива. Аеродериватне турбине снага већих од 40 MW достижу ефикасност од 45% при генерисању електричне енергије у односи на доњу топлотну моћ горива.

Турбине пројектоване за стационарну употребу покривају снаге од 1 до 250MW. Генерално су јефтиније, робусније, интервали између два сервиса су дужи (до 50000h) и погодније су за дуг, континуиран рад од аеродериватних турбина (22). Са друге стране, теже су и неефикасније. Степен компресије им се креће око 1:16 и обично не захтевају екстерни компресор за гориво. Велике стационарне турбине (>100MW) достижу ефикасност при генерисању електричне енергије од 40%, а у комбинованом циклусу до 60% у односи на доњу топлотну моћ горива.

у процесу. Рекуператор топлоте на тај начин смањује губитке који би настали уколико би се издувни гасови високе температуре емитовали у околину.

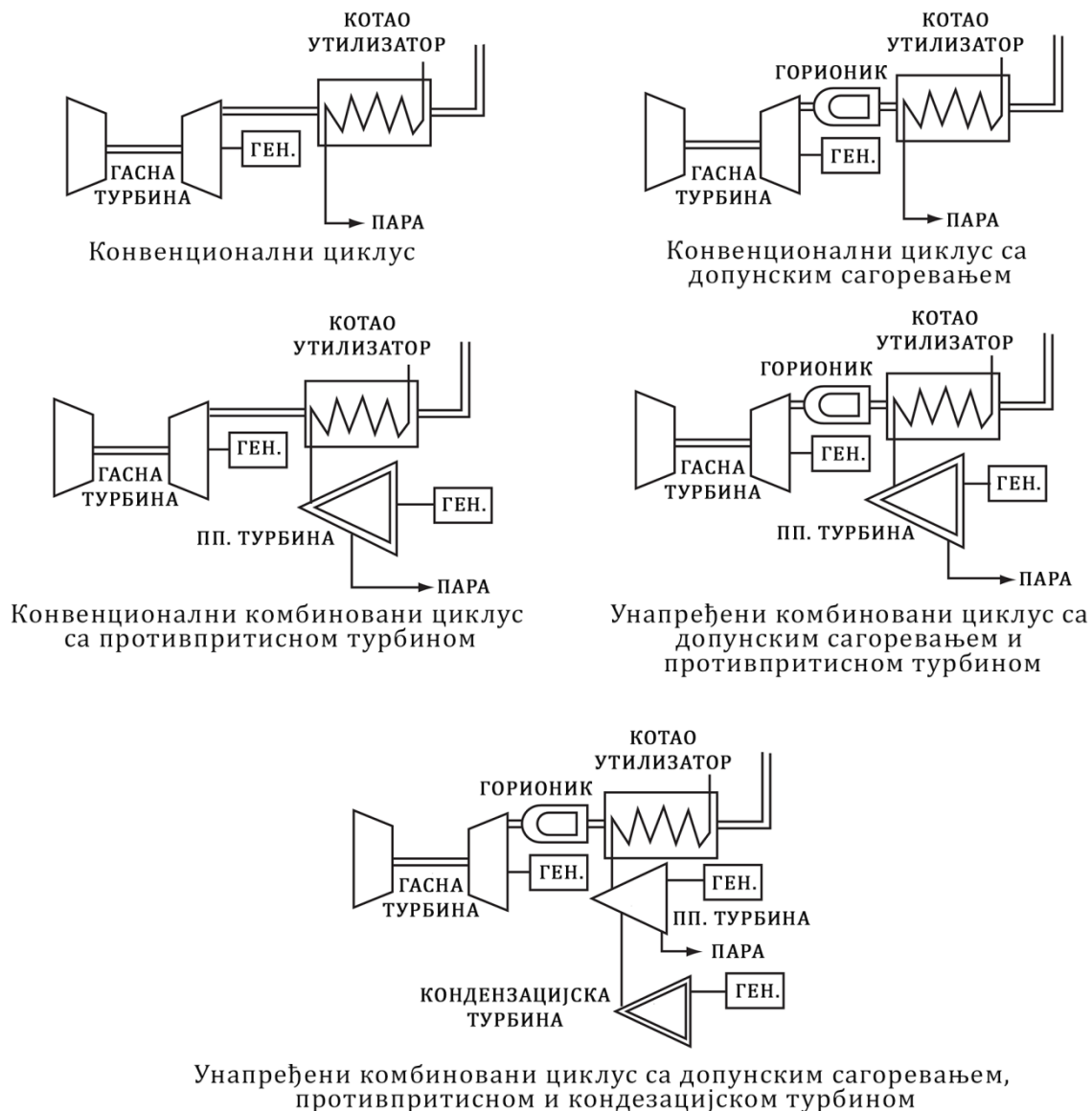
Друга подела гасних турбина је на турбине са једним и турбине са више вратила. Турбине са једним вратилом одликује директна веза турбинског и компресорског дела па се, последично, сви ротациони делови турбине окрећу истом угаоном брзином. Овакве турбине су погодне за производњу електричне енергије (посебно код великих постројења) пошто се од турбине захтева да ради са константним бројем обртаја, тј. да не губи енергију на промену брзине.

Турбине са више вратила одликује различита угаона брзина компресорског и турбинског дела. Код нпр. гасне турбине са два вратила, један део турбине користи се за покретање компресора и окреће се истом брзином као компресор, а остатак турбине користи се за производњу механичке енергије на неком независном броју обртаја.

Код нпр. гасне турбине са три вратила, говори се о турбини која има одвојен нископритисни и високопритисни компресор. Сваки компресор се окреће својом угаоном брзином, независно од брзине којом се окреће вратило „оптерећења“.

Извођења турбине са два или више вратила омогућавају компресору да увек ради са оптималним бројем обртаја, док се турбински део прилагођава тренутном оптерећењу. На овај начин се добија турбина више ефикасности при парцијалном оптерећењу, па су, због тога, углавном, погодне за производњу електричне енергије за случај мањих инсталираних снага. Највећи део аеродериватних турбина је овог типа.

Најчешћи начини имплементације гасне турбине у когенерационо постројење приказани су на слици 2.12.

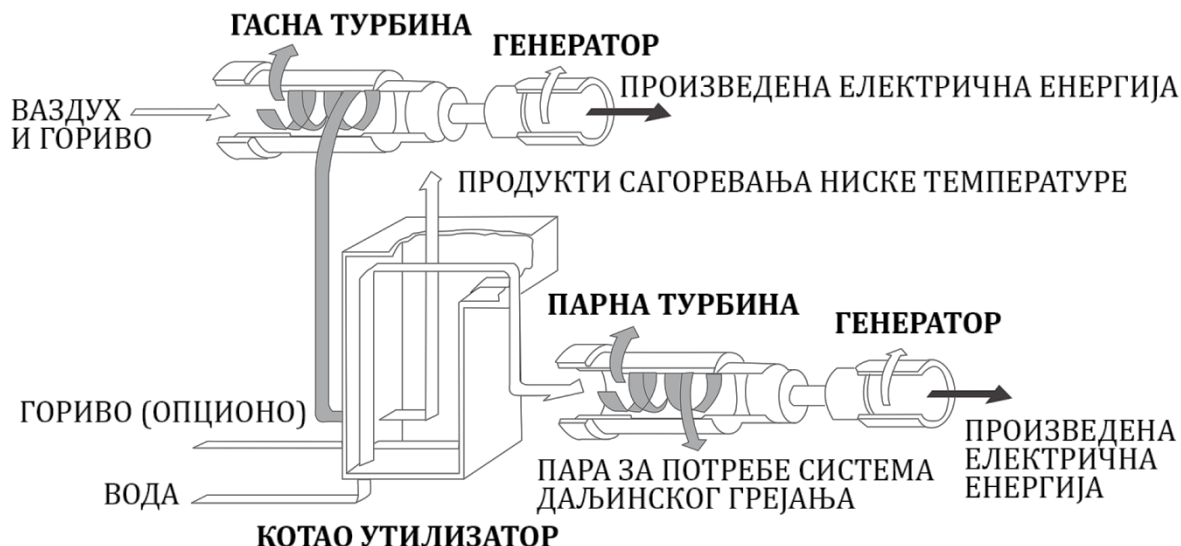


Слика 2.12. Најчешћи начини имплементације гасне турбине у когенерационо постројење

2.6.2.3. ДОДАТНО САГОРЕВАЊЕ ГОРИВА

Пошто од укупне количине ваздуха, тј. кисеоника који уђе у гасну турбину мала количина учествује у сагоревању, продукти сагоревања гасне турбине су и даље богати кисеоником (садрже око 15% кисеоника) и погодни су за даље сагоревање. Атрактивна мера за повећање продукције паре може бити, у когенерационој систему са парном турбином и котлом утилизатором, додатно сагоревање у наменском горионику. Овај горионик гориво сагорева користећи продукте сагоревања гасне турбине, а налази се непосредно пре уласка продукта сагоревања у котао.

На слици 2.13 шематски је приказан принцип комбинованог циклуса са допунским сагоревањем у котлу утилизатору.



Слика 2.13. Шематски приказ комбинованог циклуса са допунским сагоревањем у котлу утилизатору

Додатно сагоревање може подићи температуру продуката сагоревања до 1000 °C и удвостручити количину паре коју произведе котло утилизатор. Такође, пошто се на продукте сагоревања гасне турбине може се гледати као на предгрејани ваздух за сагоревање, ефикасност оваквог сагоревања је виша него у случају употребе засебног парног котла који би за сагоревање користио амбијентални ваздух.

Додатним сагоревањем се може утицати и на прилагодљивост система евентуалним варијацијама у производњи паре пошто је такав систем флексибилнији од когенерационог система који није опремљен додатним сагоревањем.

2.6.2.4. КАПИТАЛНИ ТРОШКОВИ

Когенерационо постројење са гасном турбином је сложено процесно постројење које се састоји од различитих, међусобно повезаних подсистема. Елементи највећег броја когенерационих постројења су: гасна турбина, редуктор броја обртаја, генератор, канали за довод ваздуха и одвод продуката сагоревања, филтер улазног ваздуха, систем за подмазивање и хлађење уља, систем за покретање турбине (стартер), пригушивач буке, компресор и систем за довођење горива, систем за коришћење отпадне топлоте, систем за пречишћавање и омекшавање воде, систем за контролу емисије полутаната итд. У табели 2.4 су приказани уобичајени трошкови инсталације постројења која се могу пронаћи у литератури (23), а која могу бити интересантна за примену у системима даљинског грејања.

	Систем 1	Систем 2	Систем 3	Систем 4	Систем 5
Номинални капацитет турбине	1 MW	5 MW	10 MW	25 MW	40 MW
Опрема					
Гасна турбина	1 015	2 733	6 102	12 750	23 700
Електро опрема	411	540	653	1 040	1 575
Систем за снабдевање горивом	166	177	188	251	358
Систем за припрему воде	74	180	293	370	416
Котао утилизатор и пратећа опрема	508	615	779	1 030	1 241
Укупно опрема	2 173	4 246	8 015	15 440	27 290
Изградња					
Израда пројекта и управљање пројектом	271	402	664	1 279	2 260
Транспорт	47	89	164	317	559
Грађевинске дозволе и таксе	217	425	802	1 544	2 729
Непредвиђени трошкови	116	177	276	532	940
Трошкови финансирања пројекта	230	431	799	1 540	2 721
Укупно трошкови изградње	769	1 402	2 568	4 947	8 744
Σ					
Укупна цена коштања постројења	3 822	7 172	13 288	25 598	45 243
Стварни капацитет турбине (kW)	1 150	5 457	10 239	23 328	46 556
Трошкови изградње постројења по kW инсталиране снаге (\$/kW)	3 324	1 314	1 298	1 097	972

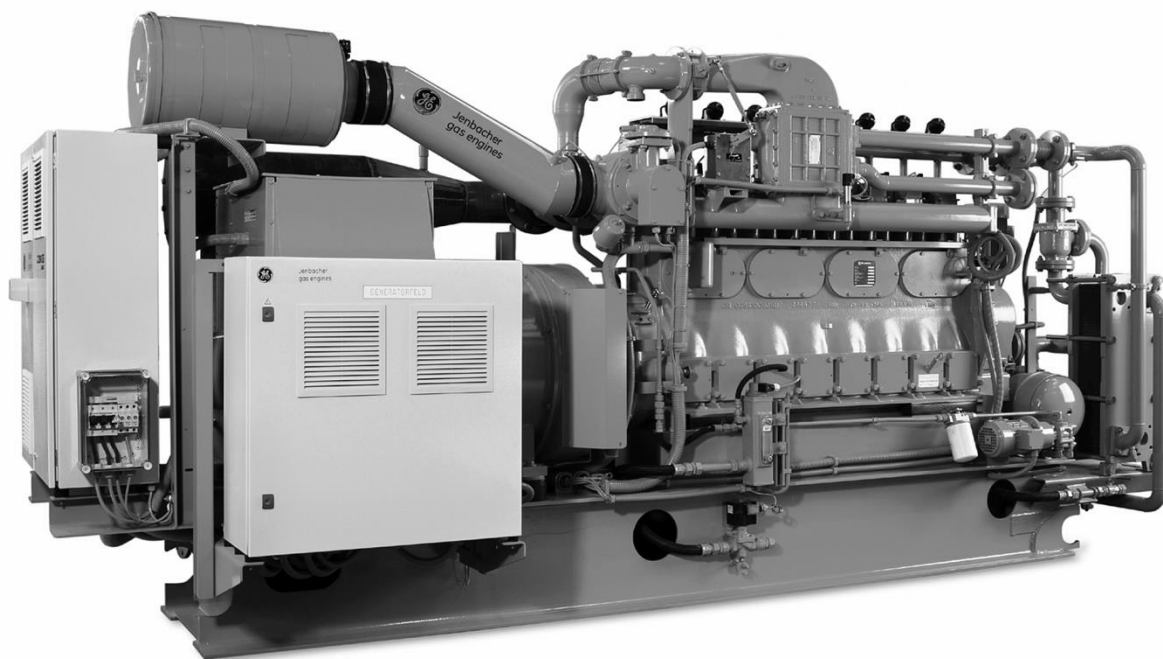
Табела 2.4. Трошкови изградње когенерационих постројења са гасном турбином као погонском машином (у хиљадама US\$) (23)

Укупна цена постројења зависи од трошкова опреме, трошкова радне снаге и материјала потребног за инсталацију, трошкова инжењерских и услуга управљања пројектом (лиценце, осигурање, покретање постројења), као и других трошкова.

2.6.3. СУС МОТОР

Мотор са унутрашњим сагоревањем (мотор СУС) (слика 2.14) је широко распрострањен мотор чија је технологија за производњу механичког рада позната веома дуго. Најчешће се користи за потребе друмског превоза људи и добара, потребе покретања бродова, рударске и процесне опреме и сличне опште намене. По конструктивном извођењу,

разликујемо два основна типа СУС мотора - тзв. Ото⁵ мотор и Дизел⁶ мотор. Уобичајено је да се Ото мотори користе у когенеративним постројењима која користе природни гас, док се Дизел мотори користе тамо где је гориво нафта, лож-уље или комбинација природни гас - нафта. Због нижих емисија, у когенеративним постројењима данас има све више Ото мотора који потискују до сада доминанте Дизел моторе. Модерне СУС моторе за индустријску употребу карактеришу ниски инвестициони трошкови, брзо покретање, поузданост уколико су адекватно одржавани, одлично праћење промена оптерећења и добар потенцијал за коришћење отпадне топлоте. Ефикасност у производњи електричне енергије у случају СУС мотора креће се око 30% у односу на доњу топлотну моћ горива за СУС моторе мале снаге (<100kW), па до преко 40% код великих СУС мотора (>3MW).



Слика 2.14. Изглед гасног мотора Jenbacher Type 6

Отпадна топлота са издувног система или система за хлађење мотора може да се употреби или за генерисање паре ниског притиска или за загревање воде. Укупна ефикасност оваквог когенерационог система креће се до 80%.

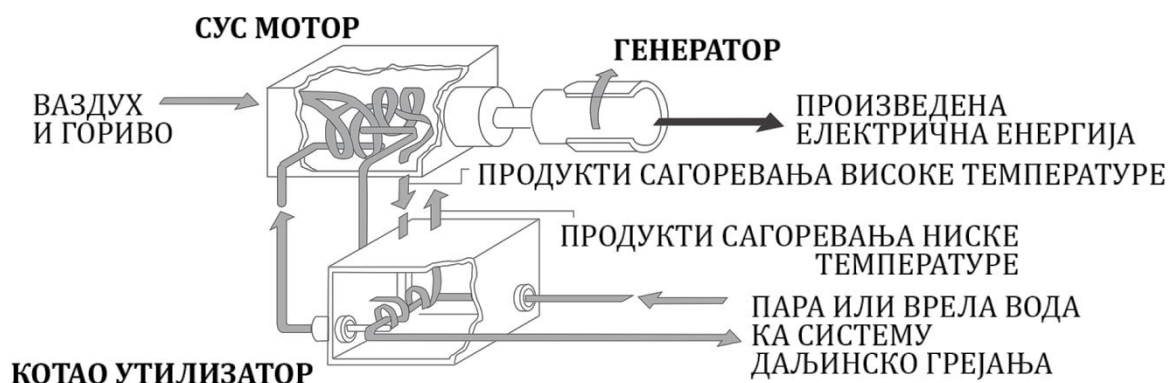
2.6.3.1. ПРИМЕНА СУС МОТОРА У КОГЕНЕРАЦИОНИМ ПОСТРОЈЕЊИМА

Иако их карактеришу високи трошкови одржавања, СУС мотори имају вишу ефикасност при производњи електричне енергије у поређењу са гасном турбином сличне величине. Самим тим имају и ниже трошкове горива (60–70% енергије која је садржана у гориву се, код ових мотора, може успешно претворити у корисну енергију, што економски оправдава њихову употребу). Више повезаних СУС мотора у једно постројење може

⁵ Мотор је назван по свом проналазачу Николаусу Отоу. Мотор ради по термодинамичком Ото циклусу који се састоји од четири корака (тзв. такта): усисавања мешавине горива и ваздуха при константном притиску, сабијања мешавине, сагоревања мешавине иницираног екстерним извором и издувавања продуката сагоревања опет при константном притиску.

⁶ Мотор је назван по Рудолфу Дизелу коме се приписује проналазак. Као и ото мотор, рад дизел мотора може се разложити на четири такта са том разликом што дизел мотор у такту усисавања усисава чист ваздух, а сагоревање отпочиње на самом крају такта сабијања, убризгавањем горива под високим притиском.

додатно повећати ефикасност постројења због могућности да неке или све јединице раде у оптималном радном режиму. У случајевима дистрибуиране производње електричне енергије, СУС мотори су погодни за потребе намиривања вршних оптерећења, као резервни или когенерациони капацитети.



Слика 2.15. Шематски приказ СУС мотора у систему даљинског грејања

Данас су мотори СУС најчешће ангажовани управо у когенерационим процесима (слика 2.15), иако трендови указују на пораст употребе стационарних мотора у различитим пољима примене.

Топлотна енергија се код СУС мотора може прикупити са четири различита извора: система за одвођење издувних гасова, расхладног система мотора, система за хлађење уља и система за хлађење турбопуњача. Резултат је обично врела вода или пара ниског притиска (<2 bar) којој се, након што одузме топлоту издувним гасовима, притисак може подићи на 10 bar.

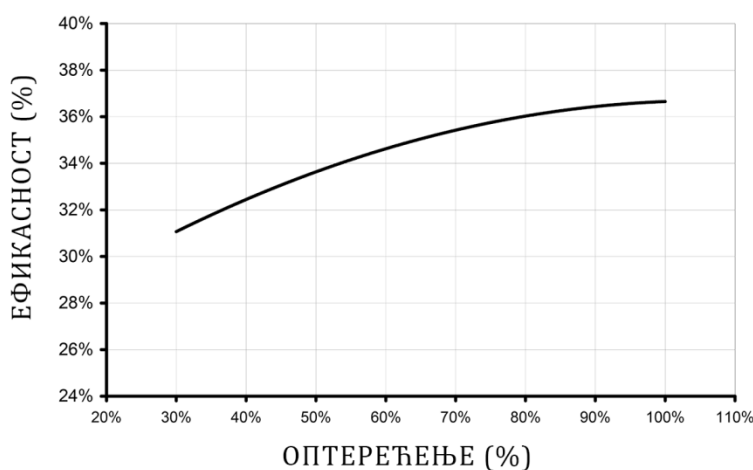
У ЕУ мотори СУС се, због величине, углавном користе за мање системе, универзитетске кампусе, болнице, постројења за третман воде, индустријска постројења и комерцијалне и стамбене објекте инсталираних снага од 30 kW до 30 MW, при чему се код већих постројења често користи више мотора.

2.6.3.2. ОСНОВНЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ МОТОРА СУС

Основне карактеристике мотора СУС изложене су у табели 2.5, на слици 2.16 приказана је типична ефикасност стационарног мотора СУС (23), у табели 2.6 презентирани су типичне перформансе мотора СУС за пет карактеристичних случајева (23).

Распон снага	Доступни су у снагама од 10 kW па све до преко 50 MW по јединици што практично покрива све потребе у комуналном и другим секторима.
Топлотни излаз	Производе врелу воду или пару ниског притиска.
Брзо покретање	Одликује их врло кратко време потребно за постизање пуног радног режима. Због ове особине, погодни су као резервни капацитети.
Старт без подршке електродистрибутивне мреже	За покретање је потребна минимална количина енергије која се може обезбедити из батеријских акумулатора.
Рад са делимичним оптерећењем	Карактерише их ефикасан рад при делимичном оптерећењу.
Поузданост	Доказали су се као поуздани уколико су правилно одржавани.
Емисије честица и штетних гасова	Дизел моторе карактеришу релативно високе емисије NO _x и честица. Ото мотори на природни гас имају релативно добре перформансе у погледу емисија.

Табела 2.5. Основне карактеристике мотора СУС



Слика 2.16. Типична ефикасност стационарног мотора СУС

	1	2	3	4	5
Цена и основне карактеристике					
Инсталирана снага (kWe)	100	300	800	3000	5000
Укупни инвестициони трошкови (€/kW)	1680	1430	1240	830	800
Електрична ефикасност (%)	28,4%	34,6%	35%	36%	39%
Број обртаја мотора (min ⁻¹)	1800	1800	1800	900	720
Потрошња горива (MJ/h)	1260	5200	10300	30070	45400
Захтевани надпритисак горива (bar)	< 0,2	< 0,2	< 0,2	3	4,5
Когенерационе карактеристике					
Проток издувних гасова (kg/h)	0,7	3,2	6,2	25	35
Температура издувних гасова (°C)	570	504	488	365	370
Количина топлоте добијена из издувних гасова (MJ/h)	295	1087	1953	5216	7401
Количина топлоте добијена из воде за хлађење мотора (MJ/h)	348	1193	2586	4614	6630
Количина топлоте добијена из система за подмазивање (MJ/h)	0	0	0	1288	2048
Укупна количина топлоте (MJ/h)	644	2280	4540	11118	16080
Укупна количина топлоте (kW)	179	632	1260	3084	4463
Форма у којој се користи прикупљена топлотна енергија	врела вода	врела вода	врела вода	врела вода	врела вода
Укупна ефикасност (%)	79%	78%	79%	73%	74%
Топлотна енергија/Енергија горива (%)	51%	44%	44%	37%	35%
Електрична енергија/Топлотна енергија	0,56	0,79	0,78	0,67	0,69
Ефикасност производње електричне енергије	0,78	0,76	0,78	0,67	0,69

Табела 2.6. Типичне перформансе мотора СУС за пет карактеристичних случајева

2.7. АКУМУЛАТОР ТОПЛОТЕ

Акумулатор топлоте (слика 2.17) је велики изоловани резервоар који се користи за складиштење топлотне енергије, обично на краће временске периоде. Ниво воде у резервоару се одржава константним, а његова температура се мења довођењем хладне воде на дно акумулатора, односно, одвођењем топле воде са врха акумулатора.



Слика 2.17. Данска ТО–ТЕ Avedøre 2 са два акумулатора топлоте

Улога акумулатора топлоте огледа се у следећем:

- ускладиштеном топлотном енергијом је могуће намиривати вршне потребе система даљинског грејања чиме се оптимизује рад целог система,
- билансирање рада постројења уз отварање могућности за стратешку производњу електричне енергије у тренуцима када је њена цена на тржишту виша,
- резервни систем за напајање топлотном енергијом,
- извор воде за потребе нормалног рада система у случају наглог губитка воде (пуцања цевовода),
- одржавање притиска у систему.

2.8. СИСТЕМ ЗА СНАБДЕВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ

Велики део опреме (пумпе, компресори, мотори, вентилатори) као и расвета, вентилација, контролни системи и сл., који представљају саставне компоненте постројења, користи електричну енергију за свој рад, па је потребан и адекватан систем за напајање ових потреба. Прекид напајања из електродистрибутивне мреже може имати озбиљне последице по само когенерационо постројење. Уобичајено је да се сва опрема инсталирана у постројењу подели на виталну и не-виталну и да се адекватно тој подели димензионише генератор који ће напајати виталну опрему у постројењу у случају евентуалног прекида напајања постројења из мреже. У случају прекида напајања постројење улази, уз помоћ генератора електричне енергије, у острвски режим рада.

ОГРАНИЧЕЊА

Ова дисертација се не бави инсталисаним снагама мањим од 1 MW_e као ни већим од 50 MW_e (оквирно, дисертација се бави „малом“ и „средњом“ когенерацијом (21; 28)).

У складу са Законом о енергетици Р. Србије, повлашћеном произвођачу загарантован је откуп целокупно произведене електричне енергије, па могућност смањења производње електричне енергије због немогућности продаје исте дистрибутивном систему није разматрана.

Предмет истраживања је *постојећа* комунална топлана са познатим конзумом и постојећом инфраструктуром (о чему ће бити речи касније). Разлог за овакав приступ лежи у укупном потенцијалу постојећих топлана, који је евидентан у поређењу са хипотетичким потенцијалом постројења која ће се тек градити. Такође, добити од имплементације когенерације се могу остварити за краће време, опет у поређењу са хипотетичким добитима од нових постројења.

Пошто је предмет истраживања комунална топлана, полази се од претпоставке да је постројење повезано са топлотном дистрибутивном мрежом, тј. да је управљање радом постројења условљено захтевима за топлотном енергијом, а не захтевима за електричном енергијом.

Иако потенцијално атрактивно решење дела проблема са којим се срећу домаће топлане - ширење понуде топлане у смислу отпочињања производње санитарне топле воде или преласка на тригенерацију (зарад повећања годишњег броја радних сати опреме), није разматрано. Ова област се види као једна од препорука за наставак истраживања.

У зависности од типа погонске машине, разматра се парна турбина, гасна турбина и мотор СУС и комбинације ових погонских машина. Ради поједностављења, све хипотезе су изведене за случај парне и гасне турбине и комбинованог циклуса са смерницама за могућност преноса изнетог искуства на системе који користе ексклузивно гасну турбину и мотор СУС.

Пошто у тренутку писања ове тезе у Србији не постоје ТО-ТЕ постројења која производе електричну енергију, а ни топлана која је узета као пример (топлана „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца) не производи електричну енергију - претпоставка је да је производња електричне енергије, по основном сценарију, једнака нули.

3. ДЕФИНИСАЊЕ МАТЕМАТИЧКОГ МОДЕЛА

У претходном поглављу дат је преглед когенерационих технологија и компоненти когенерационих система које су нашле место примене у топланама и системима даљинског грејања.

У овом поглављу биће објашњен проблем дефинисања когенерационог потенцијала топлана, а потом и дат увод у основне појмове из области математичке оптимизације и коришћеног софтвера *GAMS*. На крају овог поглавља дата је структура предложеног *GAMS* софтвера, одабрана функција циља и основне (опште) једначине које су коришћене у предложеном софтверу.

3.1. ПРОБЛЕМ ОДРЕЂИВАЊА КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА У СЛУЧАЈУ КОМУНАЛНЕ ТОПЛАНЕ

Кад се руководство комуналне топлане одлучи за увођење измена у технолошки процес топлане, очекивано је да се води неким од следећих мотива: повећање профита, повећање сигурности снабдевања, смањење потрошња горива (емисије гасова) или другим мотивима који воде дугорочној стабилности компаније.

Оно што когенерационе технологије нуде, у том смислу, у потпуности се поклапа са потребама руководства топлане, тј. когенерационе технологије и комунална топлана имају све предуслове за добру симбиозу. *Поставља се питање шта је онда ту проблем? Зашто се комуналне топлане Р. Србије не развијају на рачун предности које когенерација доноси?*

Када се са једне стране налази постојеће постројење за производњу топлотне енергије и снабдевања (углавном) градског конзума, а са друге стране нова когенерациона опрема (технологија), могућу економску добит од инвестиције у нову опрему и касније интеракције те опреме са конзумом **није лако** (или могуће) у потпуности **разумети** из следећих разлога:

- Избор опреме је велик, од конвенционалне опреме попут гасних турбина, парних турбина, СУС мотора, па до неконвенционалне опреме попут горивих хелија и Стирлинговог мотора.
- Свака од понуђених јединица јавља се у неколико извођења. На пример, парна турбина може бити кондензацијска или противпритисна, а и једна и друга могу бити са једним или више регулисаних или нерегулисаних одузимања паре итд., а свако од тих извођења долази са својим карактеристикама тј. степенима корисности, минималним оптерећењем, дозвољеним бројем укључивања и искључивања и минималним временским периодима који треба да протекну између истих, итд. Другим речима, одабир било које од погонских машина собом доноси предности и мане те машине.

- Финансијски аспект сваке погонске машине је другачији. Разликују се по цени по инсталираном kW, трошковима редовног и ванредног одржавања итд.
- Погонске машине се као део когенерационог система могу појавити на различитим местима у постројењу. На пример гасна турбина може бити део комбинованог циклуса, може својим турбинским делом бити повезана на котлао утилизатор (са или без допунског сагоревања), а може бити повезана и на горионик парног котла. Сваки од ових приступа отвара нове могућности које доносе предности и недостатке.
- Број новоинсталираних погонских машина није унапред одређен, систем се може састојати од нпр. 3 противпритисне парне турбине и једне гасне турбине, или од само нпр. две веће гасне турбине или од шест мањих гасних турбина. Из датог примера је вероватно јасно да је број могућих комбинација врло велик.
- Уколико до сада није, део система може постати и опрема која се у нашим системима даљинског грејања уобичајено не користи, попут акумулатора топлоте и друга опрема која олакшава управљање топлотним оптерећењем. Увођење овакве опреме додатно компликује доношење одлуке.
- Рад система даљинског грејања карактеришу неизвесности, које имају велики утицај на његову економичност, попут:
 - Није могуће предвидети топлотни конзум због варијација које са собом носи свака нова грејна сезона. Пад производње топлотне енергије по правилу повлачи пад производње електричне енергије и резултује растом периода отплате (и обрнуто).
 - Осцилације у ценама енергената, такође, није могуће предвидети. Раст цена енергената директно утиче на раст пројектованог периода отплате опреме.
 - Прелазак на дерегулисано тржиште електричном енергијом (за случај произвођача који немају статус повлашћеног произвођача електричне енергије). У том случају, цена електричне енергије постаје динамичан и непредвидљив фактор који уноси додатну неизвесност у већ сложен покушај да се разумеју поменуте интеракције.
 - Раст топлотног конзума. Очекивано је да за атрактивне пројекте период отплате опреме у коју се инвестира буде краћи од десет година, што је ипак довољно времена да се топлотни конзум повећа или смањи и тако утиче на пројектовани период отплате. У том смислу, прелазак постојећих купаца (корисника) на неки други вид загревања простора (и/или топле санитарне воде) утиче на пад исплативости инвестиције у опрему и обрнуто, прикључење нових корисника утиче на раст исплативости инвестиције. Ове промене, наравно, нису линеарне, напротив, врло су сложене, и могуће их је предвидети тек по развоју адекватног математичког модела постројења.

Ова кратка анализа намеће следеће питање: *Ако је тако тешко разумети интеракцију између опреме која је предмет инвестиције и постојећег топлотног конзума, како су се досадашње топлане уопште одлучивале на инвестирање у когенерациону опрему, а да при томе нису имале увид у сложене математичке моделе (за чији рад је, у крајњој линији, неопходан и рачунар)?*

Одговор на ово питање намеће се проучавањем природе комуналних топлана у Р. Србији:

- Комуналне топлане су предузећа чији је рад у јавном интересу (врло високо приоритетизован) тако да су ова предузећа у прошлости, неретко, радила и „по сваку цену“. Овакво пословање могуће је остварити захваљујући преливању туђих

средстава (из буџета Републике или града или из буџета предузећа која снабдевају топлану, а топлана на тај начин постајала њихов дужник) на рачун комуналне топлане.

- Инвестирање може бити политички или маркентишки обојено, тј. мотив за инвестирање, уместо уштеде енергије или новца, може бити стварање одређене (жељене) слике у јавности.
- Уколико дође до инвестирања у опрему која треба да подигне ефикасност топлане, не прате се (или се, у најмању руку, не анализирају) показатељи који треба да укажу на оправданост инвестиције.
- У овакво структурираним предузећима, по инвестирању се не раде ревизије студија изводљивости, тј. након истека планираног периода отплате нико се не бави анализама колики је био стварни период отплате (ако је опрема уопште отплаћена). Ово је лако објаснити дужином самих периода отплате у опрему која спада у високе инвестиције, чији је ред величине, као што је претходно поменуто, око десет година. Након проласка таквог, релативно дугог периода, предузеће се налази у новим проблемима, окружење је промењено, а и нико нема мотив да се бави анализом исплативости инвестиције која се догодила пре десет година.
- Запослени у комуналним топланама, иако врло вешти у дневном руковођењу постројењем, пословима одржавања и другим дневним и сезонским пословима, углавном немају довољно знања да анализу когенерационог потенцијала спроведу сами. У том случају ово важно питање је препуштено спољњем консултанту, који је често и представник или заступник произвођача опреме. У том случају се може очекивати да ће поменути „консултант“ дати предност интересу своје фирме наспрам интереса поменуте топлане, тим пре што је консултант већ упознат са претходно поменутиим и зна да то може проћи некажњено по његов и по углед његове компаније.

Јасно је да је у оваквом окружењу могуће да се (без последица) прецени или потцени инвестиција у когенерациону или било коју другу опрему која треба да подигне ефикасност постројења тј. профитабилност компаније. Прецењивање или потцењивање (а посебно прецењивање) потребне инсталиране снаге погонских машина може бити кључни разлог за смањење економичности постројења.

Циљ методологије која је предмет ове дисертације је да се омогући заинтересованим руководиоцима комуналних топлана у Р. Србији да, кроз транспарентан приступ, имају јасан увид у когенерациони потенцијал топлане којом управљају.

Овде приказана методологија не претендује да обезбеди коначан одговор на питање когенерационог потенцијала топлане већ да да далеко прецизнији одговор од оних до којих смо могли доћи користећи уобичајене приступе. Свако приближење оптималном решењу овог проблема, приближава нас и тренутку у којем је могућ здрав раст енергетског сектора, тј. раст у складу са тржишним законима.

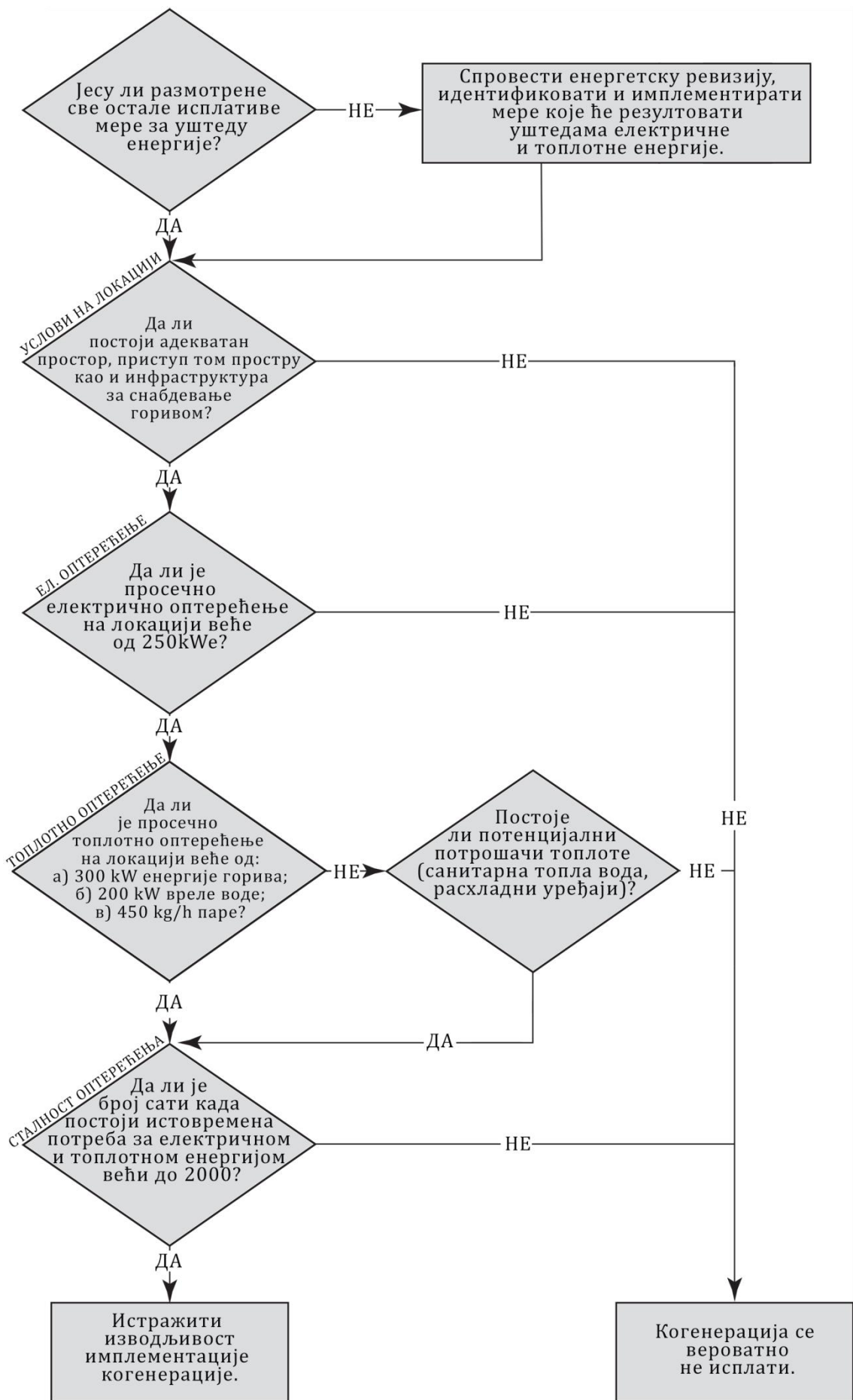
3.2. ФАКТОРИ КОЈИ ОДЛУЧУЈУ О ИСПЛАТИВОСТИ УЛАГАЊА У КОГЕНЕРАЦИОНЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ

Уобичајена ефикасност когенерационог постројења се креће између 50 и 90%, тј. у теорији може да премаши ефикасност конвенционалих топлана. Чак и у ситуацијама када је ефикасност нижа од ефикасности топлана, цена по којој се продаје електрична енергије је, по правилу, значајно виша у односу на цену топлотне енергије, што може да оправда инвестирање.

Са термодинамичког гледишта, когенерационе технологије могу бити добро и пожељно решење за испуњавање потреба потрошача. Са друге стране, иако термодинамички атрактивно, генерисање електричне и топлотне енергије у оквиру једног постројења не мора нужно бити економски оправдано, у поређењу са производњом топлотне и електричне енергије у засебним постројењима.

Када је у питању економска атрактивност когенерације, одлучујућих фактора има више и често могу бити везани за конкретну, специфичну локацију. Фактори који су заједнички свим локацијама, а имају снажан утицај на исплативост, тичу се природе односа постројења и његовог конзума (29):

- Уобичајено је да је, у случају система даљинског грејања, топлотна енергија примарни производ рада когенерационог постројења док је електрична енергија, према приоритету, секундарни производ. Са економске тачке, електрична енергија је скупљи производ са увек извесним тржиштем, посебно ако узмемо у обзир државне подстицаје. Резултат оваквог односа је да неприоритетан производ буде пожељан и да има пресудан утицај на економију постројења.
- Други важан фактор је „подударност оптерећења“. У системима даљинског грејања се не очекује да топлотно оптерећење буде такво да дозволи производњу електричне енергије пуним техничким потенцијалом, већ се постројење углавном пројектује тако да буде вођено топлотним оптерећењем. Изузетак могу бити постројења са акумулатором топлоте.
- Трећи фактор се тиче алгорита приказаног на слици 3.1, према којем је потребно, у најмању руку, направити енергетску ревизију претходног рада постројења и тек онда приступити имплементацији когенерације као крунске мере која није ни јефтина ни брзо отплатива. Шта више, ако се примени на систем на који у претходним деценијама није обраћана пажња, когенерација постаје скупа мера са неизвесним периодом отплате. *У том смислу, програмски модул ове тезе је примењив на реална постројења, уз напомену, да би било пожељно, да је енергетска ревизија већ изведена, а предложене мере имплементирание.* Једна од директних последица изведене ревизије и имплементације мера за уштеду треба да буде смањење сопствене потрошње електричне енергије на ниво нижи од 10 % (30) од произведене електричне енергије, што је и претпоставка која је узета у обзир за потребе математичког модела.



Слика 3.1. Алгоритам за иницијалну процену изводљивости примене когенерације на одређеној локацији за случај генерисања електричне енергије за сопствене потребе (31)

3.3. ОСНОВНЕ ХИПОТЕЗЕ

Полазну основу за конципирање ове докторске дисертације чини потреба за унапређењем енергетске ефикасности топлана у Србији, што је и један од циљева пројекта „Истраживање когенерационих потенцијала у комуналним и индустријским енерганама Републике Србије и могућности за ревитализацију постојећих и градњу нових когенерационих постројења“.

Централизована производња топлотне енергије у Србији поустаје у тржишној трци, пре свега у односу на дистрибутере природног гаса. Јасно је да је, због предности које са собом носи централизовано генерисање топлоте, потребно радити на стварању услова за јачање позиције топлана на тржишту.

Хипотезе од којих се пошло у овом истраживању су:

- Когенерационе технологије подижу ефикасност производње топлотне и електричне енергије у односу на одвојено генерисање ова два вида финалне енергије.
- Когенерационе технологије су, уз поштовање техничких, економских и еколошких услова који владају на одређеној локацији, примењиве у случају комуналних топлана.
- Основна хипотеза је да је, применом постојећих технолошких решења из области когенерационих технологија, могуће подићи енергетску ефикасност и економску исплативост рада комуналних топлана тј. да је могуће подићи укупне показатеље рада ових система.

3.4. ОПТИМИЗАЦИЈА

Све рационалне људске активности су окарактерисане континуалним стремљењем ка напретку. Тенденција да се најбоље решење тражи унутар дефинисаних околности назива се оптимизација (у најширем значењу те речи). Потреба за оптимизацијом у претходним деценијама јача потребу за методама који ће водити ка побољшању квалитета процеса у најразличитијим индустријским гранама, што је резултовало брзим развојем оптимизационих математичких метода (модела). Брз развој тих метода омогућен је и развојем који се, такође у претходних неколико декада, догодио на пољу информационих технологија, па су нумеричка решења практичних проблема постала могућа.

Технике оптимизације су врло примењиве на процесну индустрију, пре свега због тога што технолошке процесе карактерише флексибилност у избору неких од радних параметара, тј. прецизније речено, неопходно је да се донесе одлука о радним параметрима постројења. Једном донешена одлука неминовно утиче на рад тј. на перформансе посматраног система, све док се не донесе одлука да се ревидирају поменуте одлуке. Постојање радних параметара постројења чија вредност није унапред одређена, већ је дефинисан опсег унутар којег могу да се крећу вредности тих параметара, основ је за постојање оптимизације.

Оно што је, у најмању руку, једнако важно као и избор радних параметара је доношење одлука при пројектовању система или при пројектовању новог процеса унутар постојећег система. Помоћ при доношењу одлука у процесу одлучивања који претходи инвестирању у нови процес представља језгро ове дисертације.

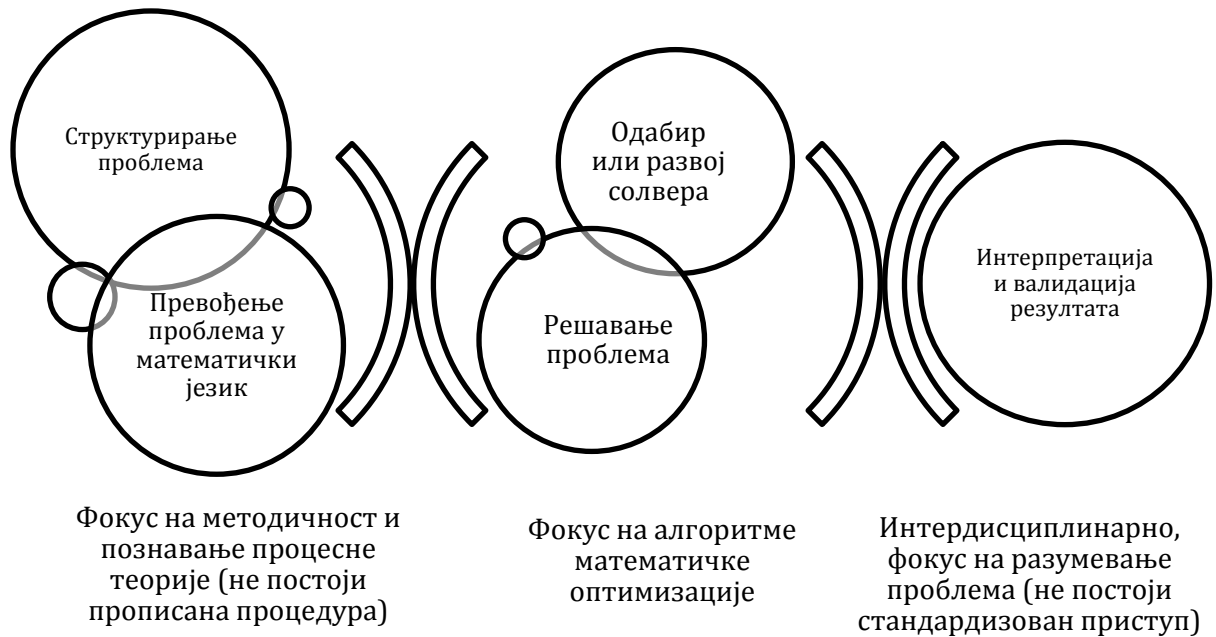
Слабост уобичајеног термодинамичког приступа је да, иако је постигнут жељени термодинамички циљ у пројектованом процесу, неки други параметар није узео најбољу могућу вредност (нпр. инвестициони трошкови могу бити превисоки или неадекватни), пошто економски или неки други фактори нису укључени у сам модел. Са друге стране, математичка оптимизација се обично заснива на минимизовању (нпр. трошкова рада система, времена отплате, почетних инвестиција или ангажованих капацитета током времена) или максимизовању (нпр. профита, произведене електричне енергије или поузданости система) показатеља од интереса.

Као илустрација оптимизационог проблема може да послужи комунална топлана уз претпоставку да је у исту могуће увести процесну измену у виду нпр. неколико гасних турбина и уз, такође претпоставку, да је могуће, након инвестирања у поменути турбине, остваривати профит од продаје електричне енергије. **Питање** је: „Колико је гасних турбина потребно и које снаге треба да буде свака од јединица?“. Да би се одговорило на ово наизглед једноставно питање потребно је дефинисати и, горе поменути, **жељен циљ** (у каснијем тексту, математичким језиком формулисан жељени циљ ће бити назван „функција циља“). Жељени циљ може бити да се уложена средства поврате за минимално време, тј. да период отплате буде минималан, или да годишњи приходи буду максимални, или да инвестиције буду минималне итд. Из претходно реченог је јасно да се „жељени циљ“ односи на минимизовање или максимизовање неког, у тржишним околностима углавном финансијског, показатеља. Уколико постоји поменуто **питање** и поменути **жељени циљ** имамо потребан и довољан разлог да решење проблема тражимо у поступцима математичке оптимизације.

При развоју модела математичке оптимизације неопходно је да све оно што знамо о моделираном систему кажемо математичком терминологијом тј. функцијама, једначинама и неједначинама. Математички модел треба да одражава реалност пошто је и створен из потребе да опише ту реалност, а и намена му је да ту реалност мења тј. утиче на њу.

3.5. МАТЕМАТИЧКЕ МЕТОДЕ И ОПТИМИЗАЦИЈА

У математици, рачунарским наукама и наукама о управљању (енг. *Operations Research/Management Science*), назив математичка оптимизација (математичко програмирање) односи се на одабир најбољих елемената из сета доступних алтернатива, а у складу са неким постојећим критеријумима. У најједноставнијем случају, оптимизациони проблем се своди на максимизацију или минимизацију функције кроз систематски одабир улазних вредности из скупа дозвољених вредности и „пропуштање“ тих вредности кроз функцију чију вредност желимо да оптимизујемо (слика 3.2). У сложенијим случајевима може да се ради о вишекритеријумској оптимизацији (потрагом за минимумом/максимумом више функција). Циљ математичког програмирања је долазак до „најбоље могуће“ вредности функције која је предмет оптимизације (тзв. *функција циља*).



Слика 3.2. Структура поступка математичког моделирања

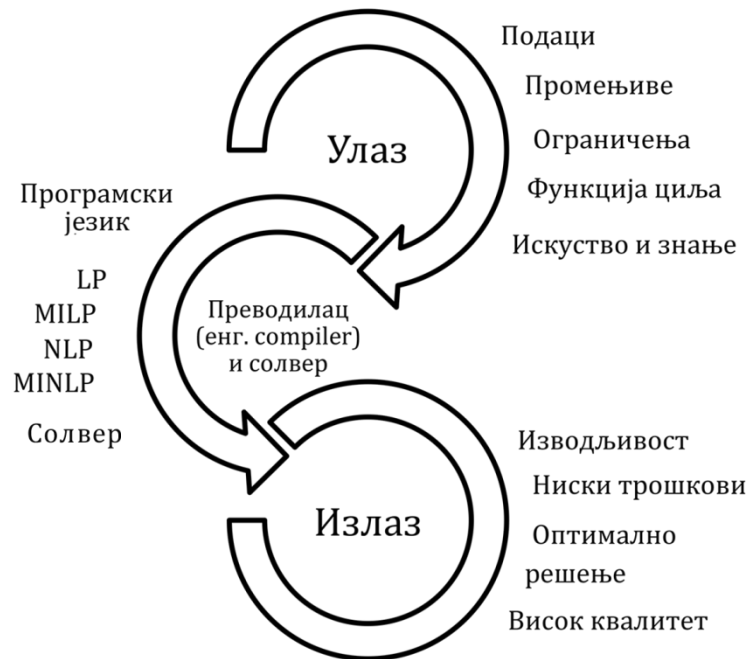
Математички приступи дуго играју важну улогу у управљању ресурсима у различитим областима. Практично њихова важност расте од индустријске револуције, да би од половине прошлог века, применом рачунара, ушли у жижу истраживачке јавности. Прве успешне примене такве анализе и синтезе проблема почеле су током Другог светског рата, од стране британских, америчких и канадских тимова за операциона истраживања⁷, најпре на решавању проблема распореда радара, касније на проблемима снабдевања трупа, управљања организацијом и другим.

Једна од прекретница у еволуцији операционих истраживања као научне дисциплине је развој методе линеарног програмирања од стране руског математичара Леонида Канторовича (*Леонид Виталъевич Канторџвич*) 1939. године. Каснијим развојем рачунара, решавање проблема линеарног програмирања је прилагођена рачунарском језику од стране Џорџа Данцига (*George Dantzig*) 1947. године, развојем тзв. *SIMPLEX* методе, што је омогућило ефикасно решавање великих и захтевних модела. Ускоро, након Данцига, Кун (*H. W. Kun*) и Такер (*A. W. Tucker*) су поставили темеље за развој нелинеарног програмирања. Деведесетих година прошлог века су направљени значајни продори у решавању проблема целобројног и мешовитог целобројног програмирања. Тих година постају доступни и значајнији рачунарски ресурси, па примена класичних модела, нпр. линеарног програмирања, постаје редовна пракса.

⁷ Операциона истраживања су дисциплина која се бави применом напредних аналитичких метода са циљем да резултат процеса одлучивања буду боље одлуке. Операциона истраживања узимају у обзир односе који владају између појединих, често конфликтних, циљева и омогућавају долазак до решења које може истовремено задовољити више критеријума.

3.6. СТРУКТУРА МОДЕЛА

Модели су широко коришћено средство за опис, објашњење, предвиђање и управљање појавама у реалном свету, они су синтетска апстракција реалности (32). Модели се користе ради изучавања одређене појаве и због тога треба да укључе само оне карактеристике које су битне за разматрану појаву и да при томе занемаре мање битне детаље, због чега су модели увек само апстракција, а никад потпуно верна слика реалности. Колико год да је сложен, модел никад није у стању да до детаља опише реалну појаву, међутим, ако се претпостави да су у модел укључене све битне карактеристике и да су на бази одговарајућих знања о појави формулисана адекватне релације између тих карактеристика, онда је теоријски и практично оправдано и корисно употребљавати такав модел за описивање и објашњавање разматране појаве.



Слика 3.3. Ток математичког моделирања

Модел, према функцији којој треба да служи, може бити: *дескриптивни, предиктивни и нормативни*. Од посебног интереса за ову дисертацију је предиктивни модел који служи за анализу последица имплементације различитих мера/стратегија у систем, тј. последица донешених одлука. Типично, ова врста проблема повезује зависне и независне променљиве које описују стања система, тако да се могу добити прогнозиране вредности зависних променљивих на основу одабраних вредности независних променљивих.

Најчешћи облик модела операционих истраживања је тзв. математички програм који се састоји од функције циља чија се оптимална вредност тражи и скупа ограничења која дефинишу допустиви скуп решења. Решење проблема (слика 3.3) треба да да оптималну тј. екстремну (максималну или минималну) вредност функције циља и мора да задовољи сва постављена ограничења. Област операционих истраживања која се бави овом врстом модела назива се *математичко програмирање*.

Општа форма математичког програмирања је:

$$\text{ext } F(X) \quad (3.1)$$

$$\text{п.о. } g_i(X) \leq 0, \quad i=1,2,\dots,m \quad (3.2)$$

Где је $F(X)$ функција циља чији се екстремум тражи (максимум или минимум), $g_i(X)$ функција која описује ограничења којих има укупно m , а $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ вектор колона са n променљивих чије се решење тражи датим моделом. Скраћеница п.о. значи „по ограничењима“.

У зависности од функција ограничења и функције циља, разликујемо неколико основних класа математичког програмирања (33):

- линеарно програмирање (енг. *Linear Programming – LP*) је врста оптимизационог проблема код којег је функција која је предмет оптимизације (функција циља) линеарног карактера, као и функције којима су дефинисана ограничења (могу бити једначине и/или неједначине),
- целобројно програмирање (енг. *Integer programming – IP*) представља проблем математичке оптимизације у којем се од свих или од неких променљивих захтева да узму целобројне вредности,
- нелинеарно програмирање (енг. *Nonlinear programming – NLP*) представља оптимизациони проблем у општем случају у којем су ограничавајуће функције нелинеарног карактера тј. бар једна од функција је нелинеарна.
- мешовито целобројно програмирање (енг. *Mixed-Integer Programming – MIP*) представља случај линеарног програмирања код којег се од неких променљивих захтева да узму целобројне вредности,
- мешовито целобројно линеарно програмирање (енг. *Mixed-Integer Linear Programing – MILP*) бави се проблемима код којих су нека од ограничења целобројна. Постоји и подгрупа у оквиру *MILP* програмирања која се назива 0-1 програмирање и у оквиру које је неким променљивим дозвољено да узимају целобројне вредности 0 или 1,
- мешовито целобројно нелинеарно програмирање (енг. *Mixed-Integer Nonlinear Programing – MINLP*) представља комбинацију *NLP* и *IP* програмирања тј. у решењима проблема фигуришу целобројне вредности, док су ограничења и функција циља формулисани нелинеарним једначинама. Нелинеарне једначине су неопходне за тачно описивање физичких величина попут температуре, притиска и сл. Дискретне вредности су, са друге стране, важне за означавање дисконтинуитета, бинарних (0, 1) вредности и сл,
- и друге.

Генерално, линеарни проблем је једноставнији за решавање од нелинеарног, непрекидне вредности су погодније од дискретних или бинарних, конвексне функције су лакше за решавање од неконвексних. Из ових оцена следи да су проблеми који укључују комбинацију нелинеарних ограничења и целобројних излазних величина (*MINLP*) једни од најзахтевнијих проблема са којима се данас срећу истраживачи.

Општа форма *MINLP* проблема је (34):

$$\text{ext } F(x, y) \quad (3.3)$$

$$\text{п.о. } h(x, y) = 0 \quad (3.4)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (3.5)$$

$$x \in X \quad (3.6)$$

$$y \in \{0,1\} \text{ (скуп целобројних вредности)} \quad (3.7)$$

при чему су функције $h(x, y)$ и $g(x, y)$ нелинеарне функције. Једначинама $h(x, y)$ описане су нпр. масени и енергетски биланси, а неједначинама $g(x, y) \leq 0$ дозвољене области, нпр. дозвољени опсег температура. Ограничења су, дакле (35):

- линеарна или нелинеарна са непрекидним променљивим као што су проток, температура, енталпија или ентропија или;
- бинарна са вредностима помоћу којих се, нпр. дефинише постојање неке јединице опреме или целине производног процеса.

Вредности x и y су вектори променљивих при чему се од променљивих y захтева да узму целобројну вредност.

За потребе моделирања когенерационих постројења развијене су све врсте математичких модела, од LP до $MINLP$ модела. Сваки од ових модела, у мањој или већој мери, представља апроксимацију стварности. Иако до сада није направљен веран модел когенерационог постројења, јасно је да све води ка коначном $MINLP$ моделу због:

- захтеваних дискретних (целобројних) вредности којима су дефинисана укључења или искључења компоненти постројења (нпр. укључена гасна турбина – искључен гасни катао), постојање или непостојање конекције између неких компоненти система и сл.;
- нелинеарних једначина којима су описана нпр. термодинамичка стања радних флуида или понашање опреме ван оптималног радног режима тј. при делимичном оптерећењу.

Док је у једном таквом моделу број дискретних вредности скроман, проблем за његово решавање могу представљати неконвексност неких једначина које, у комбинацији са дискретним вредностима променљивих, могу резултовати областима са неколико локалних минимума или максимума.

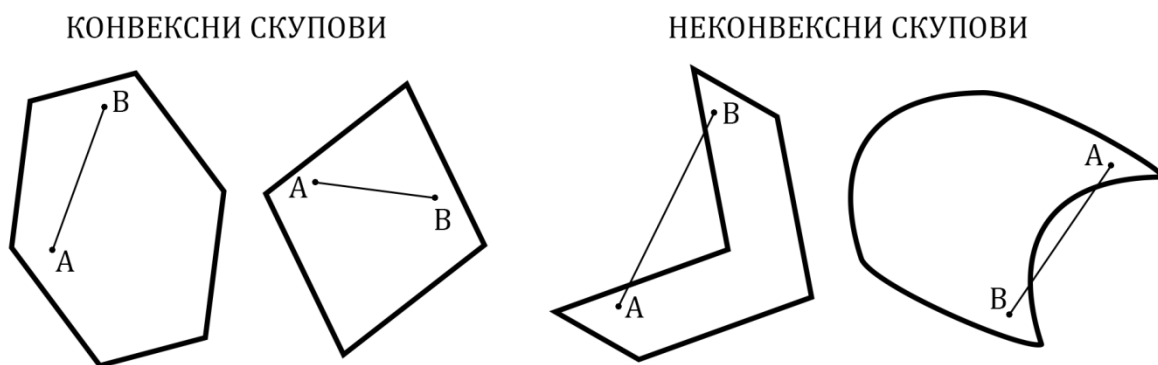
Уобичајено је да се приликом моделирања компоненти когенерационог система користе следеће једначине (36):

- закон о одржању масе;
- закон о одржању енергије;
- једначине којима се описује рад појединих компоненти при пуном и делимичном оптерећењу и
- једначине којима се изражавају економски параметри, трошкови и приходи.

Допунске једначине се могу написати за потребе ограничавања температуре, протока и притиска у случају рада компоненти са делимичним оптерећењем (у поређењу са радом компоненти при пуном оптерећењу).

3.6.1. КОНВЕКСНИ СКУПОВИ

Ако је R^n n – димензионални реални простор, за скуп $S \subseteq R^n$ кажемо да је конвексан ако поред сваке своје две тачке A и B (слика 3.4), садржи и све тачке дужи \overline{AB} .



Слика 3.4. Пример конвексних и неконвексних скупова

Код неконвексних проблема (слика 3.4), класични солвери⁸ ће дати решење које зависи од почетних вредности, тј. доћи ће до неког од локалних минимума/максимума уместо до глобалног решења. Због сложености енергетских система овај проблем се може јавити. То значи да је приликом писања кода потребно обратити пажњу и исти написати тако да буде погодан за решавање од стране математичког солвера, а ако то није могуће, потребно је водити рачуна о почетним вредностима променљивих.

3.7. РАЗВОЈ ПРИМЕНЕ МАТЕМАТИЧКОГ ПРОГРАМИРАЊА И ЗНАЧАЈ ОВОГ РАДА

Прве проблеме из синтезе процеса решене методом линеарног програмирања су у својим радовима презентовали Нишио (*M. Nishio*) и Џонсон (*A. I. Johnson*) (37) као и Петрулас (*T. Petroulas*) и Реклаитис (*G. V. Reklaitis*) (38). Овим методом (*LP*) се могу оптимизовати процеси код којих се понашање опреме и друге променљиве (нпр. параметри паре) могу апроксимирати линеарним једначинама.

Да би увели могућност одабира најекономичније/најпрофитабилније опреме Paroulias и Grossmann (39) су увели мешано целобројно програмирање (*MILP*) код којег су процесне алтернативе представљене као део *суперструктуре* система, бинарним вредностима које омогућавају укључивање и искључивање појединачних компоненти. Недостатак њиховог приступа огледа се у нужној линеарности једначина којима је описан процес. То значи да су нпр. параметри паре, температура и притисак, фиксирани, како би енергетски биланси у процесу могли бити приказани линеарним једначинама.

Решавање процесног оптимизационог проблема мешано целобројно нелинеарним програмирањем (*MINLP*) у својим радовима представили су Калитвенцеф (*B. Kalitventzeff*) (40), касније и Гросман (*I. E. Grossmann*) и Каравања (*Z. Karavanja*) (41) и Гросман и Даихендт (*M. M. Daichendt*) (42). Њихов приступ (и у међувремену развијени алгоритми) дозволио је употребу нелинеарних једначина, тј. употребу реалних промена код процесних параметара. *MILP* и *MINLP* модели разрађени за оптимизацију когенерацијског процеса су представљени и раније, од стране Бруна (*J. C. Bruno*) (43) као и од стране Манинена (*Manninen*) и Зуа (*Zhu*) (44) (45). Бруно је увео оптимизациони модел са

⁸ Солвер (енг. *Solve* – решити, пронаћи тачан одговор) је термин који се односи на део математичког софтвера који решава одређену врсту математичког проблема. Могуће је и да солвер може стајати као засебан рачунарски програм. У случају софтвера *GAMS*, солвер је програм развијен од независних произвођача софтвера.

варијабилним температурама и фиксним притиском у *CHP* систему. Манинен и Зу су дефинисали модел за оптимално димензионисање постројења и интеграцију гасне турбине у већи енергетски систем.

Од посебног интереса за ову дисертацију су радови Туле Саволе (*Tuula Savola*) и других (46; 47; 48; 49; 50). Савола се бавила развојем више *MINLP* математичких модела, углавном технолошки напредних малих и средњих когенерационих постројења на биомасу, са циљем одређивања потенцијала за унапређење анализираних постројења. Резултати њеног рада су, између осталог, оптимална постројења проистекла из надграђених модела посматраних финских и шведских когенерационих постројења.

Овом дисертацијом приказан приступ заснован је на *MINLP* програмирању, развијен уз уважавање стања у којем се налазе топлане у Р. Србији, тј. имајући у виду њихов технолошки ниво као и обим и ниво улазних података са којима топлане располажу или могу располагати. Одабир оптималне конфигурације комуналне топлане захваљујући *MINLP* базираном софтверу који до решења проблема долази кроз анализу предложеног надграђеног модела (одељак 4.1. Надграђени модел) и улазних⁹ података, до сада није проучаван тј. није публикован.

3.8. ДЕФИНИСАЊЕ *GAMS* МОДЕЛА¹⁰

“Developing a model is like writing a paper or an essay; many drafts and rewrites are required until the arguments are presented in the most effective way for the reader and meet all the requirements of proper English. GAMS acts like a personal assistant with knowledge of mathematical modeling and of the syntactic and semantic details of the language.” (51)

Када је у питању моделирање процеса и система, које лежи у основи овде представљене методологије, треба нагласити да, поред нагомиланог искуства и довољно развијеног хардвера, истраживачима на располагању стоје и моћни софтверски алати. Они су пројектовани тако да буду пријатељски према кориснику, тј. да се лако користе.

Захваљујући томе, већина модела, који су предмет математичког програмирања, могу се превести у рачунарски програм. У ту сврху могу се користити стандардни рачунарски програми типа *Fortran*, *C*, *C++*, *Java*, *Visual Basic* и слични, али и специјализовани алгебарски језици за моделирање као што су *AMPL*, *OPL*, *MPL*, *GAMS*, *LINDO* и остали.

Записивање модела помоћу специјализованих алгебарских језика постаје све једноставније и не тражи, као раније, изузетне програмерске вештине. Такође, математички модел постаје лако читљив за доносиоца одлуке односно корисника модела, који треба да има нека основна знања из математике и операционих истраживања да би разумео записани модел.

Данас постоје и стандардни програмски пакети који се могу директно користити за решавање у релативно одомаћеном *Microsoft Office*-у тј. *Excel*-у као што су *LP Solver* за решавање проблема линеарног програмирања.

GAMS (скраћено од енгл. *General Algebraic Modeling System*) представља високо развијени софтвер за моделирање математичких линеарних, нелинеарних и целобројних

⁹ На првом месту мисли се на улазне податке о топлотном оптерећењу које намеће топлотни конзум предметне топлане, а који се прикупљају за сваки сат анализираних сезоне.

¹⁰ За лакше праћење овог поглавља добродошао је увид у главу 4.1. Надграђени модел.

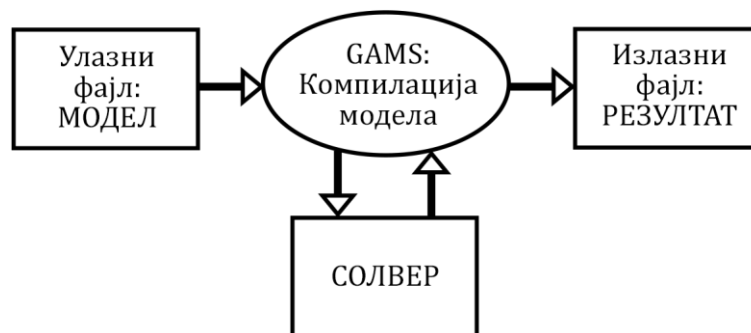
оптимизационих проблема. *GAMS* је иницијално развијен и финансиран од стране Светске банке за обнову и развој (енг. *World Bank*). Покретачку снагу која стоји иза самог софтвера, према речима његових твораца (51), чини група програмера која математичку оптимизацију види као снажан и елегантан систем за решавање проблема из свакодневног живота, науке и инжењерства.

Данас је *GAMS* заступљен у процесној индустрији и енергетском сектору широм света. Софтвер је омогућио симулирање и решавање различитих развојних проблема из области производње енергије, пољопривреде, употребе воде и других сектора.

Уз помоћ *GAMS*-а је могуће решавање комплексних и захтевних проблема, при чему је задржана могућност релативно једноставног одржавања и прилагођавања модела новонасталим ситуацијама. *GAMS* се може користити на различитим платформама, док се модели једноставно преносе са платформе на платформу. Сами модели су састављени од концизних изјава, једноставни су за читање, како за људе тако и за рачунаре. Овакав, прегледан приступ математичкој оптимизацији резултовао је чињеницом да је *GAMS* најчешће коришћени језик за моделирање на мрежи *NEOS* сервера за оптимизацију (*NEOS* – енг. *Network-Enabled Optimization System* – бесплатан интернет сервис за решавање оптимизационих проблема (52)).

За математичку оптимизацију *GAMS* користи групу солвера развијених од стране независних компанија: *BARON*, *COIN* солвери, *CONOPT*, *CPLEX*, *DICOPT*, *GRUOBI*, *MOSEK*, *CNOPT* и *XPRESS*.

Као систем за оптимизацију, *GAMS* (слика 3.5) нуди кориснику интерфејс за приступ различитим солверима тј. алгоритмима за оптимизацију. Улазна датотека у систем је модел написан у форми алгебарских једначина и неједначина које *GAMS* прилагођава солверу и од њега преузима резултате оптимизације које даље даје кориснику на увид у форми излазне датотеке (.lst датотека).



Слика 3.5. Једноставан приказ структуре *GAMS*-а

Иако иницијално развијен за потребе математичких економиста, *GAMS* данас има велику базу корисника из различитих инжењерских и научних области (51), практично свих области у којима се на свет може гледати као на математички проблем.

3.8.1. СТРУКТУРА *GAMS* МОДЕЛА

GAMS модел се састоји од седам основних компоненти: *Set(s)*, *Data*, *Variables*, *Assignment of bonds and/or initial values*, *Equations*, *Model and Solve statements*, *Display statement*. У Прилогу 3 дат је кратак увод у *GAMS* синтаксу а у овом одељку објашњен је начин на који су дефинисане појединачне компоненте модела.

3.8.1.1. СКУПОВИ

Скупови (*Sets*) су основни елементи *GAMS* модела и одговарају индексима код алгебарског модела. За потребе конкретног модела коришћени су скупови:

- *h* (*hour*) Време (сати)
- *u* (*unit*) Јединица опреме
- *s* (*streams*) Токови (струјања)
- *SPLITnodes* (*nodes*) Чворови у којима се ток дели на два или више токова
- *MIXnodes* (*nodes*) Чворови у којима се два или више токова спајају

Чланови скупа *h* су сви сати анализираниог периода (8784 сати).

Чланови скупа *u* су јединице опреме које су од значаја за анализирано постројење:

- *HPST11* Парна турбина високог притиска 11 – енг. *High pressure steam turbine 11*
- *HPST12* Парна турбина високог притиска 12 – енг. *High pressure steam turbine 12*
- *LPST1* Парна турбина ниског притиска 1 – енг. *Low pressure steam turbine 1*
- *HPST2* Парна турбина високог притиска 2 – енг. *High pressure steam turbine 2*
- *LPST2* Парна турбина ниског притиска 2 – енг. *Low pressure steam turbine 2*
- *GT1* Гасна турбина 1 – енг. *Gas turbine 1*
- *GT2* Гасна турбина 2 – енг. *Gas turbine 2*
- *ECONOMISER1* Предгрејач 1 (компонента парног котла) – енг. *Economiser 1*
- *EVAPORATOR1* Испаривач 1 (компонента парног котла) – енг. *Evaporator 1*
- *SUPERHEATER1* Прегрејач 1 (компонента парног котла) – енг. *Superheater 1*
- *ECONOMISER2* Предгрејач 2 (компонента котла утилизатора) – енг. *Economiser 2*
- *EVAPORATOR2* Испаривач 2 (компонента котла утилизатора) – енг. *Evaporator 2*
- *SUPERHEATER2* Прегрејач 2 (компонента котла утилизатора) – енг. *Superheater 2*
- *CONDENSER* Кондензатор – енг. *Condenser*
- *HE* Размењивач топлоте – енг. *Heat exchanger*

Чланови скупа *s* су сви токови воде, паре и горива од значаја за анализирано постројење:

- *DHWATER* Вода у систему даљинског грејања – енг. *District heating water*
- *ASH* Пепео
- *AIR* Ваздух
- *NATURAL GAS* Природни гас
- *FLUE GASES* Издувни гасови
- *COAL* Угаљ
- *FURNACE* Ложиште парног котла
- *NG1* Ток природног гаса ка *GT1*
- *NG2* Ток природног гаса ка *GT2*
- *Air1* Ток ваздуха ка *GT1*
- *Air2* Ток ваздуха ка *GT2*
- *Air3* Ток ваздуха ка ложишту парног котла
- *EXG1* Ток издувних гасова од *GT1* до ложишта парног котла
- *FG1* Ток издувних гасова од ложишта парног котла ка прегрејачу 1
- *FG2* Ток издувних гасова од прегрејача 1 ка испаривачу 1
- *FG3* Ток издувних гасова од испаривача 1 ка предгрејачу 1
- *FG4* Ток издувних гасова од предгрејача 1 ка околини

- FG6 Ток издувних гасова од GT2 ка прегрејачу 2
- FG7 Ток издувних гасова од прегрејача 2 ка испаривачу 2
- FG8 Ток издувних гасова од испаривача 2 ка предгрејачу 2
- FG9 Ток издувних гасова од предгрејача 2 ка околини
- DHW0 Ток повратне воде из система даљинског грејања
- DHW1 Ток воде из система даљинског грејања од кондензатора ка размењивачу топлоте
- DHW2 Ток воде из система даљинског грејања од размењивача топлоте ка конзуму
- SatS1 Ток zasiћене паре од испаривача 1 до прегрејача 1
- SatS3 Ток zasiћене паре од испаривача 2 до прегрејача 2
- SuperS1 Ток прегрејане паре притиска 40 bar од прегрејача 1 до чвора SPLIT1
- SuperS11 Ток прегрејане паре притиска 40 bar од чвора SPLIT1 до парне турбине високог притиска 11
- SuperS12 Ток прегрејане паре притиска 40 bar од чвора SPLIT1 до парне турбине високог притиска 12
- SuperS13 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 11 до чвора MIX5
- SuperS14 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 12 до чвора MIX5
- SuperS2 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора MIX5 до чвора SPLIT3
- SuperS21 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT3 до чвора MIX1
- SuperS22 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT3 до парне турбине ниског притиска 1
- SuperS3 Ток прегрејане паре притиска 40 bar од прегрејача 2 до парне турбине високог притиска 2
- SuperS4 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од парне турбине високог притиска 2 до чвора SPLIT4
- SuperS41 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT4 до чвора MIX1
- SuperS42 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора SPLIT4 до парне турбине ниског притиска 2
- SuperS5 Ток прегрејане паре притиска 6 bar од чвора MIX1 до размењивача топлоте
- WetS1 Ток влажне паре од размењивача топлоте до кондензатора
- WetS2 Ток влажне паре од парне турбине ниског притиска 1 до чвора MIX2
- WetS3 Ток влажне паре од парне турбине ниског притиска 2 до чвора MIX2
- WetS4 Ток влажне паре од чвора MIX2 до кондезатора
- FW00 Ток напојне воде од кондензатора до чвора SPLIT2
- FW01 Ток напојне воде од чвора SPLIT2 до котловске пумпе 2
- FW02 Ток напојне воде од чвора SPLIT2 до котловске пумпе 4
- FW03 Ток напојне воде од котловске пумпе 2 до чвора MIX4
- FW04 Ток напојне воде од котловске пумпе 4 до чвора MIX3
- FW2 Ток напојне воде од чвора MIX4 до предгрејача1
- FW3 Ток напојне воде од предгрејача1 до испаривача1
- FW4 Ток напојне воде од чвора MIX3 до предгрејача2
- FW5 Ток напојне воде од предгрејача2 до испаривача2

3.8.1.2. ПОДАЦИ

У компоненти подаци (Data) у модел се уводе познати подаци и то на један од три начина:

- кроз листу,
- кроз табеларан унос или
- директним додељивањем.

Параметри који су коришћени у конкретном моделу приказани су у табели 3.1.

Ознака	Опис	Вредност
treturn	температура повратне воде у систему даљинског грејања [°C]	75
deltat	минимална разлика температура излазног и улазног тока у размењивачу топлоте [°C]	4
ashpercentage	процент пепела који се генерише сагоревањем угља [%]	14
ngen	ефикасност генератора	0,97
U_DHE	коэффициент пролаза топлоте за размењивач топлоте [kW/m ² K]	4
cel	цена електричне енергије према подстицајним тарифама Р. Србије [€/kWh]	0,0804
feedin	горња граница инсталиране снаге когенерационог постројења које се финансира према важећим подстицајним тарифама [kW]	10000
IC	сопствена потрошња електричне енергије [%]	8
a	амортизациони фактор за нову опрему	0,0625
nGT	ефикасност GT јединице у производњи електричне енергије	0,24
tGTexh	температура продуката сагоревања на излазу из гасне турбине [°C]	480
tref	референтна температура [°C]	0
tairin	температура ваздуха који се користи за сагоревање [°C]	10
excessair	вишак ваздуха потребан за сагоревање угља [%]	180
AFratioCoal	количина ваздуха потребна за сагоревање угља [kg/kg]	8
AFratioNG	количина ваздуха потребна за сагоревање природног гаса у GT јединици [kg/kg]	17,2
GTEccessAir	вишак ваздуха потребан за сагоревање природног гаса [%]	280
GT_O2	количина кисеоника у продуктима сагоревања гасне турбине [масени %]	15
cost(fuel)	цена горива [€/kWh у односу на Hd]	
	ugalj	0,016
	NG	0,023
HRSGcost(HRSG_B)	специфична цена опреме котла утилизатора [€/m ²]	
	предгрејач	45,7
	испаривач	34,8
	прегрејач	96,2
lhv(fuel)	доња топлотна моћ горива [kJ/kg]	
	ugalj	19000
	NG	47140
cp(stream)	специфични топлотни капацитет гасова [kJ/kgK]	
	ваздух	1,005
	FG1	1,290
	FG2	1,230

U_val (HRSG_B)	коэффицијент пролаза топлоте за компоненте котла и котла утилизатора [kW/m ² K]	FG3	1,180
		FG4	1,120
		FG6	1,150
		FG7	1,120
		FG8	1,090
		FG9	1,080
		EXG1	1,190
min (STGT)	минимално оптерећење опреме која производи електричну енергију (гасне и парне турбине) [%]	предгрејач	0,420
		испаривач	0,430
		прегрејач	0,500
		парна турбина	0,25
		гасна турбина	0,4

Табела 3.1. Параметри коришћени у моделу

3.8.1.3. ПРОМЕНЉИВЕ

Компонента модела Variables односи се на упознавање модела са променљивим до чијих вредности покушавамо да дођемо. Свакој променљивој се даје име, наводе се скупови од којих зависи и (према потреби) описни текст.

У табели 3.2 приказане су променљиве које су коришћене у моделу когенерационог постројења.

Ознака	Опис	Област дефинисаности
GOAL	годишња добит од имплементираних мера [€]	функција циља
m(h, s)	масени проток тока s [kg/s] у сату h	позитивна
enth(h, WS)	специфична енталпија тока WS [kJ/kg]	позитивна
output(h, STGT)	електрична енергија произведена у јединици STGT [kW] у сату h	позитивна
routput(STGT)	називна снага јединице STGT [kW]	позитивна
t(h, s)	температура тока stream [°C] у сату h	позитивна
A_DHE	површина размењивача топлоте [m ²]	позитивна
deltaTln(h)	средња логаритамска разлика температура у размењивачу топлоте [°C]	
Area (HRSG_B)	површина појединачних компоненти котла и котла утилизатора [m ²]	позитивна
Price(new)	цена нове опреме [€]	позитивна
y(new)	бинарна променљива која дефинише постојање јединице опреме	бинарна
HeatDemHE(h)	топлотна енергија која се испоручује из размењивача топлоте [kWh]	позитивна
HeatDemCON(h)	топлотна енергија која се испоручује из кондензатора [kWh]	позитивна
ON_OFF(h, STGT)	бинарна променљива која дефинише да ли је нека јединица опреме укључена или искључена (за y(new) = 1)	бинарна

Табела 3.2. Променљиве које су коришћене у моделу когенерационог постројења

3.8.1.4. ГРАНИЦЕ И ИНИЦИЈАЛНЕ ВРЕДНОСТИ

Након увођења променљивих, неким или свим променљивим се могу ограничити максимална и минимална вредност, или доделити вредност уколико је то неопходно. На овај начин се ограничава поље у којем солвер тражи оптимално решење, па се до решења долази брже (врло је вероватно и да је овај корак неопходан тј. да, уколико око променљивих нису постављене границе, солвер не може да реши дати модел). Такође, променљивој се може доделити почетна вредност од које ће солвер почети потрагу за оптималном вредношћу. Уколико се променљивој додели вредност онда она практично престаје да буде променљива и постаје параметар или коефицијент, тј. улазни податак. Начин на који су постављене границе на неке од променљивих може се видети у Прилогу 1.

3.8.1.5. ЈЕДНАЧИНЕ

Једначине (Equations) су компонента модела која се односи на услове тј. ограничења која важе за модел. Правило је да се једначине (или неједначине) најпре прогласе постојећим, да им се додели име, а да се потом и дефинишу. Код додељивања имена једначини, остављена је могућност доделе коментара или описа. Уобичајено је да се, као прва једначина, напише функција циља, а потом све остале једначине¹¹.

ФУНКЦИЈА ЦИЉА

Сваком проблему пројектовања, управљања и планирања у енергетици и процесној индустрији може се приступити кроз анализу која води ка одређивању најмање или највеће вредности неког параметра (техничког, економског, еколошког...). Функција којом је дефинисана вредност тог параметра, који може варирати унутар одређеног опсега, назива се функција циља. Задатак оптимизације је да осигура долазак до минималне или максималне вредности функције циља.

За потребе предложеног модела посматрана је функција циља изражена као очекивана годишња добит (профит) од имплементираних мера [€/god]:

$$GOAL = ngen \cdot cel \cdot \left(1 - \frac{IC}{100}\right) \cdot \sum_h \sum_{STGT(new)} output_{h,STGT} \cdot y_{STGT} + cost_{coal} \cdot \sum_h (cp_{EXG1} \cdot (t_{h,EXG1} - t_{h,FG4}) \cdot m_{h,EXG1} \cdot y_{GT1} + enth_{h,SuperS4} \cdot m_{h,SuperS4} \cdot y_{GT2} - (enth_{h,SuperS41} \cdot m_{h,SuperS41} \cdot y_{GT2} - enth_{h,Wets3} \cdot m_{h,Wets3} \cdot y_{LPST2})) - cost_{NG} \cdot \sum_h (lhv_{NG1} \cdot m_{h,NG1} \cdot y_{GT1} + lhv_{NG2} \cdot m_{h,NG2} \cdot y_{GT2}) - a \cdot \sum_{new} Price_{new} \cdot y_{new} \quad (3.8)$$

Овако дефинисана функција циља сабира добити и губитке који се у сваком сату посматране године остварују као последица процесних измена. Добит је дефинисана као последица:

- прихода од продаје електричне енергије (први сабирак);
- последица смањења потрошње примарног енергента (угља) (други сабирак);

а губици као последица:

- раста потрошње секундарног енергента (природног гаса) (трећи сабирак);
- инвестирања у опрему (четврти сабирак).

¹¹ Јединице у којима су изражене појединачне величине у овом одељку дате су у табелама 3.1 и 3.2.

Пошто се тражи максимална вредност функције циља, потенцијалне добити за сваки могући сценарио се пореде, а потом се солвер одређује за најпрофитабилнији сценарио.

ЗАКОН ОЧУВАЊА МАСЕ И ЗАКОН ОЧУВАЊА ЕНЕРГИЈЕ

За дефинисање токова масе и енергије унутар модела коришћене су једначине 3.9 до 3.20. добијене применом закона очувања масе и закона очувања енергије.

Математичка интерпретација закона очувања масе у општем случају, који се примењује на све јединице посматраног система гласи:

$$\sum_{s \in IN_{mass}(u,s)} m_{h,s} = \sum_{s \in OUT_{mass}(u,s)} m_{h,s} \quad \forall h, u \cap (heatdemand_h > 0) \quad (3.9)$$

Једначине које се односе на закон о одржању енергије и масе у ложишту имају следећи облик:

$$m_{h,ash} = m_{h,coal} * ashpercentage/100 \quad \forall h \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} m_{h,coal} \cdot lhv_{coal} + m_{h,EXG1} \cdot cp_{EXG1} \cdot (t_{h,EXG1} - tref) \\ \cdot y_{GT1} + m_{h,Air1} \cdot cp_{Air1} \cdot (t_{h,Air1} - tref) \\ = m_{h,FG1} \cdot cp_{FG1} \cdot (t_{h,FG1} - tref) \end{aligned} \quad \forall (Furnaces_u, h) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.11)$$

$$m_{h,Air1} + m_{h,EXG1} \cdot (23.15/GT_O2) \cdot y_{GT1} = AFratioCoal \cdot excessair \cdot m_{h,coal} \quad \forall (Furnaces_u, h) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.12)$$

Једначине којима је дефинисан закон о одржању енергије код котла утилизатора и парног котла могу се написати на следећи начин:

$$\begin{aligned} \sum_{s \in R \cap IN_{mass}(u,S,R)} m_{h,S,R} \cdot \\ (\sum_{s \in R \cap OUT_{mass}(u,S,R)} enth_{h,S,R} - \\ \sum_{s \in R \cap IN_{mass}(u,S,R)} enth_{h,S,R}) = \sum_{s \in L \cap IN_{mass}(u,S,L)} (m_{h,S,L} \cdot \\ cp_{S,L}) \cdot (\sum_{s \in L \cap IN_{mass}(u,S,L)} t_{h,S,L} - \\ \sum_{s \in L \cap OUT_{mass}(u,S,L)} t_{h,S,L}) \end{aligned} \quad \forall (h, u) \cap (U_{L_u} \cup U_{R_u} \cup heatdemand_h > 0) \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \sum_{s \in R \cap IN_{mass}(u,S,R)} m_{h,S,R} \cdot (\sum_{s \in R \cap OUT_{mass}(u,S,R)} enth_{h,S,R} - \\ \sum_{s \in R \cap IN_{mass}(u,S,R)} enth_{h,S,R}) = U_Val_{HRSG_B} \cdot Area_{HRSG_B}/2 \cdot \\ (\sum_{s \in L \cap IN_{mass}(HRSG_B,S,L)} t_{h,S,L} + \sum_{s \in L \cap OUT_{mass}(HRSG_B,S,L)} t_{h,S,L} - \\ \sum_{s \in R \cap IN_{mass}(HRSG_B,S,R)} t_{h,S,R} - \sum_{s \in R \cap OUT_{mass}(HRSG_B,S,R)} t_{h,S,R}) \end{aligned} \quad \forall (h, HRSG_B) \cap heatdemand(h) > 0 \quad (3.14)$$

Ограничења која се односе на закон о очувању масе код котла утилизатора и парног котла гласе:

$$\sum_{s \in L \cap IN_{mass}(u,S,L)} m_{h,S,L} = \sum_{s \in L \cap OUT_{mass}(u,S,L)} m_{h,S,L} \quad \forall (h, u) \cap (U_{R_u} \cup heatdemand_h > 0) \quad (3.15)$$

$$\sum_{S,R} IN_{mass}(u,S,R) m_{h,S,R} = \sum_{S,R} OUT_{mass}(u,S,R) m_{h,S,R} \quad \forall (h,u) \cap (U_{R_u} \cup heatdemand_h > 0) \quad (3.16)$$

Једначине које се односе на закон о одржању масе и енергије у „чворовима“ когенерационог система имају следећи облик:

$$\frac{\sum_{WS} IN_{SPLITnodes,WS} m_{h,WS}}{\sum_{WS} OUT_{SPLITnodes,WS} m_{h,WS}} = \quad \forall (h, SPLITnodes) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.17)$$

$$\frac{\sum_{WS} IN_{SPLITnodes,WS} (m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS})}{\sum_{WS} OUT_{SPLITnodes,WS} (m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS})} = \quad \forall (h, SPLITnodes) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\sum_{WS} IN_{MIXnodes,WS} m_{h,WS}}{\sum_{WS} OUT_{MIXnodes,WS} m_{h,WS}} = \quad \forall (h, MIXnodes) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.19)$$

$$\frac{\sum_{WS} IN_{MIXnodes,WS} (m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS})}{\sum_{WS} OUT_{MIXnodes,WS} (m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS})} = \quad \forall (h, MIXnodes) \cap heatdemand_h > 0 \quad (3.20)$$

3.8.1.6. БИНАРНЕ ПРОМЕНЉИВЕ

Једначине која се односе на бинарне променљиве $y(new)$ могу се написати на следећи начин:

$$y_{GT2} = y_{BLOCK} \quad \forall BLOCK_u \quad (3.21)$$

$$y_{HPST2} \geq y_{LPST2} \quad (3.22)$$

а једначине које се односе на бинарне променљиве $ON_OFF_{h,u}$:

$$m_{h,Supers22} = m_{h,Supers22} \cdot y_{LPST1} \cdot ON_OFF_{h,LPST1} \quad \forall h \quad (3.23)$$

$$m_{h,Supers3} = m_{h,Supers3} \cdot y_{HPST2} \cdot ON_OFF_{h,HPST2} \quad \forall h \quad (3.24)$$

$$m_{h,Supers42} = m_{h,Supers42} \cdot y_{LPST2} \cdot ON_OFF_{h,LPST2} \quad \forall h \quad (3.25)$$

4. ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА МОДЕЛА

У претходном поглављу објашњен је проблем дефинисања когенерационог потенцијала топлана, а потом дат увод у основне појмове из области математичке оптимизације и софтвера *GAMS*. На крају поглавља дата је структура предложеног *GAMS* софтвера, одабрана функција циља и основне једначине које су коришћене у софтверу.

У овом, четвртом, поглављу дефинисан је предложени надграђени модел постројења. Потом је дат осврт на улазне податке и прикупљање података као активност која треба да претходи примени предложене методологије. У другом делу трећег поглавља, за основне компоненте когенерационог система, дате су једначине којима је њихов рад описан у софтверу. На крају овог поглавља дате су једначине којима је описана зависност цена опреме од њеног капацитета.

4.1. НАДГРАЂЕНИ МОДЕЛ (ЕНГ. *SUPERSTRUCTURE MODEL*)

Под суперструктуром или надграђеним моделом подразумева се схематски приказ постројења на којем су, поред тренутног распореда, дати и сви потенцијално могући (разматрани или будући) распореди тј. исходи оптимизације. На пример, ако имамо комуналну топлану која се састоји од три парна котла, а разматрамо могућност увођења две противпритисне турбине и, као другу могућност, разматрамо могућност увођења две гасне турбине са два припадајућа котла утилизатора, суперструктура таквог система ће се састојати од три парна котла, две противпритисне турбине и две гасне турбине са котловима утилизаторима, на једној схеми, уз адекватне везе између свих поменутих елемената.

Надграђени модел у случају одабране топлане приказан је на слици 4.1.

- STEAM BOILER, HE, CONDENSER, *HPST11*, *LPST1*, *GT2*, *HRSG*, *HPST2* – могући исход оптимизације;
- STEAM BOILER, HE, CONDENSER, *HPST1*, *GT1*, *GT2*, *HRSG*, *HPST2* – могући исход оптимизације;
- и други потенцијални исходи оптимизације.

Значење употребљених скраћеница је дат на почетку текста ове дисертације у табели Списак ознака коришћених у *GAMS* програмском коду.

Каснијом математичком формулацијом потребно је детаљније дефинисати могуће комбинације како би спречили математички модел да заузме бесмислене, тј. технички неизводљиве, распореде попут:

- постојања елемента *LPST2* у случају у којем не постоји елемент *HPST2*;
- постојање елемента *HPST2* у случају у којем не постоји елемент *GT2*;
- постојање елемента *LPST1* у случају у којем не постоји елемент *HPST1*;
- постојање елемента *HRSG* у случају непостојања елемента *GT2*;
- и друге.

Постојање или непостојање неког елемента (погонске машине, јединице опреме) у математичком моделу је дефинисано бинарном променљивом $u(\text{new})$. У зависности коју вредност је заузела поменута променљива (0 или 1) знаће се и да ли је у оптималном постројењу потребно, или не, постојање дате јединице опреме.

4.2. ПОДАЦИ И ЊИХОВО ПРИКУПЉАЊЕ

Свака анализа полази од затеченог стања које се квантификује подацима из периода који претходи анализи, а којима се поставља темељ за тзв. основни сценарио (енг. *Baseline scenario*). Код постојећих постројења, уштеде горива, повећање профита, повећање производње и друге симулиране промене изражавају се релативно у односу на основни сценарио.

Генерално, подацима и њиховом прикупљању и чувању се, у Р. Србији, не придаје довољна пажња, па тако ни у самим системима даљинског грејања. Подаци попут потрошње горива, продукције паре, произведене количине и температуре вреле воде, потрошене електричне енергије за сопствене потребе и други, у идеалном случају, могу да се, захваљујући доступности рачунарских и мерних уређаја, прикупљају и чувају на сатном нивоу на свим кључним тачкама у систему. Садашње искуство говори да се, чак и код нових котларница, ови подаци не прикупљају чешће од једном дневно, а неретко и у неким другим, ређим, интервалима (нпр. потрошњу горива је често могуће оквирно установити једино према месечним фактурама, под грубом претпоставком да се резерве одржавају константним). Устаљена је и пракса да се подаци прикупљају у различитим интервалима, тако да имамо нпр. потрошњу мазута на месечном нивоу са дневно прикупљаним подацима о произведеној количини вреле воде. На крају, због недостатка или неразвијености информационих система у топланама, подацима треба приступити са дозом опреза, тј. не треба занемарити људски фактор пошто су исти често прикупљани од стране оператера, ручно уношени у свеске, преписивани у неки од софтвера за аквизицију података, те се, у том процесу, јавља мањи или већи број грешака. За овакве случајеве, уколико корисник сумња у тачност података, тј. да се јављају насумичне грешке у подацима, данас постоје врло корисни алати којима се подаци могу успешно „очистити“ од таквих грешака нпр: *Google Refine* (53).

Као и у свим осталим областима, и у топланама, у нашем окружењу, постоје примери добре праксе. То су топлане са развијеним информационим системима у којима се налази велика количина података који се неретко чувају и десетак или више година уназад. Ови подаци данас налазе своје место у израдама студија, предвиђању могућности за развој предузећа и осталим круцијалним питањима која се тичу управљања предузећем. Са оваквим примерима добре праксе, кад је у питању аквизиција података, треба упознати све топлане и остале комуналне и друге компаније које желе да се развијају кроз научни приступ проблемима.

Овде треба поменути да, код великих организационих система који дуго времена имају интегрисане информационе системе, може доћи до феномена супротног појави мања података, тј. до обиља (неконзистентних) података које је тешко уредити и још теже из њих извући потребне информације или акумулирано знање. У том смислу, складиштење податка и њихову организацију треба ускладити са захтевима њиховог потенцијалног коришћења.

Са аспекта модела, прикупљени подаци су битни како за потребе његовог дефинисања, тако и за проверу добијених резултата у фази његовог развоја. Проблем тачности улазних података је значајан за коначну валидност модела. Резултати могу бити више осетљиви на промену неких података, а мање осетљиви на промене других; аналогно томе потребно је водити рачуна о захтеваној тачности и временској учесталости прикупљања појединих улазних података. Такође, када не постоје подаци (нпр. неки историјски подаци) неопходно их је проценити или усвојити из литературе. Добро решење је и постављање мерача, те праћење потрошње/производње одређени период времена који претходи анализи, па онда касније користити те податке при градњи модела, наравно, уколико то рокови дозвољавају.

При развоју модела, који је представљен овом дисертацијом, имао се у виду горе описани (хронични) недостатак адекватних историјских података. Подаци који су неопходни за рад модела се, стога, односе само на историјске податке о количини топлоте која се предаје систему даљинског грејања и то на сатном нивоу. Сви остали подаци (уколико су расположиви, нпр. подаци о сатној или дневној потрошњи горива, о протоцима паре и други) могу да се користе за контролу рада математичког модела. За случај да не постоје ни ови минимални захтевани подаци сугерише се, као што је већ речено, прикупљање података пре уласка у инвестициони циклус. Сматра се да је овакав приступ разуман, посебно када се има у виду да од одлуке да се уђе у један овакав пројекат, па до саме одлуке о набавци опреме прође извесно време које може да се искористи за прикупљање података. Свакако, уколико не постоји развијен систем за аквизицију података, добра је идеја да се са прикупљањем података крене одмах, пре било каквих размишљања о инвестирању у неку од мера за подизање ефикасности топлане. Прикупљени подаци ће пре или касније наћи место у анализама. За потребе систематичног приступа проблему прикупљања података може бити од помоћи и усвајање и примена система енергетског менаџмента како је то детаљније описано у (54).

У конкретном моделу коришћени су подаци топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца, са тзв. „Матичне локације“ тог предузећа. Котларница „Матична локација“ по својој величини (310 MWt) и по сложености процеса који се у њој одвијају, може представљати референтну котларницу Р. Србије у домену топлана велике снаге. Остали релевантни детаљи о постројењу могу се наћи у (55).

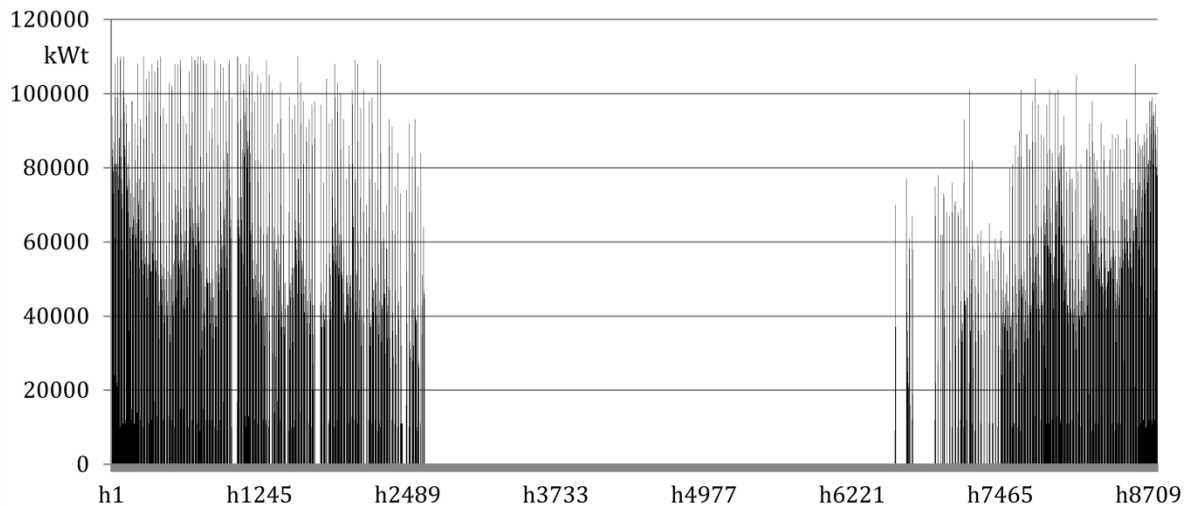
Подаци о сатном оптерећењу градске мреже преточени су, због прегледности основне датотеке модела, у засебну *GAMS* датотеку (*heatdemand.gms*), у којем је топлотна оптерећење (kW) дефинисано као `Parameter` тј. коефицијент (због количине података и приказа нису приказани подаци између 26. и 8774. сата):

```

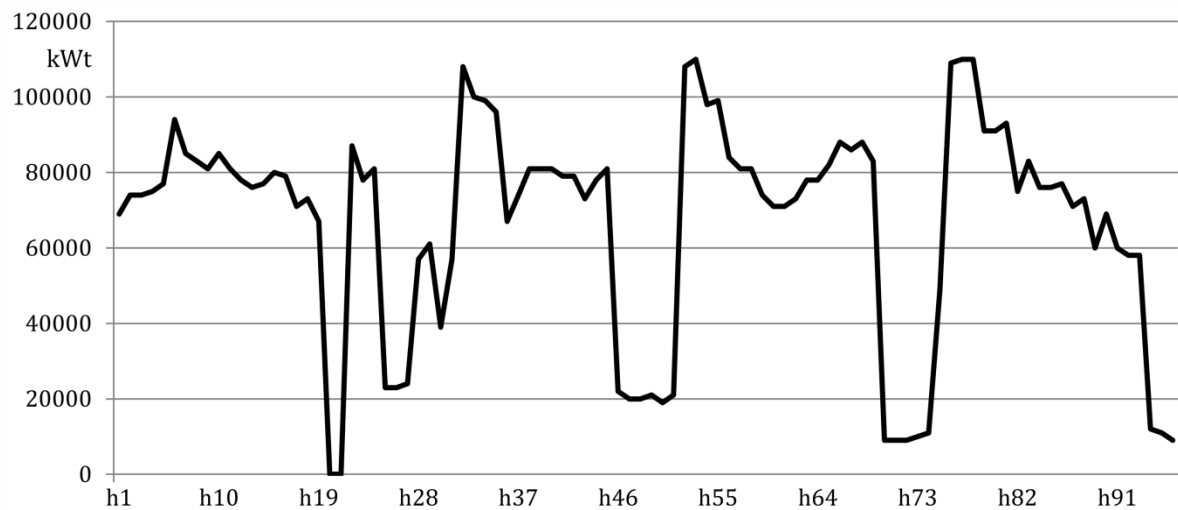
Parameter
heatdemand (h)
/h1      69000
h2       74000
h3       74000
h4       75000
h5       77000
h6       94000
h7       85000
h8       83000
h9       81000
h10      85000
h11      81000
h12      78000
h13      76000
h14      77000
h15      80000
h16      79000
h17      71000
h18      73000
h19      67000
h20      0
h21      0
h22      87000
h23      78000
h24      81000
h25      23000
h26      23000
.
.
.
.
h8774    71000
h8775    77000
h8776    80000
h8777    77000
h8778    78000
h8779    78000
h8780    81000
h8781    91000
h8782    85000
h8783    77000
h8784    78000/;

```

Ови подаци су приказани у погоднијој форми уз помоћ *Microsoft Excel* софтвера на сликама 4.2 и 4.3.



Слика 4.2. Топлотно оптерећење [kWt] у сваком сату посматране године (од 1. јануара до 31. децембра)



Слика 4.3. Детаљ улазних података о топлотном конзуму [kWt] за период од 1. јануара до 5. јануара

4.2.1. ИЗБОР РЕЛЕВАНТНИХ ПОДАТАКА

Поставља се питање: „Коју сезону је потребно одабрати као репрезентативну, уколико топлана располаже подацима о продукцији топлотне енергије за дужи низ година?“.

Одговора на ово питање има више:

- 1) Најпогодније и најтачније решење се добија ако све податке укључимо у анализу. GAMS практично нема ограничења при формирању улазних датотека, једино ограничење може доћи са солвером који се користи. Овде приказан пример као улазне податке користи податке за једну годину тј. за 8784 сата у години. Уколико се ради са подацима за нпр. 5 година, улазна датотека ће собом носити податке за око 44000 сати. Уколико се одабере солвер који може да ради са бројем једначина који је последица тог броја сати (пошто се већина једначина пише за сваки сат у години) доћи ће се до решења оптимизационог проблема. Време које

је потребно рачунару за решавање овакво постављеног проблема расте пропорционално броју сезона који смо укључили у анализу, што може представљати практичан проблем.

- 2) Захваљујући софтверима (на првом месту мисли се на апликације за табеларну обраду података, попут *Microsoft Excel*-а) који могу да обраде и визуализују велике количине података, могуће је анализирати податке за сваку од сезона посебно и доћи до „просечне“ грејне сезоне која касније може да се користи за анализу.
- 3) Једноставан приступ може да буде и независна оптимизација у којој ће се подаци који припадају свакој од сезона посебно користити као улазни подаци, а потом се може приступити анализи излазних података. Предност оваквог приступа огледа су у чињеници да релевантних излазних података (оптимални број јединица за производњу електричне енергије и оптималне снаге тих јединица) има знатно мање од улазних података и самим тим лакше их је сагледати.

Веома је важно и питање процене раста конзума кроз године у којима се очекује отплата опреме. Одговор на ово питање може се дати након анализе:

- 1) Историјских података о годишњем расту инсталиране снаге конзума, уколико такви подаци постоје. Ови подаци могу бити од користи за предвиђање стихијског (спонтаног) раста конзума који се дешава из сезоне у сезону, а није последица великих измена урбанстичких планова посматране локалне заједнице.
- 2) Доступних података о градњи нових објеката (индустријских, комерцијалних и стамбених) за које је планирано да се налазе у домету мреже система даљинског грејања.
- 3) Сагледавања експанзије конкурентских компанија (најчешће испоручилаца природног гаса) и процена могућности ових компанија да утичу на раст конзума посматране топлане.
- 4) Цена свих извора енергије (природни гас, електрична енергија, топлотна енергије из система даљинског грејања) које се користе за потребе садашњег конзума, уз покушај процене кретања ових цена у поменутом периоду.
- 5) Могућности проширења конзума на рачун ширења понуде производа постојећим корисницима (углавном кроз продају топле санитарне воде и енергије за слађење).

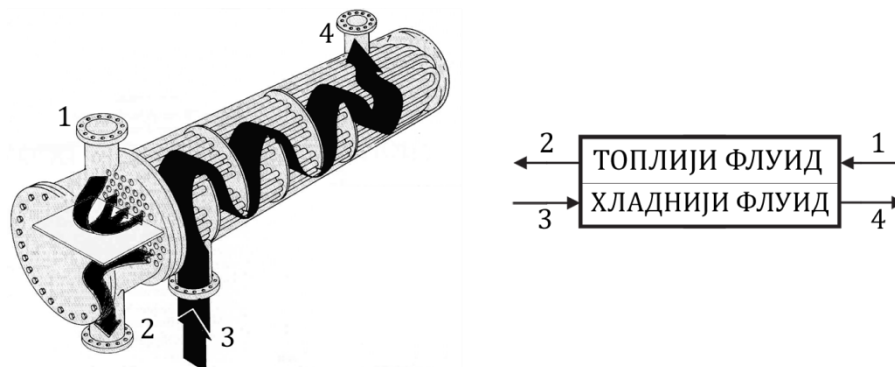
Очекивано је да годишњи раст конзума буде обрнуто сразмеран његовој величини и старости, тако да се може очекивати релативно мали процентуални годишњи раст код великих и „стarih“ дистрибутивних мрежа (0 до 3% годишње) као и релативно велики раст конзума у случају новонасталих котларница, тј. новонасталих дистрибутивних мрежа (и до неколико десетина процената годишње).

4.3. КОМПОНЕНТЕ КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОСТРОЈЕЊА СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА

Когенерационо постројење је у општем случају функционалан систем који се састоји од неколико, такође функционалних, (под)система. При изградњи математичког модела треба водити рачуна о енергетским трансформацијама које се одвијају у сваком подсистему тј. јединици. У одељцима који следе појединачно су обрађене најважније компоненте (подсистеми) когенерационог постројења са аспекта градње математичког модела.

4.3.1. РАЗМЕЊИВАЧ ТОПЛОТЕ И КОНДЕНЗАТОР

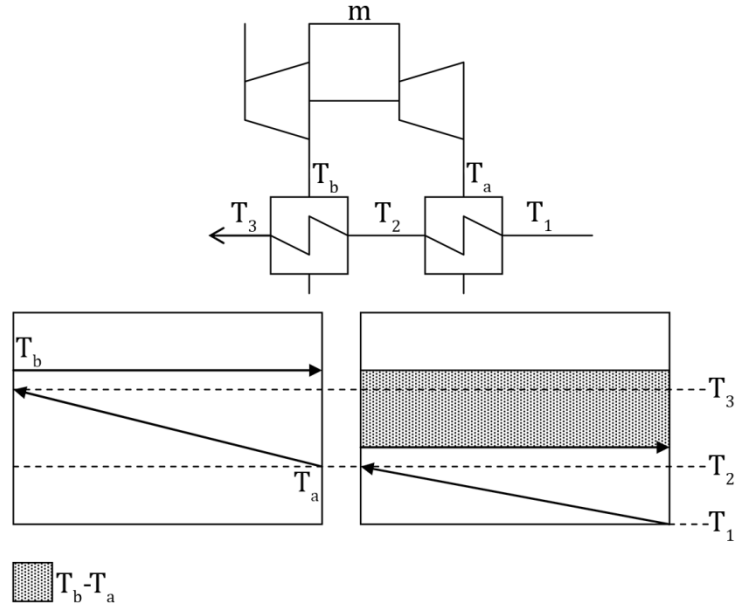
Размењивач топлоте и кондензатор представљају једну од граница предложеног *MINLP* модела, јер у модел у виду историјских података о потребама конзума на сатном нивоу улазе подаци о протоку и енталпијама воде из система даљинског грејања. Осим тих података, модел не „комуницира“ са системом за дистрибуцију топлоте, са појединачним корисницима топлоте и осталим структурним елементима који долазе после размењивача топлоте.



Слика 4.4. Цевни размењивач топлоте

Моделом се испитују могућности унапређења система увођењем когенерационих технологија, па се сматра да је једноставан адијабатски противструјни размењивач (слика 4.4) довољан за илустровање везе топлане и њене дистрибутивне мреже.

Спрезање двостепеног размењивача топлоте са противпритисном турбином, у поређењу са једностепеним размењивачем, такође може бити разматрано, али је за тај корак потребна, уз адекватне услове на терену, другачија структура надграђеног модела. Претпоставка је да би се двостепеним размењивачем додатно могла повећати произведена количина електричне енергије на рачун топлотне енергије која се шаље конзуму у складу са сликом 4.5, и провера те претпоставке може бити једна од смерница за будућа истраживања.



Слика 4.5. Могућност за повећање количине произведене електричне енергије на рачун количине произведене топлотне енергије увођењем двостепеног размењивача топлоте

За дефинисање улоге размењивача топлоте у конкретном моделу коришћене су, поред основних једначина које се тичу одржања масе и енергије (једначина 3.9), једначине 4.1 до 4.6.

Количина топлоте која се размени у размењивачу топлоте може се одредити уз помоћ следећих једначина:

$$m_{h,Supers5} \cdot enth_{h,Supers5} - m_{h,Wets1} \cdot enth_{h,Wets1} = A_{DHE} \cdot U_{DHE} \cdot \text{deltaTln}_h \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.1)$$

$$m_{h,DHW2} \cdot enth_{h,DHW2} - m_{h,DHW1} \cdot enth_{h,DHW1} = A_{DHE} \cdot U_{DHE} \cdot \text{deltaTln}_h \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.2)$$

$$m_{h,Supers5} \cdot enth_{h,Supers5} - m_{h,Wets1} \cdot enth_{h,Wets1} = \text{HeatDemHE}_h \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.3)$$

Приликом математичког моделирања размењивача топлоте користи се Патерсонова апроксимација (56):

$$= \frac{\text{deltaTln}_h}{2/3 \cdot \sqrt{(t_{h,Supers5} - t_{h,DHW2}) \cdot (t_{h,Wets1} - t_{h,DHW1})} + 1/6 \cdot (t_{h,Supers5} - t_{h,DHW2}) \cdot (t_{h,Wets1} - t_{h,DHW1})} \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.4)$$

а минимална разлика температура на улазу и излазу из размењивача топлоте одређује се уз помоћ следећих релација:

$$t_{h,SuperS5} - t_{h,DHW2} \geq \text{deltat} \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.5)$$

$$t_{h,WetS1} - t_{h,DHW1} \geq \text{deltat} \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.6)$$

Кад је у питању кондензатор, полази се од претпоставке да је, у случају система даљинског грејања, оправдана употреба тзв. „грејног“ конданзатора, тј. кондензатора у који се пара из нископритисне парне турбине доводи при, за кондензаторе, релативно високом притиску (0,3 – 0,6 bar). На овај начин се топлота из кондензатора може корисно употребити за грејање конзума, уместо да се одводи у околину као нискотемпературна топлота, која је прескупа за експлоатацију.

Дефинисање улоге кондензатора у посматраном моделу је описано једначинама 4.7 и 4.8 (једначинама је описан процес размене топлоте у кондензатору):

$$\begin{aligned} m_{h,WetS1} \cdot \text{enth}_{h,WetS1} + m_{h,WetS4} \cdot \text{enth}_{h,WetS4} + m_{h,DHW0} \\ \cdot \text{enth}_{h,DHW0} \\ = m_{h,FW00} \cdot \text{enth}_{h,FW00} + m_{h,DHW1} \\ \cdot \text{enth}_{h,DHW1} \end{aligned} \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} m_{h,WetS1} \cdot \text{enth}_{h,WetS1} + m_{h,WetS4} \cdot \text{enth}_{h,WetS4} + \\ m_{h,DHW0} \cdot \text{enth}_{h,DHW0} = \text{HeatDemCON}_h \end{aligned} \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.8)$$

Укупна размењена количина топлота у ове две јединице, тј. повезаност кондензатора и размењивача топлоте са улазним подацима, тј. са подацима из датотеке *heatdemand.gms*, описана је једначинама 4.9 и 4.10:

$$\text{HeatDemHE}_h + \text{HeatDemCON}_h = \text{heatdemand}_h \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.9)$$

$$m_{h,DHW0} \cdot (\text{enth}_{h,DHW2} - \text{enth}_{h,DHW0}) = \text{heatdemand}_h \quad \forall h \cap \text{heatdemand}_h > 0 \quad (4.10)$$

4.3.2. МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ ПОГОНСКИХ МАШИНА

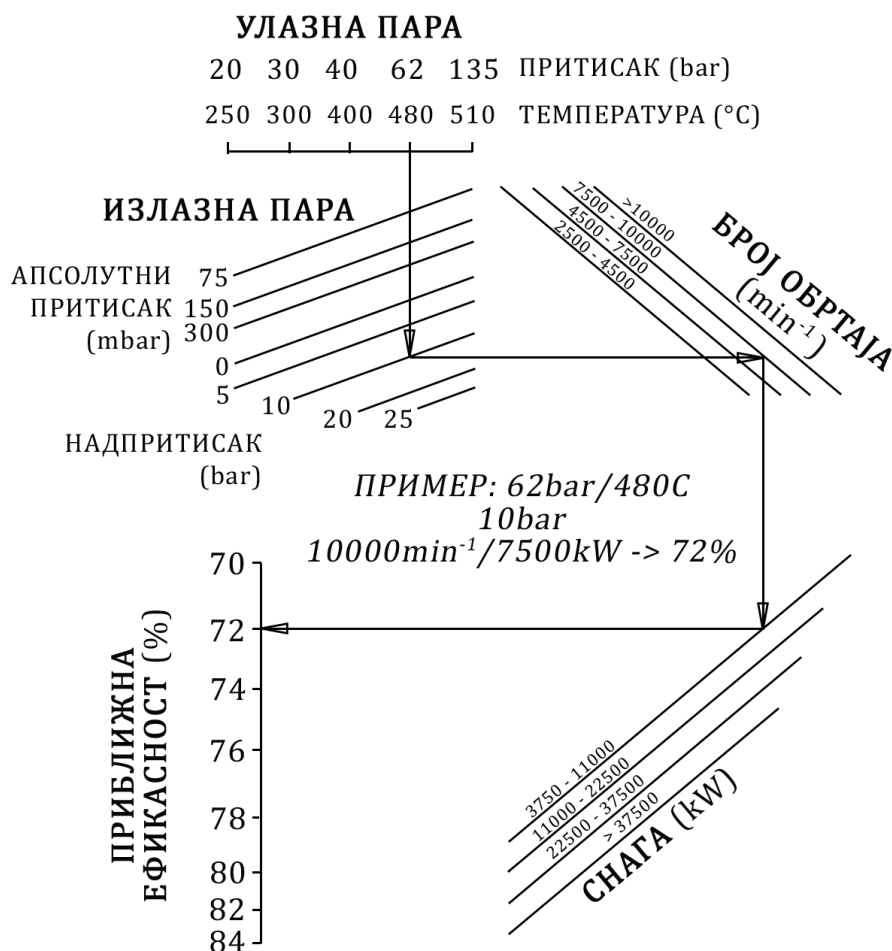
Најчешће коришћене технологије у когенеративним поступцима су оне које користе: противпритисну парну турбину, кондензацијску парну турбину, комбиновани циклус, СУС мотор и гасну турбину.

4.3.2.1. РАДНЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ ПАРНИХ ТУРБИНА И ЊИХОВО МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ

Основни критеријум за класификацију парних турбина је притисак на излазу из турбине. По том критеријуму разликујемо кондензацијске и противпритисне турбине. Надаље, и једне и друге могу бити са једним или више регулисаних или нерегулисаних одузимања паре, у зависности од техноекономских (ефикасност постројења) и технолошких (потреба за паром на конкретној локацији) услова.

Са аспекта математичке оптимизације и димензионисања парне турбине уопште, важно је неколико величина које карактеристишу рад турбине. Ту је ефикасност турбине при

пуном оптерећењу, а и ефикасност при делимичном оптерећењу код нелинеарног модела. Како ефикасност парне турбине при пуном оптерећењу зависи од различитих параметара види се на номограму датом на слици 4.6.



Слика 4.6. Номограм за приближно одређивање ефикасности парне турбине (57)

За математички модел је нужно да израчуна биланс масе и енергије турбине. Једначинама се третирају масени и енергетски биланси за сваки сат посматраног временског периода, прилагођени математичкој оптимизацији:

$$\sum_{s \cap IN} m_{h,s} = \sum_{s \cap OUT} m_{h,s} \quad \forall h, ST \cap (heatdemand_h > 0) \quad (4.11)$$

$$\sum_{s \cap IN} m_{h,s} \cdot enth_{h,s} = \sum_{s \cap OUT} m_{h,s} \cdot enth_{h,s} \quad \forall h, ST \cap (heatdemand_h > 0) \quad (4.12)$$

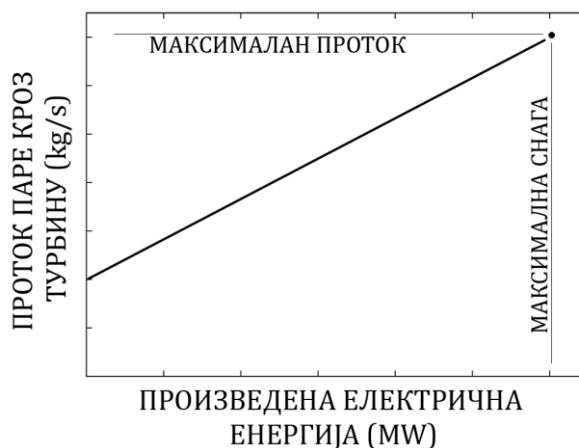
где је $m_{h,s}$ масени проток паре, $enth_{h,s}$ енталпија паре (функција температуре и притиска).

Произведена количина електричне енергије од стране парних турбина износи:

$$output_{h,ST} = ON_OFF_{h,ST} \cdot n_{gen} \cdot \left(\sum_{WS \cap IN} m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS} - \sum_{WS \cap OUT} m_{h,WS} \cdot enth_{h,WS} \right) \quad \forall h, ST_u \quad (4.13)$$

где је $output_{h,ST}$ произведена количина електричне енергије у сату h од стране турбине ST .

Парна турбина у систему даљинског грејања, по дефиницији, један број радних сати проведе у раду са делимичним оптерећењем. При оптерећењу мањем од оптималног долази до пада производње електричне енергије, који је последица пада топлотног оптерећења, тј. до пада производње паре, и пада ефикасности турбине. Најједноставнија и често коришћена апроксимација ове зависности је линеарна, тзв. *Willans*-ова линија, приказана на слици 4.7.



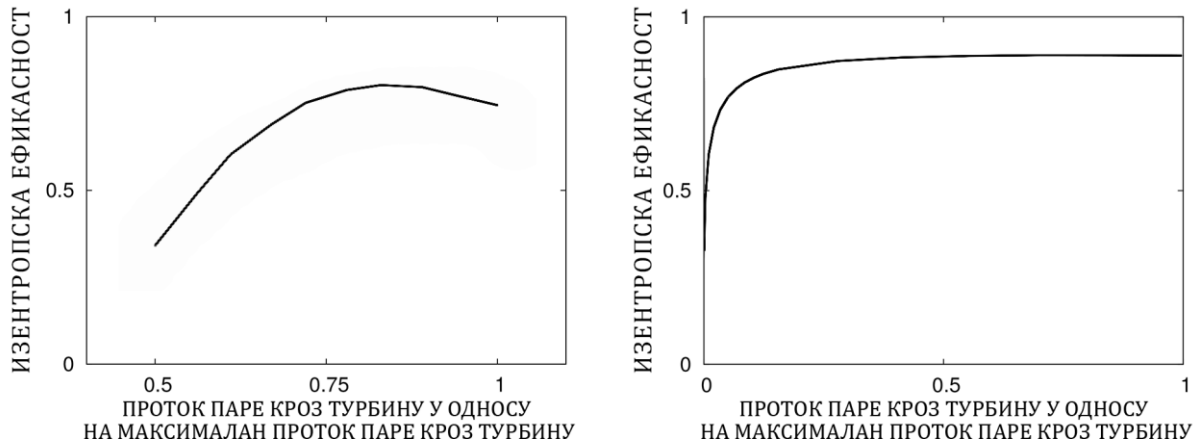
Слика 4.7. Зависност релативне производње електричне енергије од релативно израженог топлотног оптерећења парне турбине (тзв. *Willans*-ова линија) (58)

Willans-ова линија се може приказати и једначином (34):

$$output_{h,ST} = \sum_{i=0}^1 C_i \cdot m_{h,WS}^i \quad \forall h (heatdemand_h > 0) \quad (4.14)$$

где је $output_{h,ST}$ снага коју генерише парна турбина, C_i коефицијенти који варирају у зависности од конструкције саме турбине, а $m_{h,WS}$ масени проток паре кроз турбину.

Што се тиче одузимања паре, тј. ефикасности радних и регулационих ступњева парне турбине, њихова изентропска ефикасност се може, за потребе модела, описати зависностима датим на слици 4.8 (34).



Слика 4.8. Изентропска ефикасност у зависности од оптерећења (или масеног протока паре кроз турбину) за регулациони степен (лево) и радни степен турбине (десно)

Ефикасност парне турбине може се, за потребе математичког моделирања, одредити према једначини (4.15) (46):

$$\eta_{h,ST} = 0,023521 \cdot \ln(ma_{h,WS}) + 0,749538 \quad \forall h \quad (4.15)$$

где је $ma_{h,WS}$ просечан запремински проток паре кроз турбину, који се рачуна по једначини (4.16) (46):

$$ma_{h,WS} = \frac{m_{h,WS} \cdot (\sum_{WS \cap IN} mass(ST,WS) enth_{h,WS} - \sum_{WS \cap OUT} mass(ST,WS) enth_{h,WS})}{\sum_{WS \cap IN} mass(ST,WS) p_{h,WS} - \sum_{WS \cap OUT} mass(ST,WS) p_{h,WS}} \quad \forall h, ST_u \quad (4.16)$$

Начин на који је, у конкретном моделу, одређен називни капацитет парних турбина описан је једначинама 4.17 до 4.19.

Излазна снага из генератора за производњу електричне енергије:

$$\sum_{STGT} output_{h,STGT} \leq \sum_{STGT} routput_{h,STGT} \quad \forall h \quad (4.17)$$

Номинална снага сваке јединице за производњу електричне енергије:

$$routput_{h,STGT} = \max(output_{h,STGT}) \quad \forall h, STGT_u \quad (4.18)$$

Минимална количина електричне енергије коју производи генератор:

$$routput_{h,STGT} = \max(output_{h,STGT}) \quad \forall (STGT_u, h) \cap (heatdemand_h > 0) \quad (4.19)$$

4.3.2.2. РАДНЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ ГАСНИХ ТУРБИНА И ЊИХОВО МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ

Гасна турбина ради по Брајтоновом циклусу: атмосферски ваздух се компримује, доводи му се топлота и потом експандира, при чему се током експанзије одводи механички рад и користи делом за покретање компресора, а већим делом за вршење корисног рада, нпр. за покретање генератора. Удео произведене механичке енергије која се троши на покретање компресора, пропорционалан је температури продуката сагоревања, тако да је циљ да гасна турбина ради са највишим изводљивим температурама (у техничком и економском смислу). Такође, из истог разлога, циљ је да температура ваздуха на улазу у турбину буде најнижа могућа.

Овакви услови резултовали су са неколико различитих извођења гасних турбина. Потрошња горива може бити смањена нпр. предгревањем компримованог ваздуха са топлотом издувних гасова, користећи рекуператор топлоте или се рад компресора може смањити коришћењем међухладњака компримованог ваздуха. Код сложенијих система, продукти сагоревања могу се користити за производњу паре и генерисање електричне енергије на парној турбини (комбиновани циклус).

У предметном моделу, рад гасних турбина описан је једначинама 4.20 до 4.26.

Инсталирани капацитет:

$$\sum_{STGT} \text{output}_{STGT} \leq \text{feedin} \quad (4.20)$$

Изразна снага генератора за производњу електричне енергије:

$$\sum_{STGT} \text{output}_{h,STGT} \leq \sum_{STGT} \text{output}_{h,STGT} \quad \forall h \quad (4.21)$$

Номинална снага сваког генератора:

$$\text{output}_{h,STGT} = \max(\text{output}_{h,STGT}) \quad \forall h, STGT_u \quad (4.22)$$

Минимално оптерећење генератора:

$$\text{output}_{h,STGT} = \max(\text{output}_{h,STGT}) \quad \forall (STGT_u, h) \cap (\text{heatdemand}_h > 0) \quad (4.23)$$

Произведена количина електричне енергије од стране гасних турбина:

$$\text{output}_{h,GT} = ON_OFF_{h,GT} \cdot l h v_{NG} \cdot n_{GT} \cdot \sum_{NG \cap INmass(GT,NG)} m_{h,NG} \cdot \gamma_{GT} \quad \forall h, GT_u \quad (4.24)$$

Количина ваздуха потребна за процес сагоревања код гасних турбина:

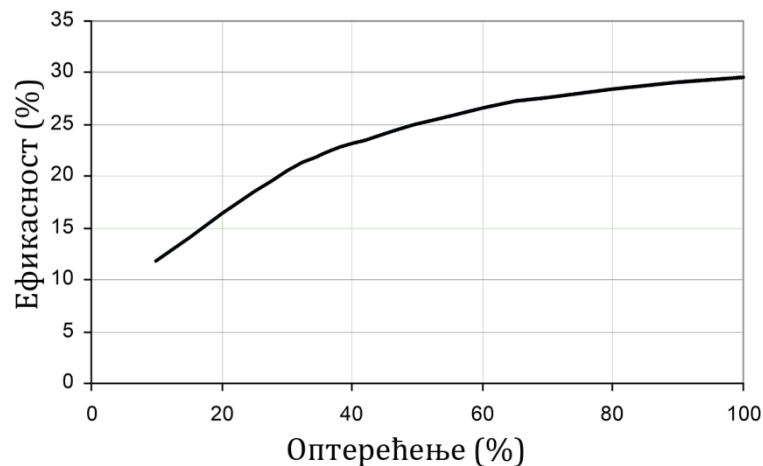
$$\sum_{GT_{Air} \cap INmass(GT,GT_{Air})} m_{h,GT_{Air}} \cdot \gamma_{GT} = \sum_{NG \cap INmass(GT,NG)} (m_{h,NG} \cdot GT_{ExcessAir} / 100 \cdot AF_{ratioNG}) \quad \forall h, GT_u \quad (4.25)$$

Температура ваздуха који улази у гасну турбину:

$$t_{h,Air} = t_{airin} \quad \forall h, Air_s \quad (4.26)$$

ЕФИКАСНОСТ ГАСНЕ ТУРБИНЕ

На термодинамичку ефикасност гасне турбине утицај има пуно фактора. Она зависи од процентуалног оптерећења турбине, од притиска (надморске висине) и температуре околног ваздуха, температуре ваздуха на улазу у комору за сагоревање, ефикасности компресорских и турбинских елемената, начина хлађења турбинских лопатица и свих осталих система за повећање ефикасности (рекуператора, међухладњака, хладњака улазног ваздуха, комбинованог циклуса...). На слици 4.9 приказан је утицај оптерећења на ефикасност гасне турбине (23).



Слика 4.9. Утицај оптерећења на ефикасност гасне турбине

Приказана зависност оптерећења и ефикасности може се, за потребе математичког модела, апроксимирати једначином:

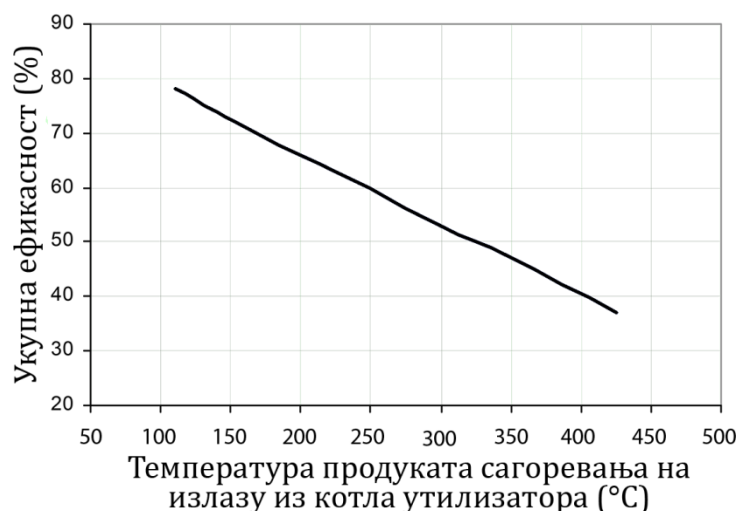
$$\eta_{h,GT} = 0,00003 \cdot output_{h,GT}^3 - 0,0075 \cdot output_{h,GT}^2 + 0,6997 \cdot output_{h,GT} + 5,7667 \quad (4.27)$$

Перформансе турбине зависе и од намене за коју је турбина направљена. Турбине које служе као резервни капацитети (енг. *Back-up*) обично имају нижу ефикасност. Због високе цене горива, турбине за које је планирано да имају висок број радних сати, пројектују се тако да имају високу ефикасност.

УКУПНА ЕФИКАСНОСТ КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОСТРОЈЕЊА КОЈЕ КОРИСТИ ГАСНУ ТУРБИНУ КАО ПОГОНСКУ МАШИНУ

Укупна ефикасност постројења је функција количине топлоте продуката сагоревања (који обично у себи носе од 60 до 70% енергије претходно садржане у гориву) која је успешно трансформисана у корисну топлоту. Два фактора која имају највећи утицај на количину искоришћене топлотне енергије су температура продуката сагоревања на излазу из турбине и температура паре у котлу утилизатору (слика 4.10) (23).

На температуру продуката сагоревања код гасне турбине утиче степен компресије турбине и температура сагоревања која се достиже у комори за сагоревање. Уобичајено је да, због конструкције, аеродериватну турбину карактеришу више температуре сагоревања од наменски пројектованих стационарних турбина али, због вишег степена компресије код аеродериватних турбина, температуре на излазу су, код ове две врсте турбина, сличне.

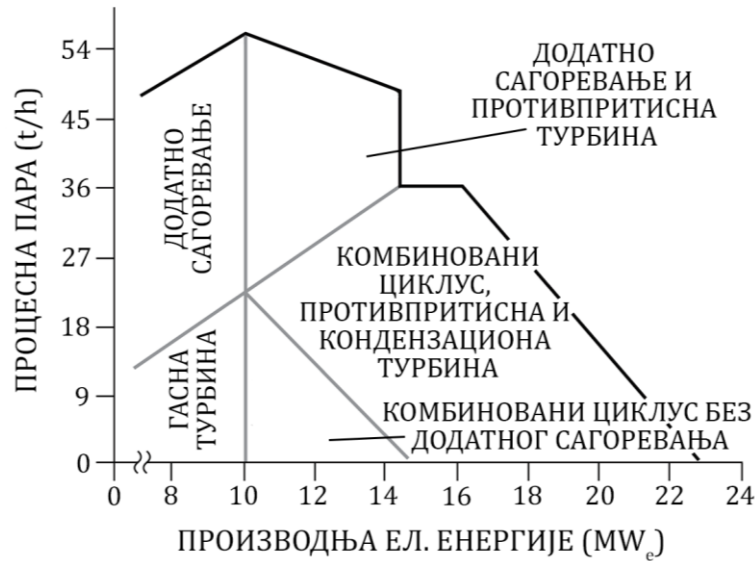


Слика 4.10. Зависност укупне ефикасности система од температуре продукта сагоревања на излазу из котла утилизатора

Слично томе, што је нижа температура тј. нижи притисак паре у котлу утилизатору, већа количина топлоте се преда пари и већа је укупна ефикасност система. Како температура засићене паре расте, тако расте и притисак паре што резултује вишим температурама продукта сагоревања на излазу из котла утилизатора и, неизбежно, нижом ефикасношћу целог система.

У претходно реченом се крије и разлог релативно високе укупне ефикасности гасне турбине у когенерационом режиму рада, а при делимичном оптерећењу. Наиме, како опада оптерећење, опада и ефикасност генерисања електричне енергије, али релативно расте количина топлотне енергије коју је могуће издвојити из продукта сагоревања у датим условима, па се укупна ефикасност одржава релативно високом, а однос произведене електричне енергије и произведене топлотне енергије се мења у корист произведене топлотне енергије. Ова чињеница може бити посебно корисна код система даљинског грејања који се управљају према потребама за произведеном количином топлотне енергије.

Ефикасност постројења које користи гасну турбину зависи, поред свега реченог, и од конфигурације система са гасном турбином, тј. од начина на који је она укључена у постројење. Неколико варијанти је дато на слици 4.11.



Слика 4.11. Перформансе гасне турбине снаге 10MW_e при различитим конфигурацијама когенерационог система (59)

4.3.3. ПАРА И МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ ЊЕНИХ ТЕРМОДИНАМИЧКИХ ОСОБИНА

За потребе моделирања својстава паре користиће се три групе једначина, једна за област засићене паре, друга за област прегрејане паре и трећа за област влажне паре. У свим обрасцима у овом поглављу температура t је изражена у $^{\circ}\text{C}$, притисак p у bar , енталпија у kJ/kg , а ентропија у kJ/kgK .

4.3.3.1. ОПШТИ МАТЕМАТИЧКИ ИЗРАЗИ ЗА ДЕФИНИСАЊЕ СВОЈСТАВА ПАРЕ

Крива засићења, тј. притисак испаравања, може се са довољном тачношћу моделирати зз помоћ математичког израза 4.28 (60):

$$\ln p = [9,56756 + 5,39806 \cdot \ln((273,15 + t)/647,096) - 6,16183 \cdot \left(\ln\left(\frac{273,15 + t}{647,096}\right)\right)^2 + 1,49572 \cdot \left(\ln\left(\frac{273,15 + t}{647,096}\right)\right)^4 + 0,433 \cdot \left(\frac{273,15 + t}{647,096}\right)^5] / 100 - 0,32 \quad (4.28)$$

За област засићене паре специфична енталпија може да се израчуна сагласно изразу 4.29 (60):

$$\log_e enth = \sqrt{a + b \left[\ln\left(\frac{1}{T_r}\right)\right]^{0.35} + \frac{c}{T_r^2} + \frac{d}{T_r^3} + \frac{e}{T_r^4}} \quad (4.29)$$

где су вредности a, b, c, d и e дате у табели:

a	b	c	d	e
64,87648	11,76476	-11,94431	6,29015	-0,99893

За област засићене паре специфична ентропија засићене паре може да се рачуна уз помоћ математичких функционалних зависности 4.30 (60):

$$\ln s = a + b[\ln(\frac{1}{T_r})]^{0.35} + \frac{c}{T_r^2} + \frac{d}{T_r^4} + \frac{e}{T_r^5} \quad (4.30)$$

где су вредности a, b, c, d и e:

a	b	c	d	e
1,47735	0,53242	-0,01923	0,02974	-0,00802

У претходним једначинама са T_r означена је тзв. редукована температура дефинисана односом температуре паре и критичне температуре T_k која за водену пару износи 647,096 K (60), тј.:

$$T_r = \frac{t - 273,15}{T_k} \quad (4.31)$$

Енталпија и ентропија прегрејане паре могу се, са довољном тачношћу, такође одредити по сличним изразима.

Математички израз за енталпију прегрејане паре гласи (61):

$$\begin{aligned} enth = C_1 + C_2 t + C_3 p/10 + C_4 (t \cdot p/10) + \frac{C_5}{t \cdot (\frac{p}{10})^2} + \frac{C_6}{p/10} + \frac{C_7}{t^{C_8}} + \frac{C_9}{(\frac{p}{10})^{C_{10}}} \\ + C_{11} \frac{t}{(\frac{p}{10})} \end{aligned} \quad (4.32)$$

где су вредности $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8, C_9, C_{10}$ и C_{11} :

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
2457,562	-41,1175	2667,668	0,006607	-154,704	0,557417
C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	
42,03696	-1,00447	-2703,19	-0,996866	-0,001119	

а математички израз за ентропију прегрејане паре гласи (61):

$$\begin{aligned} entr = C_1 + C_2 t + C_3 p/10 + C_4 (t \cdot p/10) + \frac{C_5}{t(\frac{p}{10})^2} + \frac{C_6}{(\frac{p}{10})} + \frac{C_7}{t^{C_8}} + \frac{C_9}{(\frac{p}{10})^{C_{10}}} \\ + C_{11} \frac{t}{p/10} \end{aligned} \quad (4.33)$$

а вредности коефицијената $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8, C_9, C_{10}$ и C_{11} су:

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
-1915,82	0,948128	-0,011926	0,000015	-0,072414	0,00003
C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	
-0,93309	-1,00175	1921,263	0,000256	-0,000002	

4.3.3.2. ЈЕДНАЧИНЕ ЗА ДЕФИНИСАЊЕ СВОЈСТАВА ПАРЕ СПЕЦИФИЧНЕ ЗА ПРЕДЛОЖЕНИ МОДЕЛ

Пошто је познато да се прегрејана пара у посматраној котларници „Енергетике д.о.о.“ јавља на два нивоа притисака, 6 и 40 bar, за потребе модела претходне математичке релације могу се поједноставити и прилагодити конкретној ситуацији (конкретним притисцима):

Енталпија прегрејане паре притиска 40 bar може се рачунати уз помоћ следеће релације:

$$enth_{h,super40} = 2,3529 \cdot t_{h,super40} + 2263 \quad \forall h, Super40_s \quad (4.34)$$

енталпија прегрејане паре притиска 6 bar, сагласно релацији:

$$enth_{h,super6} = 2,1614 \cdot t_{h,super6} + 2413,7 \quad \forall h, Super6_s \quad (4.35)$$

а енталпија влажне паре на следећи начин:

$$enth_{h,Wet} = 8,2 \cdot t_{h,Wet} + 1279,679 \quad \forall h, Wet_s \quad (4.36)$$

4.3.4. ВРЕЛА ВОДА И МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ ЊЕНИХ ТЕРМОДИНАМИЧКИХ СВОЈСТАВА

За потребе моделирања својстава вреле воде која пролази кроз размењивач топлоте, тј. воде која се упућује ка дистрибутивној мрежи система даљинског грејања, може се, са довољном прецизношћу, искористити следећа релација (претпоставка је да је притисак у мрежи 6 bar као и да се температура воде креће између 70 и 170 °C):

$$enth_{h,FWater} = 4,384 \cdot t_{h,FWater} - 9,667 \quad \forall h, FWater_s \quad (4.37)$$

а за потребе моделирања параметара напојне воде може се искористити израз (под претпоставком да је притисак напојне воде 40 bar-а, а да се температура креће у распону од 50 до 300 °C):

$$enth_{h,DHWater} = 4,2801 \cdot t_{h,DHWater} - 9,667 \quad \forall h, DHWater_s \quad (4.38)$$

Температура у претходним релацијама је изражена у °C, притисак у bar, енталпија у kJ/kg, а ентропија у kJ/kgK.

4.4. МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ ЦЕНА ОПРЕМЕ

Да би математички модел био спреман за решавање, неопходно је да буде у потпуности описан једначинама. Величине које се, такође, мењају променом називних капацитета појединих типова опреме су и њихове цене. Неке од једначина коришћених у моделу ће бити приказане у наредном тексту, уз напомену да су све једначине или директно преузете из литературе, или модификоване након преузимања из литературе како би прецизније одражавале стварне цене опреме на тржишту у тренутку писања ове дисертације. Поред ове напомене, важно је нагласити и да је цена опреме један од параметара који је врло тешко предвидети или апроксимирати неком функцијом из више разлога:

- цена опреме зависи од произвођача опреме, типа опреме, врсте и количине пратеће опреме (мерна опрема, неопходне инсталације...);
- у цену опреме укључују се и трошкови транспорта и монтаже опреме, грађевински радови (који могу знатно да варирају због различитих разлога, нпр. цене изградње темеља или цене реконструкције тј. прилагођавања постојећег темеља потребама нове опреме и других, техничких питања), трошкови издавања дозвола, трошкови рушења постојећих грађевина, цена радне снаге и остали трошкови;
- пошто се ради о капиталним улагањима у опрему која се често не производи серијски или се производи у малим серијама, стварне цене опреме се споразумно договарају између произвођача и купца и често нису доступне јавности;
- и других.

Без обзира на тачност израза којима се поменути параметри могу математички приказати, исти се могу кориговати (или променити) тако да при употреби модела за потребе оптимизације конкретног модела дају задовољавајуће тачна решења.

Оквирне (контролне) цене опреме и пројекције ових цена за период до 2030. године на глобалном тржишту могу се пронаћи у табели 4.1.

Технологија	Врста горива	Когенерација	цена у 2010. [US\$/kW]	промена од 2010. – 2015.	Пројекције за период 2015. – 2030. [US\$/kW]
Парна турбина	Угаљ	Не	1350	0%	1350
Парна турбина	Нафта	Не	1340	0%	1340
Комбиновани циклус	Природни гас	Не	570	0,5%	627
Парна турбина	Биомаса	Не	1600	-2,0%	1090
Гасна турбина	Природни гас	Да	1324	0%	1324
Парна турбина	Угаљ	Да	2766	0%	2766
Парна турбина	Биомаса	Да	2568	-2,0%	1750
Микро гасна турбина	Природни гас	Да	2500	0%	2500

Табела 4.1. Преглед укупних инвестиционих трошкова за поједине технологије према (20)

4.4.1. ЦЕНА РАЗМЕЊИВАЧА ТОПЛОТЕ

Трошкови набавке новог размењивача топлоте типа пара – вода (€) процењују се према површини размењивача A_{DHE} израженој у m^2 према обрасцу прилагођеном из (62):

$$Price_{HEcold} = 1957 \cdot A_{DHE}^{0,551} / 2 \quad (4.39)$$

$$Price_{HEhot} = 1957 \cdot A_{DHE}^{0,551} / 2 \quad (4.40)$$

Размењивач је подељен на две јединице, $HEhot$ и $HEcold$ из разлога који се тичу изводљивости програмског кода. Процена је дата за цевни размењивач топлоте од угљеничног челика. Према истом литературном извору за цевни размењивач топлоте направљен од бакра може се употребити следећи образац:

$$Price_{HE} = 1772 \cdot A_{DHE}^{0,679} \quad (4.41)$$

Дати обрасци су валидни за површине размењивача између 9 и 90 m^2 .

4.4.1. ЦЕНА ГАСНЕ ТУРБИНЕ

Цена гасне турбине (заједно са пратећом опремом) (€) одређује се у зависности од називне инсталиране електричне снаге турбине $output_{GT}$ у kW по обрасцу (4.42) (63):

$$Price_{GT} = 1,251 \cdot 10^6 \cdot (output_{GT}/1000)^{0,6075} \quad \forall GT \quad (4.42)$$

Детаљну студију цена опреме и цена постројења могуће је пронаћи у (64).

4.4.1. ЦЕНА ПРОТИВПРИТИСНЕ ПАРНЕ ТУРБИНЕ

Парна турбина је специфична опрема чију цену није могуће адекватно моделирати на начин на који је моделирана цена нпр. гасне турбине. Цена значајно варира у зависности од произвођача, типа турбине, врсте и количине пратеће опреме као и трошкова уградње и неопходних модификација система за њен рад. За потребе ове дисертације усвојена је оквирна цена противпритисне парне турбине од 400€/kW_e.

$$Price_{ST} = 400 \cdot output_{ST} \quad \forall ST \quad (4.43)$$

Цена укључује потребну пратећу опрему као и одређени ниво неопходних интервенција на постојећим инсталацијама. Такође, цену је могуће кориговати након разговора са произвођачем опреме и прилагодити ситуацији на тржишту зарад тачности модела.

4.4.2. ЦЕНА КОТЛА УТИЛИЗАТОРА

Цена котла утилизатора је дефинисана ценом три његове основне компоненте: предгрејача, прегрејача и испаривача. Цена сваке од компоненти је дефинисана у односу на оптималну површину те компоненте једначинама (65):

$$Price_{ECONOMISER2} = Area_{ECONOMISER2} \cdot HRSGcost_{ECONOMISER2} \quad (4.44)$$

$$Price_{EVAPORATOR2} = Area_{EVAPORATOR2} \cdot HRSGcost_{EVAPORATOR2} \quad (4.45)$$

$$Price_{SUPERHEATER2} = Area_{SUPERHEATER2} \cdot HRSGcost_{SUPERHEATER2} \quad (4.46)$$

Коефицијент *HRSGcost* је претходно дефинисан за сваку компоненту у одељку 2.8.1.1.
Структура *GAMS* модела.

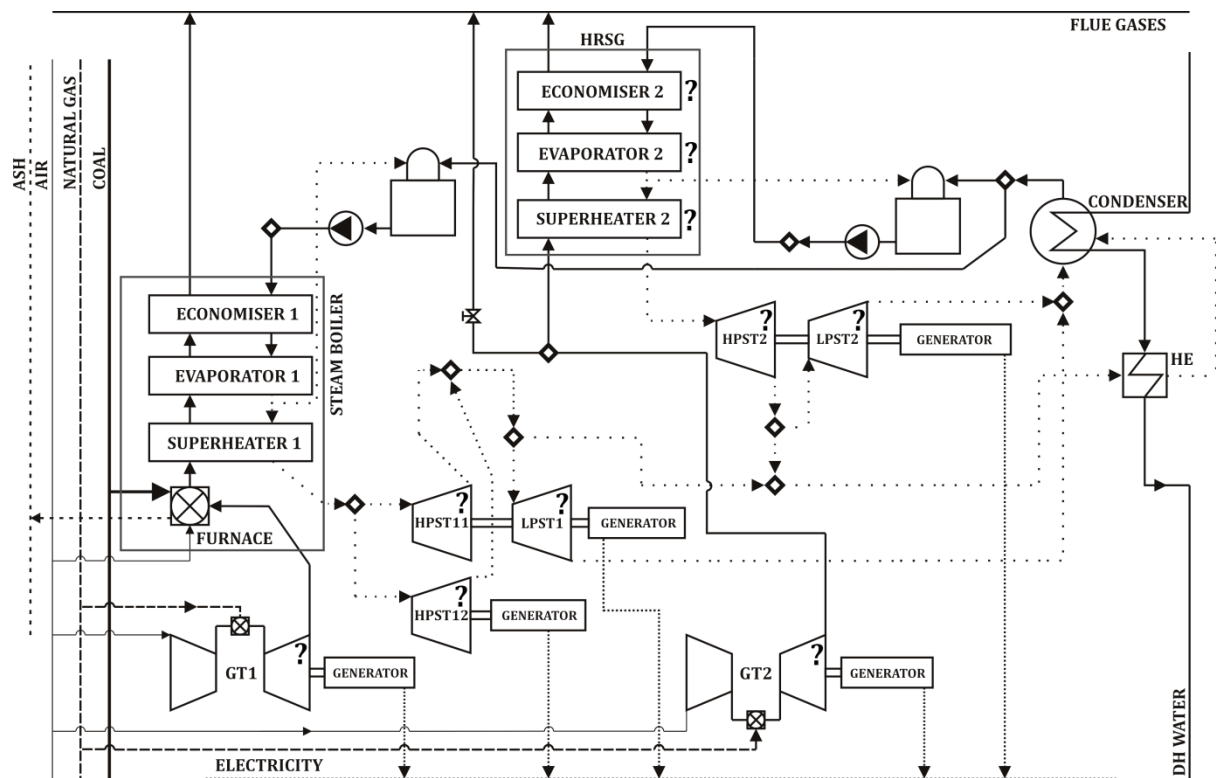
5. АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА ОДРЕЂИВАЊА КОГЕНЕРАЦИОНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА НА ПРИМЕРУ ОДАБРАНЕ ТОПЛАНЕ (СТУДИЈА СЛУЧАЈА)

У претходном поглављу дефинисан је надграђени модел система котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца. Дат је осврт на прикупљање података као и улазни подаци који су неопходни за рад модела. У другом делу претходног поглавља представљене су једначине којима је, у развијеном софтверу, описан рад појединих компоненти когенерационог система. На крају четвртог поглавља дате су једначине којима је описана зависност цена опреме од њеног капацитета.

У овом поглављу урађена је провера рада предложеног софтвера уз употребу прикупљених података о раду котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца. Провера је обављена:

- увидом у тренд променљивих величина које зависе од времена,
- увидом у расподелу протока, енталпија и температура за одабране сате у години,
- анализом резултата добијених за бинарну променљиву *ON_OFF*,
- поређењем реалне потрошње угља са резултатима добијеним за потрошњу угља из предложеног софтвера,
- анализом одзива математичког модела на промену појединачних улазних величина (анализа осетљивости модела).

Потрагу за оптималном конфигурацијом система отпочета је предлогом надграђеног модела (одељак 4.1. Надграђени модел) котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца (слика 5.1).



Слика 5.1. Надграђени модел котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“

Задатак развијеног софтвера је да, полазећи од почетне конфигурације која је представљена надграђеним моделом, дође до оптималне конфигурације тако што ће тражити решење које, за све улазне податке, задовољава:

- једначине којима су описана ограничења која се тичу рада појединих јединица опреме,
- једначине којима су дефинисани закони о одржању масе и енергије,
- једначине којима су описане величине стања водене паре,
- доње и/или горње границе за процесне параметре воде тј. паре, попут температуре/притиска/протока/енталпије,
- једначине којима су описане цене опреме,

при чему ће одабрана функција циља која се односи на годишњи профит, имати максималну вредност.

На слици 5.1 упитницима су означене јединице опреме о чијем **постојању** и **инсталисаној снази** у оптималном решењу одлучује програмски модул. Разлика између слика 5.1 и 5.2 говори о **избору** који је развијени софтвер учинио, конкретно, о јединицама за производњу електричне енергије које су део оптималног решења као и о њиховим снагама.

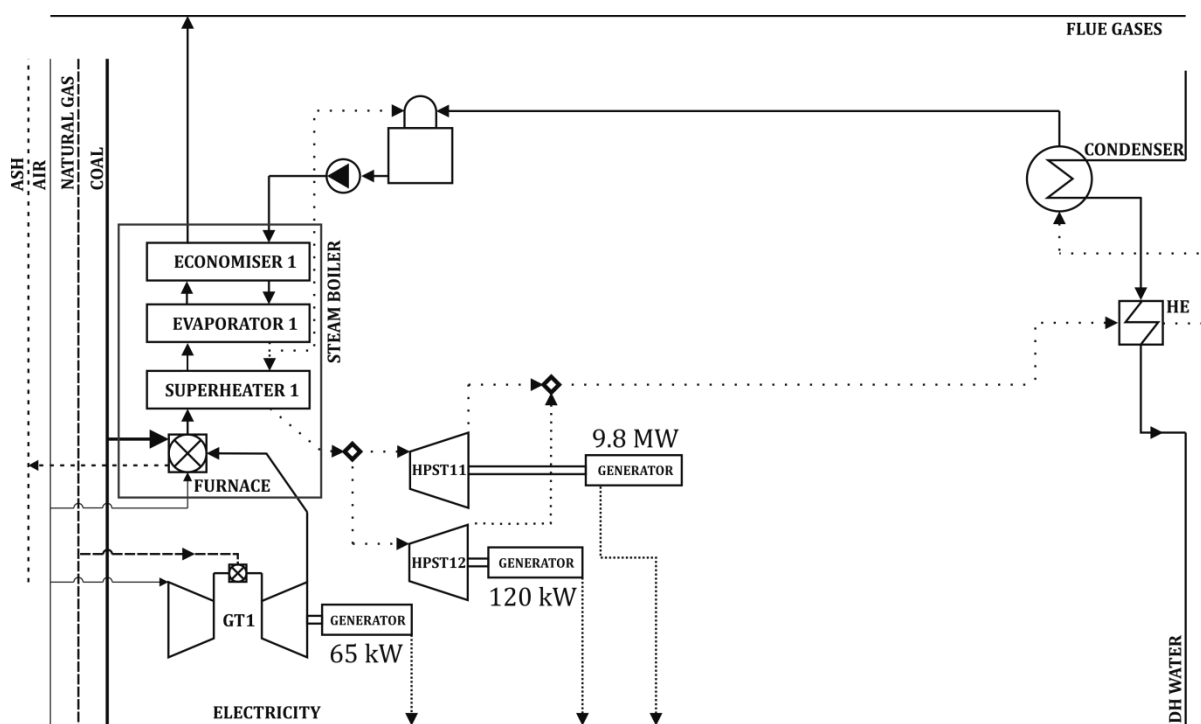
Математичким моделом предложене компоненте оптималног когенерационог система (на слици 5.2 приказана је конфигурација оптималног постројења) су:

- противпритисна парна турбина *HPST11* снаге 9.8 MW,
- противпритисна парна турбина *HPST12* снаге 120 kW и,
- гасна турбина *GT1* снаге 65 kW.

Приказано на слици 5.2 је од посебног интереса за инвеститоре пошто предложене снаге оптималних јединица за производњу електричне енергије имају пресудан утицај на очекивану висину инвестиција. На слици 5.2 се види да је развијени програм, у односу на почетни надграђени систем (слика 5.1), одбацио комбиновани циклус, тј. све елементе који су везани за гасну турбину *GT2*, као и да је одбацио нископритисну парну турбину *LPST1*.

Овакав резултат оптимизације, може се објаснити потребним улагањима у комбиновани циклус, у опрему која је по инсталираној јединици снаге знатно скупља од моделом предложене опреме¹², и додатно тиме да ништа од потребне опреме није део основног сценарија. Са друге стране, за предложени систем, сва опрема је, осим турбина, део постојећег система тј. основног сценарија. Такође, утицај на резултат имала је и цена природног гаса, који је скупљи од угља који топлана иначе користи.

Надаље, иако су укључене у оптиману конфигурацију, због малих предложених снага противпритисне парне турбине *HPST12* и гасне турбине *GT1*, може се размотрити оптимална конфигурација система која са састоји само од противпритисне парне турбине *HPST11* снаге 10 MW.



Слика 5.2. Оптимална конфигурација когенерационог система

Процењен годишњи профит (дефинисан функцијом циља) од процесних измена предложених сликом 5.2 износи 1,6 милиона € док неопходна улагања износе око 3,8 милиона €. Имајући на уму да је:

- на почетку овог поглавља (поглавље 5) речено да је највећи део опреме потребне за отпочињање производње електричне енергије по парном циклусу већ постоји: (постоје парни котлови, највећи део потребних инсталација за развод паре на 40 bar и 6 bar као и потрошачи који су адекватно повезани са котларницом),

¹² Комбиновани циклус је, у поређењу са осталим применама гасне турбине или гасног мотора, најскупља технологија по инсталираном kW електричне енергије (64).

- предложеним моделом подразумеван откуп целокупно произведене електричне енергије по важећој подстицајној тарифи,

прост период отплате нешто дужи од две године се чини разумним.

Овде треба имати у виду поменуто у одељку 3.2 тј. да на инвестирањање у когенерационе технологије треба гледати као на крунску меру у подизању ефикасности постројења.

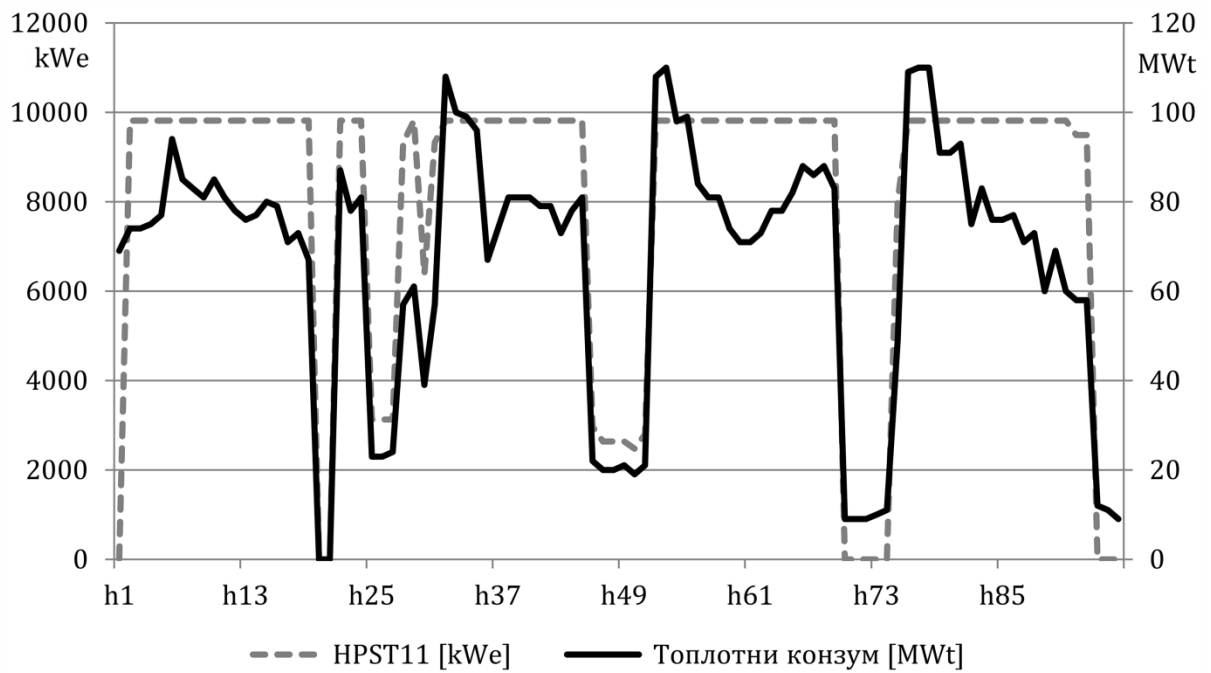
5.1. АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА

Под резултатима математичког модела подразумевају се решења за све променљиве система, у случају предложеног модела то су величине: $GOAL$, $m_{h,s}$, $enth_{h,WS}$, $output_{h,STGT}$, $routput_{STGT}$, $t_{h,s}$, A_{DHE} , $deltaTln_h$, $Area_{HRSG_B}$, $Price_{new}$, y_{new} , $HeatDemHE_h$, $HeatDemCON_h$ и $ON_OFF_{h,STGT}$. Период h у којем се анализира промена сваке од променљивих величина износи 8784 (број сати у години) тако да свака променљива величина, која у индексу има h , мења своју вредност у сваком сату у години. Уколико се променљива мења по још неком индексу, попут нпр. променљиве $output_{h,STGT}$ онда она додатно мења вредност и по том индексу (у овом случају индексу $STGT$ који има 7 чланова ($HPST11$, $HPST12$, $LPST1$, $HPST2$, $LPST2$, $GT1$ и $GT2$)) па укупан број вредности којим је описана променљива $output_{h,STGT}$ износи $7 \times 8784 = 61488$. Аналогно се може извести и за остале променљиве. Увид у све променљиве остварује се кроз текстуалну $GAMS.lst$ датотеку која је, у случају посматраног модела, због великог броја променљивих, величине око 100 МВ. Овако велика количина излазних података омогућава да се на више начина анализира сам модел и утицај који улазне величине и њихове промене имају на исти.

Резултати се могу анализирати на различите начине. Ипак, због прегледности и саме природе постројења, најефективније је посматрати:

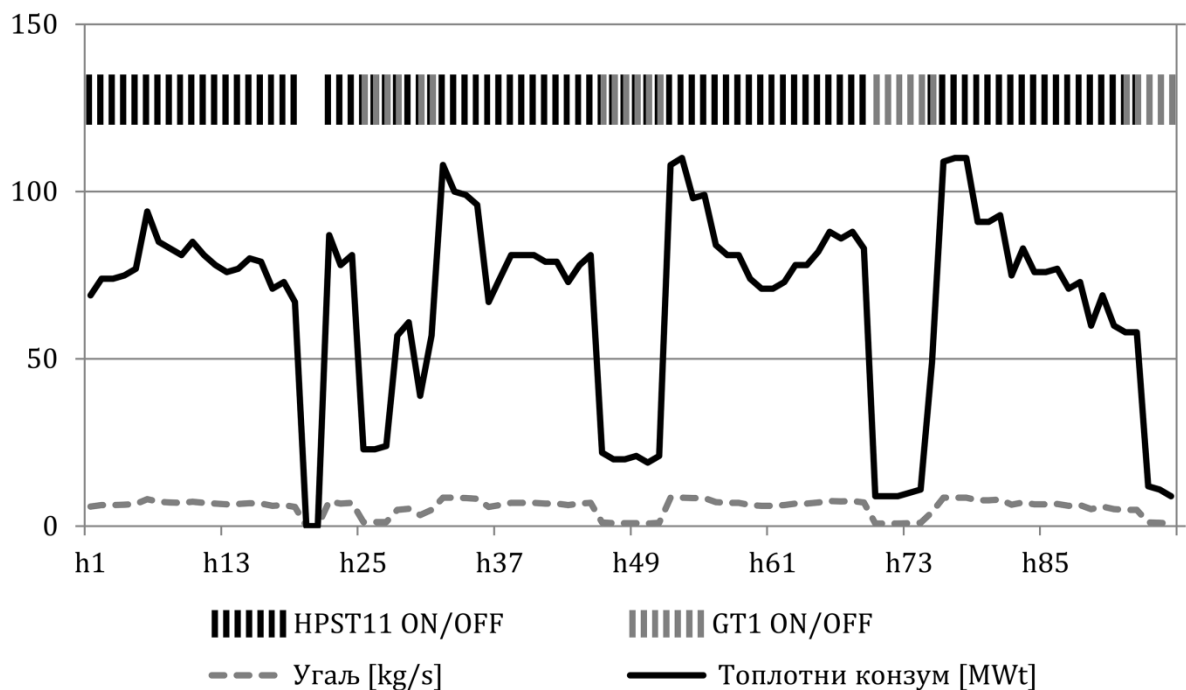
1. како се променљиве мењају кроз време тј. у зависности од промена улазног параметра $heatdemand_h$,
2. како изгледају вредности променљивих за неку конкретну вредност параметра $heatdemand_h$ тј. у једном изабраном сату у години. На овај начин могу се посматрати променљиве које се мењају у сваком сату у години (нпр. распоределе протока кроз надграђени модел или енталпије у поједим гранама надграђеног модела у сваком сату у години), али и зависно од индекса s тј. чланова скупа $stream$. Ове промене су приказане на сликама 5.5 до 5.7 (претходно генерисане уз помоћ модула развијеног за *Adobe Photoshop*).

На слици 5.3 приказане су промене у раду парне турбине високог притиска ($HPST11$) у зависности од промена топлотног оптерећења градске дистрибутивне мреже за првих неколико дана посматране године, које су добијене коришћењем програмског модула развијеног у оквиру ове докторске дисертације.



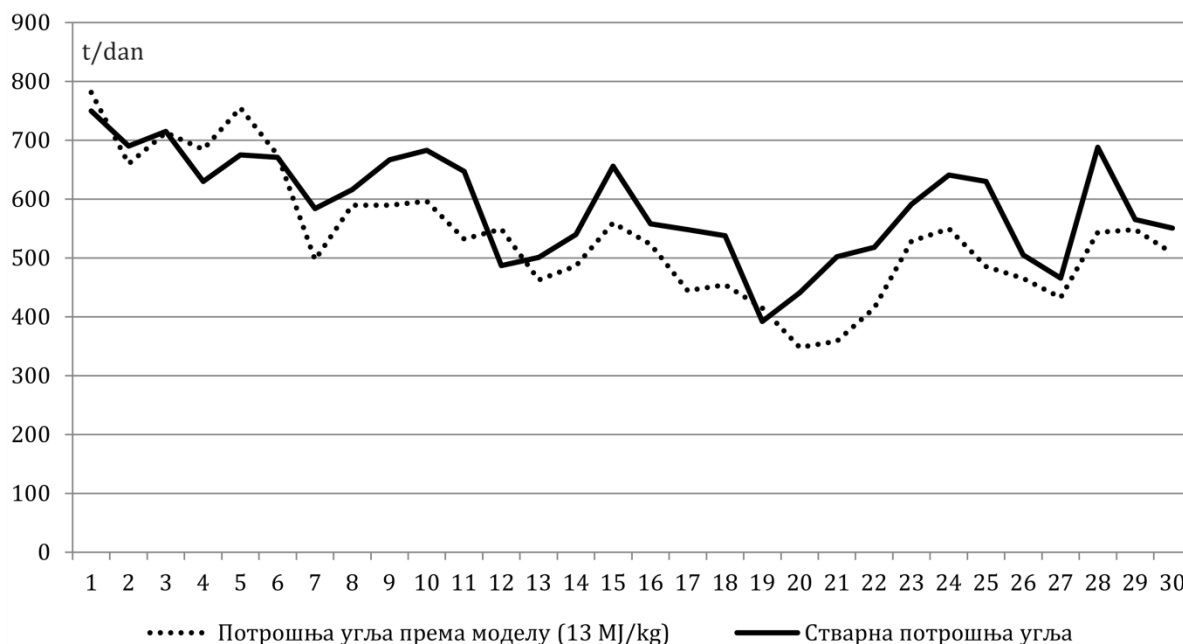
Слика 5.3. Зависност величина $output_{h,HPST11}$ [kWe] и $heatdemand_h$ [MWt]

Максимална продукција електричне енергије је дефинисана променљивом $output_{STGT}$ и износи 9815 kWe. Треба напоменути да је променљива $output_{STGT}$ у оквиру математичког модела дефинисана као променљива која зависи од, између осталог, улазног параметра $feedin$ којим је дефинисана горња граница инсталиране снаге постројења које се финансира према важећим подстицајним тарифама Р. Србије.



Слика 5.4. Зависност величина $m_{h,coal}$ [kg/s], $ON_OFF_{h,STGT}$ и $heatdemand_h$ [MWt]

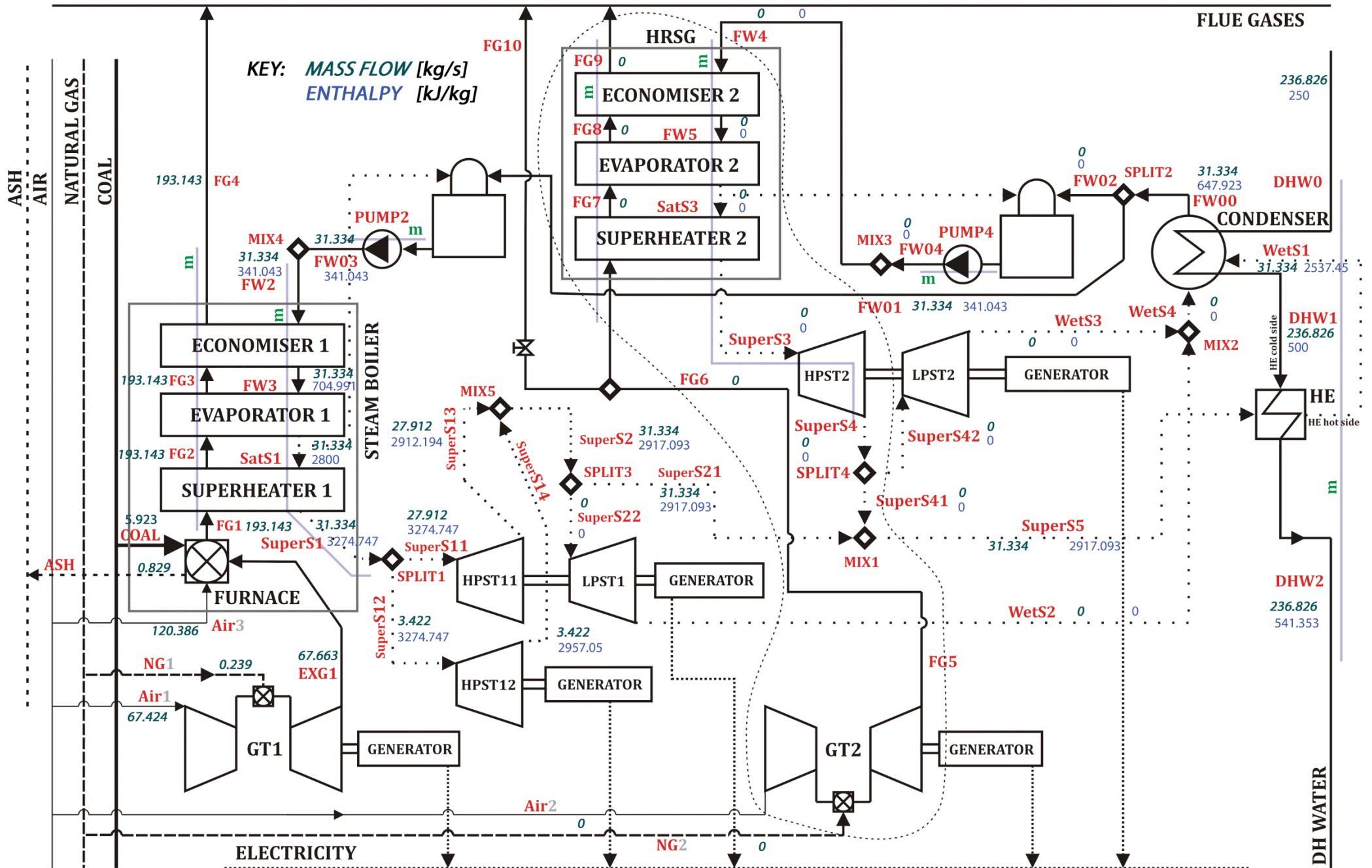
На слици 5.4 види се зависност три променљиве од улазног параметра $heatdemand_h$ добијена коришћењем софтвера. Прва приказана променљива односи се на потрошњу угља (на слици означена са Угаљ [kg/s]), а друге две променљиве (на слици означене са $HPST11 ON/OFF$ и $GT1 ON/OFF$) се односе на бинарне променљиве којима је дефинисано укључивање и искључивање парне турбине високог притиска $ON_OFF_{h,HPST11}$ и гасне турбине $ON_OFF_{h,GT1}$ током посматраног периода.



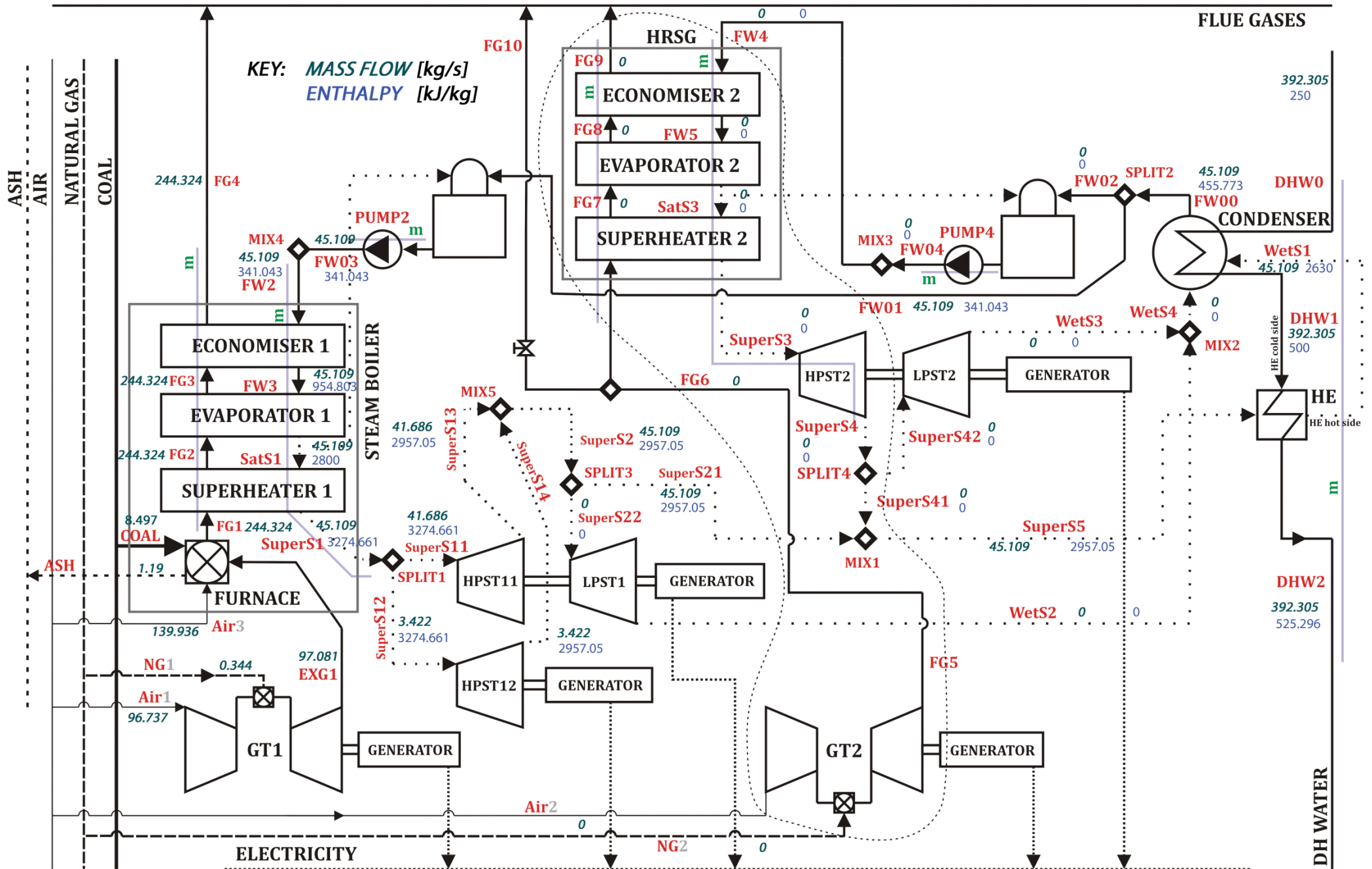
Слика 5.5. Однос стварне дневне потрошње угља и потрошње угља која је добијена моделом током периода од једног месеца

На слици 5.5 приказана је провера рада развијеног математичког модела и софтвера уз помоћ прикупљених историјских података, конкретно података о потрошњи главног енергента – угља. Топлана „Енергетика д.о.о.“ води евиденцију о потрошњи угља на сменском (осмочасовном нивоу), док модел генерише исти податак на сатном нивоу. Свођењем података на дневни ниво добија се зависност приказана сликом 5.5. На тој слици се види да модел релативно добро прати понашање реалног система уз просечна одступања од тренда за око 10%. Ова одступања се могу објаснити чињеницом да „Енергетика д.о.о.“ набавља угаљ из више рудника из Р. Србије и земаља из окружења, угаљ је различитог квалитета, а евиденција о квалитету угља који се сагорева током сваке појединачне смене не постоји. Са друге стране, модел нема имплементирану могућност промене доње топлотне моћи угља (пошто није постојала потреба за усложњавањем те врсте) већ током целог анализираног периода ради са једном вредношћу (у случају приказаном на слици 5.5 та вредност је 13 MJ/kg) доње топлотне моћи. Због изнете ситуације, следи и да је приликом прикупљања података неопходно, уколико је угаљ гориво, поред евиденције о количини, водити и оквирну евиденцију о топлотној моћи угља који се користи.

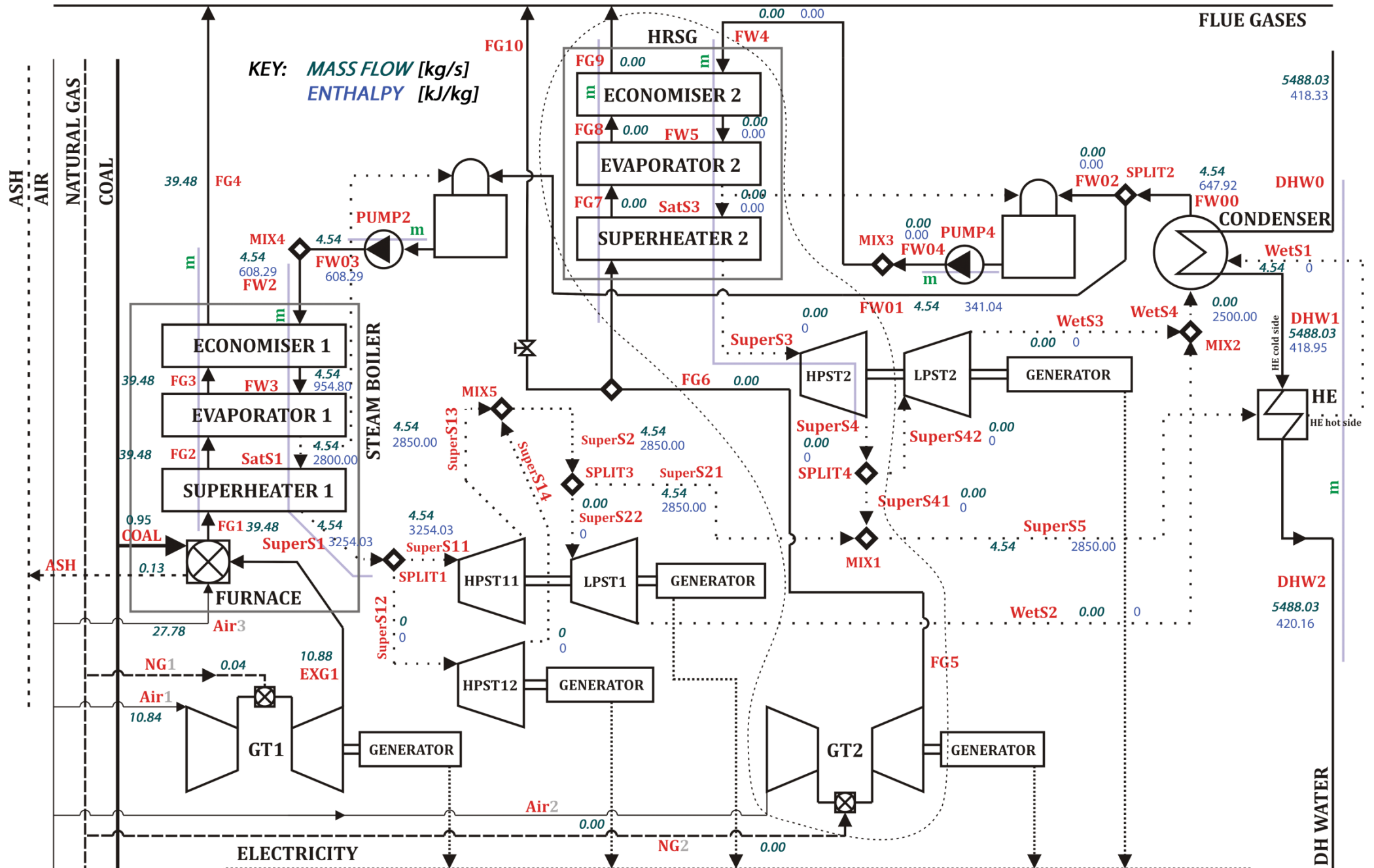
Поред горе приказаног начина за анализу резултата који зависе од времена, како је већ речено, постоји и могућност посматрања измена које на променљиве има промена неке конкретне улазне величине (у конкретном случају у питању је величина $heatdemand_h$) у унапред одабраном тренутку, тј. у конкретном сату.



Слика 5.6. Надграђени дијаграм система при $h1$ и $output_{h1} = 69$ [MWt]



Слика 5.7. Надграђени дијаграм система при h_{32} и $output_{h_{32}} = 108$ [MWt]



Слика 5.8. Надграђени дијаграм система при h_{73} и $output_{h_{73}} = 10$ [MWt]

На сликама 5.6 до 5.8 могу се видети расподеле масених протока паре, воде и енергената кроз систем за поједине сате, тј. за 1., 32. и 73. сат симулиране године. Ови сати су одабрани због специфичних вредности топлотног оптерећења које долази од стране градске мреже даљинског грејања и то: 69 MWt у првом сату, 108 MWt у тридесет другом сату и 10 MWt у седамдесет трећем сату, чиме је покривен практично цео опсег оптерећења која се јављају у посматраном постројењу.

Ових неколико примера указује да се подаци могу тумачити и представљати на најразличитије начине. Могућ је приказ свих променљивих (у времену и простору) у зависности од улазних величина при чему су дозвољене све комбинације. Уколико постоји адекватно искуство, анализирањем резултата симулације оствариће се добар увид у рад постројења, па и у могућности за додатно унапређење ефикасности посматране топлане, што може резултовати адекватним предлозима за нове процесне измене.

5.1.1. ОЧЕКИВАНА ЕФИКАСНОСТ ПОСМАТРАНЕ ТОПЛАНЕ

Анализом улазних података и резултата произашлих из развијеног софтвера, може се утврдити:

- моделом је предвиђена потрошња 51 488 t угља топлотне моћи процењене на 19 000 kJ/kg,
- моделом је предвиђена потрошња 2 079 t природног гаса доње топлотне моћи 47 140 kJ/kg (све јединице за проток коришћене у моделу изражене су у [kg/s], па тако и проток природног гаса, иако то није јединица по којој се уобичајено обрачунава потрошња природног гаса),
- предвиђено је да јединица *HPST11* произведе 23,91 GWh електричне енергије,
- предвиђено је да јединица *HPST12* произведе 0,98 GWh електричне енергије,
- предвиђено је да јединица *GT1* произведе 0,74 GWh електричне енергије,
- улазним подацима је предвиђено да се мрежи даљинског грејања испоручи 166,4 GWh топлотне енергије.

Укупна очекивана ефикасност котларнице „Енергетика“, која следи из ових података, креће се око 64% у односу на доњу топлотну моћ коришћених горива. Оваква ефикасност виша је од тренутног светског просека за когенерациона постројења који према (66) износи 58% и знатно нижа од state-of-the-art тј. технички и технолошки врхунских постројења која, према истом извештају, данас постижу ефикасност од 90%.

Добијена ефикасност може се детаљније образложити на следећи начин (такође, делом захваљујући увиду у резултате предложеног програмског модула):

- Разлика између врхунског и посматраног постројења долази због, на првом месту, разлике у контроли оптерећења. Постројење које је посматрано кроз ову дисертацију не поседује акумулаторе топлоте, топлотно оптерећење стално осцилује што резултује несталним радом котлова и, надаље, сталним осцилацијама у производњи електричне енергије (и прекидима у производњи исте).
- Врло широк дијапазон између минималног и максималног топлотног оптерећења које „диктира“ конзум (чији је однос 1:10, а неретко и већи) резултује релативно ниским оптималним инсталираним капацитетом у односу на технички могућ. У конкретном случају топлане „Енергетика д.о.о.“ ситуација не би била ништа боља ни да је поменути однос минималног и максималног оптерећења мањи, пошто би

се тада, као лимитирајући фактор, појавила граница инсталираног капацитета према уредби о мерама подстицаја за повлашћене произвођаче електричне енергије.

- Релативно ниска вредност инсталираних снага уређаја за производњу електричне енергије, у односу на максималну вредност топлотне снаге која се испоручује конзуму, резултује ефикасношћу која је значајно нижа од оне коју теорија може да понуди. Потребно је предложити процесне измене како би се утицало на услове потребне да се оствари повољнији однос произведене електричне наспрам произведене топлотне енергије (енг. power-to-heat ratio).
- Кључна мера за унапређење ефикасности система може бити и измена температурног режима мреже система даљинског грејања. Стварањем услова за ниже температурне режиме значајно би се унапредила укупна ефикасност система (новије дистрибутивне мреже у ЕУ раде у 90/40°C режиму (66)).

Из претходно побројаног следи да решење за подизање ефикасности посматране комуналне топлане, поред увођења когенерационих технологија, треба тражити и у системима за управљање производњом, тј. системима који ће, колико је могуће, елиминисати локалне екстремне вредности (пикове) у профилима оптерећења који су карактеристични за садашњи рад котлова и опреме. Надаље, решење се може тражити у промени температурног режима мреже даљинског грејања, што, познајући услове у којима се налази привреда Р. Србије, може бити претежак задатак.

5.2. АНАЛИЗА ОСЕТЉИВОСТИ МАТЕМАТИЧКОГ МОДЕЛА

Уопштено говорећи, током математичке оптимизације постоји корак, између креирања модела и увида у резултате оптимизације, у којем корисник овог приступа нема увид у ток оптимизације. Током поменутог корака решавање математичког модела је препуштено солверима, развијеним од стране компанија тј. програмера, а тек по завршетку овог корака корисник има увид у, углавном, врло детаљне извештаје (попут извештаја приказаног у Прилогу 2 ове дисертације). Свака провера тачности модела полази од кратког извештаја у којем *GAMS* саопштава да је одабрани солвер дошао или није дошао до оптималног решења. Уколико за модел постоји оптимално решење, следе детаљне анализе резултата које *GAMS* генерише у форми извештаја тј. *.lst* датотеке.

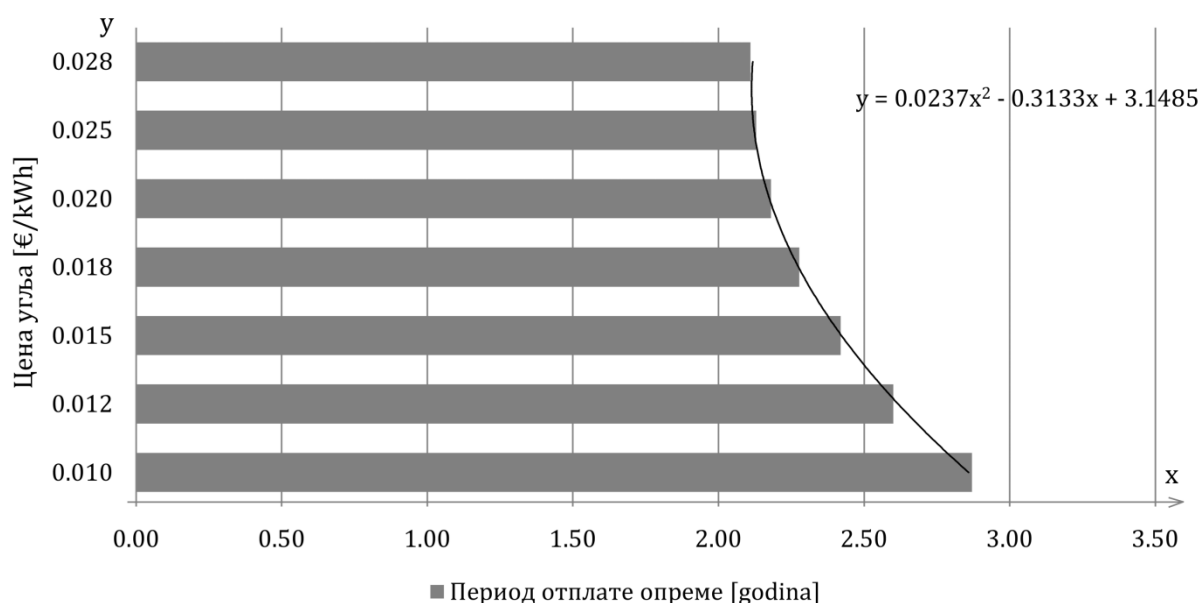
Добијени резултати треба да су логични, у складу са нашим очекивањима и са подацима који су прикупљани у претходном периоду, а када то није случај неопходно је најпре преиспитати очекивања која смо имали, а потом и сам резултат и потенцијалне разлоге за грешку.

Након што се отклоне недоумице, уколико се модел у потпуности уклапа у очекивања и прикупљене измерене податке, а евентуално и даље нисмо сигурни у тачност добијених резултата, добро је да се изврши додатна провера кроз тзв. анализу осетљивости. *Анализа осетљивости се врши варирањем улазних података у корацима од по неколико процената, покретања симулација, а потом праћења како измене улазних података утичу на резултате, тј. на излазне вредности над којима очекујемо утицај варираних улазних параметара.* Уколико математички модел има логичан одзив на промену улазних величина (нпр. раст откупне цене електричне енергије од неколико процената смањује период отплате опреме за неколико месеци), сматра се да је модел адекватан. Уколико се догоди да су резултати нелогични и/или да је осетљивост модела на промену улазних параметара велика тј. да резултати излазе из очекиваних оквира, сматра се да је модел

потребно кориговати. Модел је, такође, потребно кориговати уколико се догоди да решења излазе из домена оптималних решења¹³. Пошто се при анализи резултата моделирања ради са великом количином података, од користи могу бити други софтверски алати попут, на првом месту, Microsoft Excel-а.

На сликама 5.9 до 5.11 приказан је утицај који варирање три одабране променљиве има на одабране резултате симулације и то:

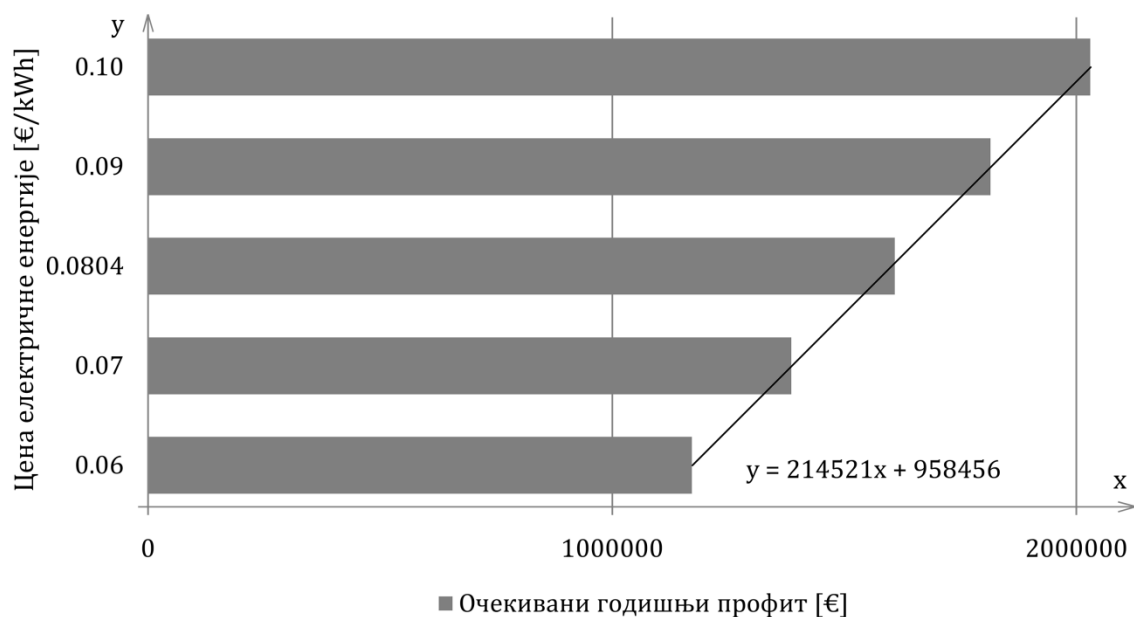
- на слици 5.9 види се како промена цене угља (важећа цена износи 0,018 €/kWh) као основног енергента утиче на период отплате опреме,
- на слици 5.10 види се како промена откупне цене електричне енергије (важећа цена износи 0,0804 €/kWh) утиче на функцију циља тј. на профит који је последица имплементираних мера,
- на слици 5.11 приказан је утицај промене максималног дозвољеног капацитета за финансирање по повлашћеној тарифи (важећа граница износи 10 MW) на предложени оптимални капацитет когенерационог постројења.



Слика 5.9. Осетљивост модела на варирање цене угља [€/kWh]

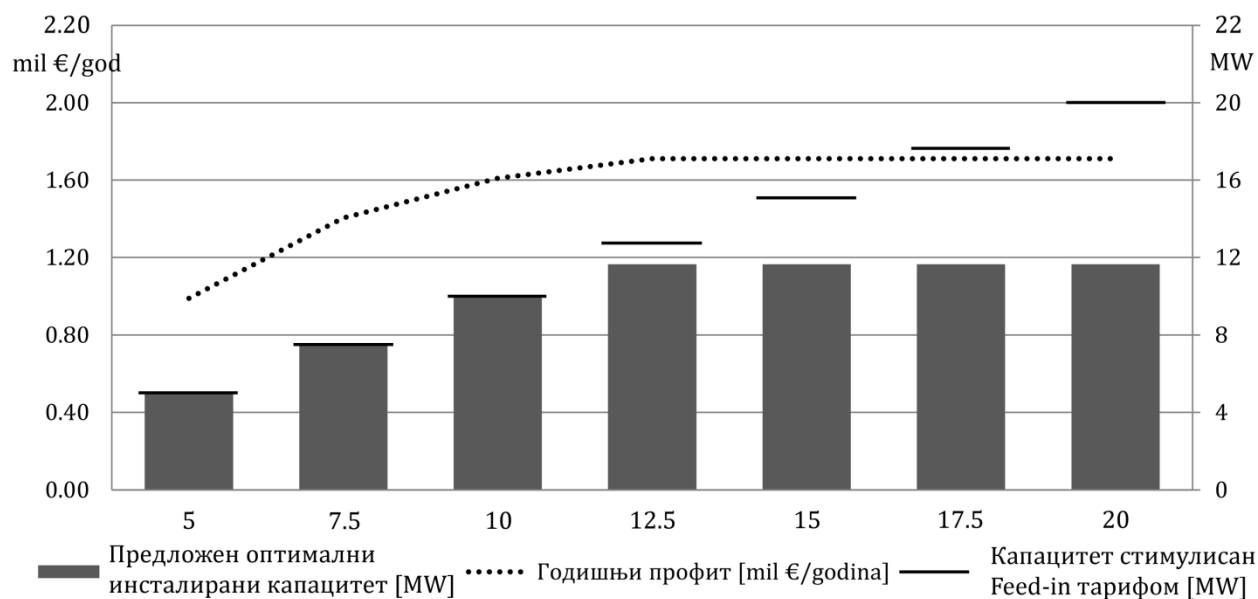
Посматрањем утицаја варирања цена угља, као основног енергента постројења, на очекивани годишњи профит (слика 5.9) тј. период отплате опреме, уочава се очекивано скраћивање периода отплате са растом цене угља, у овом случају, по експоненцијалној зависности.

¹³ По завршеној симулацији GAMS обавештава корисника да је одабрани солвер дошао или да није дошао до оптималног решења.



Слика 5.10. Осетљивост модела на варирање откупне цене електричне енергије [€/kWh]

Варирањем откупне цене електричне енергије уочава се (слика 5.10), такође очекиван, линеаран пораст профита.



Слика 5.11. Осетљивост модела на измене максималног дозвољеног инсталираног капацитета предвиђеног за финансирање подстицајним мерама

У Републици Србији предвиђено је да на подстицајне мере могу рачунати произвођачи који инсталирају когенерационе капацитете снаге не веће од 10 MW (14). На слици 5.11 се види утицај који има промена дефинисане границе (10 MWe) у корацама од по 2,5 MWe. Може се уочити да је, од стране модела предложен оптималан капацитет (са становишта максималног годишњег профита) око 12 MWe без обзира на могућност да се подстицајне тарифе реализују и за веће инсталиране капацитете. Такође, са слике 5.11, види се да је, за све капацитете мање од поменутог (око 12 MWe) модел заузео

максималне дозвољене вредности инсталираног капацитета (тј. вредности предвиђене подстицајним мерама). Јасно је и да се посматрана граница од око 12 MWe односи на улазне податке који се односе на конкретну (посматрану) сезону као и на одабрану функцију циља¹⁴ (максималан годишњи профит) као и да би се та граница променила након редефинисања ових услова.

На основу резултата приказаних на сликама 5.9 до 5.11 закључује се да је модел робустан тј. да добро реагује на промене улазних параметара.

¹⁴ Како је речено у одељку 3.5, модел може имати једну, две или више функција циља у зависности од стратешких циљева компаније. За конкретан модел, познајући стање у топлани „Енергетика д.о.о.“, довољна је и пожељна оптимизација по финансијским параметрима тј. оптимизација је обављена кроз максимизацију годишњег профита који настаје као последица утицаја имплементираних мера.

У свету у којем економијом владају интереси, реч „оптималан“ или „оптимално“ постала је подложна тумачењима, тј. прилагођавању различитим интересима (интересима корпорација, локалних заједница, држава, политичким или другим интересима). Ситуација је слична и када се ради о избору когенерационе опреме за комуналну топлану, због сложености проблема дефинисања оптималног когенерационог потенцијала, лако може доћи до „кривљења“ чињеница и померања значења речи „оптимално“ у неком смеру. Такође, незнање или неразумевање проблема ће помоћи да се ово „кривљење“ лакше одвија.

Овде приказана методологија настала је из потребе да се топлане у Р. Србији заштите од могућности (из њихове позиције гледано – опасности) да, из било ког од горе поменутих разлога, одаберу и купе опрему чији потенцијал није у складу са одабраним критеријумом, тј. са приоритетима сваке појединачне топлане.

На почетку текста, у првом поглављу, дате су опште напомене о когенерацији, преглед стања у развијеним земљама света и преглед стања у Р. Србији. На крају првог поглавља дата су ограничења којима су уже дефинисани услови и околности при којима се методологија предложена овом дисертацијом може применити.

У другом поглављу дат је преглед когенерационих технологија и компоненти когенерационих система које су нашле место примене у топланама.

У трећем поглављу објашњен је проблем дефинисања когенерационог потенцијала топлана, а потом дат увод у основне појмове из области математичке оптимизације и коришћеног софтвера *GAMS*. Предмет истраживања дефинисан је полазним хипотезама које се могу сажети у изјаву: *„Применом постојећих технолошких решења из области когенерационих технологија могуће је подићи енергетску ефикасност и економску исплативост, тј. могуће је подићи укупне показатеље рада комуналних топлана.“*

Да би се доказале полазне хипотезе развијена је методологија у чијем језгру је математички *MINLP* модел, настао као резултат истраживања у предметној дисертацији. Рад софтвера је тестиран на подацима о раду котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца која, по својој величини (310 MWt) и по сложености процеса који се у њој одвијају, може представљати референтну котларницу Р. Србије у домену топлана велике снаге.

При развоју предложеног софтвера посебно се водило рачуна о:

- потребној количини података за одабир оптималне когенерационе конфигурације, тако да довољни подаци обухватају технолошку схему постројења и историјске податке о испоруци топлотне енергије потрошачима на сатном нивоу,
- могућности да се котларница сагледа као функционална целина, са свим трансформацијама енергије које се у њој дешавају као и свим везама између појединих техничко-технолошких подструктура,
- могућности за сагледавање промена које поједине технолошке измене доносе систему,

- употребној вредности софтвера, па је омогућено разумно лако прилагођавање софтвера другим конфигурацијама, тј. другим топланама,
- могућности да софтвер равноправно сагледа финансијске и техничке параметре који су битни за комуналну топлану и,
- поузданости и тачности софтвера и могућности за транспарентан увид у резултате анализе.

Поштујући на почетку дефинисане циљеве и ограничења која су представљена на крају поглавља 2, развијен је и тестиран математички модел и софтвер који је у интегралном облику, као Додатак 1, укључен у овај текст.

У петом поглављу урађена је провера предложеног софтвера уз употребу прикупљених података из котларнице „Матична локација“ топлане „Енергетика д.о.о.“ из Крагујевца. Провера је обављена:

- увидом у тренд променљивих величина које зависе од времена,
- увидом у расподелу протока, енталпија и температура за одабране сате у години,
- анализом резултата добијених за бинарне променљиве,
- поређењем реалне потрошње угља са резултатима које је за потрошњу угља дао предложени софтвер,
- анализом одзива предложеног софтвера на промену појединачних улазних величина (анализа осетљивости модела) уз закључак да је модел робустан.

Захваљујући детаљном увиду у резултате оптимизације (Додатак 2) по различитим критеријумима закључено је да:

- улагање у когенерационе технологије може резултовати профитом и, у конкретном случају, због специфичности постројења која се огледа у постојању великог дела неопходне опреме, релативно кратким периодом отплате опреме (нешто више од 2. године);
- моделом предложено оптимално постројење, у складу са схемом надграђеног постројења датом у одељку 4.1, састоји се од две противпритисне турбине и једне гасне турбине које би укупно произвеле 25,63 GWh електричне енергије,
- инсталацијом турбина оптималне снаге могуће је постићи, у нашим условима, релативно високе степене корисности рада постројења (64%).

Поред провере, у поглављу 5 су побројане и остале мере којима се може утицати на повећање ефикасности топлане уз објашњење да је, кад је то могуће, тим мерама потребно дати приоритет у односу на когенерацију. У сваком случају, когенерациони потенцијал предложеном методологијом дефинише се у односу на основни сценарио (какав год он да јесте, са или без претходно имплементираних мера енергетске ефикасности). Једном дефинисан оптимални капацитет, уколико су припадајући економски показатељи повољни, представља кључ за успешно унапређење енергетске ефикасности топлане. Уколико дође до инвестирања у когенерациони систем предложене (оптималне) снаге и конфигурације, отпочињањем производње електричне енергије створиће се услови да предметна топлана буде конкурентнија тј. да стабилније послује.

ПРЕДНОСТИ И СЛАБОСТИ ПРЕДЛОЖЕНЕ МЕТОДОЛОГИЈЕ

Математичка оптимизација је приступ чији потенцијал и важност расту у сваком погледу. Основне предности приступа су у томе што:

- нуди могућност дубљег упознавања са проблемом кроз:
 - суштински бољу интерпретацију (кроз надграђени модел),
 - нужност задовољавања свих постављених ограничења (физичких, процесних, економских, еколошких...),
 - отварање могућности за усмерено експериментисање и
 - отварање могућности за развој нових идеја;
- нуди могућност за доношење одлука базираних на различитим параметрима које је могуће квантификовати (профит, произведена количина енергије, потрошена количина горива и сл.);
- могућност да једном написан модел буде ревидиран, проширен или унапређен тј. да увек одражава предмет оптимизације.

Поред предности, математичко програмирање има низ слабости чије непознавање или игнорисање може да утиче на валидност решења:

- Корисник углавном нема увид у сам процес оптимизације, јер написан програмски код једном препуштен неком од солвера практично излази из зоне утицаја корисника и такво стање траје све док корисник не добије резултате оптимизације. Утицај корисника на тачност резултата зависи од тога колико корисник разуме проблем и поступак моделирања. Слабост приступа се огледа у чињеници да ће резултате (највероватније) добити и корисник који није адекватно моделирао систем па, уколико нису спроведене провере модела, може доћи до грешке у одлучивању и до опредељивања за постројење/опрему/режим рада који не представља оптимално решење проблема.
- Неконвексност модела¹⁵ – модел постаје тежак за решавање, тј. добијено решење је потенцијално уско локалног карактера што за последицу има да свака промена улазних величина резултује неприхватљивим осцилацијама резултата оптимизације. Решење за неконвексност може бити линеаризација ограничења тј. превођење неких нелинеарних ограничења у линеарна ограничења. Такође, решење за модел за који се утврди да је неконвексан може бити увођење нових ограничења а, уколико то није могуће, фиксирање неких променљивих или ограничавање неких променљивих на позитивне вредности је такође прихватљиво решење. Нежељени ефекат фиксирања променљиве је практично губитак те променљиве тј. претварање реалне променљиве у систему у неку предефинисану константу, што, иако може резултовати робуснијим моделом система, доводи до одступања модела од реалног стања.
- Резултати примене модела су последица улазних података. Модел је само у одређеној мери могуће снабдети улазним подацима довољне тачности док неке улазне величине, које је тешко адекватно проценити или предвидети (попут кретања цена енергената) сасвим сигурно уносе неизвесност у модел. Иако ова слабост није ексклузивно везана за математичко програмирање већ се може рећи да је општег карактера, треба имати у виду да непоуздани, неадекватни или

¹⁵ Скуп је конвексан уколико важи да за сваки пар тачака које припадају скупу и све тачке праве дужи која спаја те две тачке припада том скупу.

неизвесни улазни подаци (нпр. историјски подаци, цена опреме, подаци усвојени из литературе и други подаци) могу навести модел да сугерише неизводљиво или неисплативо решење.

СМЕРНИЦЕ ЗА БУДУЋА ИСТРАЖИВАЊА

Дефинисана методологија оставља многа отворена питања, чијим решавањем се предложеном моделу могу донети нови квалитети. Нека од општих питања су:

- Да ли би детаљнији модел резултовао бољим резултатима и, ако да, у којем правцу?
- Кад се говори о нивоу моделирања појединачних компоненти, колико детаљно моделирање је довољно добро моделирање?
- Који кораци могу да се предузму како би се модел поједноставио и скратило време његовог решавања?

Такође, постоје отворена питања која су од значаја за програмски модул:

- Каква би добит била од замене противпритисних парних турбина кондензационим турбинама са једним или више контролираних или неконтролисаних одвајања паре, или, уопштено, које су све могуће технолошке варијације постројења и какви су потенцијали тих нових „постројења“, нпр. могу ли се гасне турбине успешно заменити гасним моторима у техничком и у економском смислу?
- Каква добит се може очекивати од увођења у систем акумулатора топлоте и друге опреме за управљање оптерећењем?
- Каква добит се може очекивати ако се напори усмере директно на оптимизацију рада управљачког система, тј. може ли се оптимизацијом управљачког система и у којој мери утицати на период отплате опреме?
- Поред годишњег прихода који је постављен као циљ оптимизације, какве су перформансе приказаног предлога постројења по осталим могућим критеријумима: еколошком критеријуму, критеријуму максималног искоришћења опреме, критеријуму минималног периода отплате или нпр. критеријуму минималног инвестирања?

Могућности проширења конзума зарад повећања броја радних сати опреме током године, тј. зарад повећања исплативости улагања, један је од отворених праваца којим се могу кретати домаће ТО-ТЕ. Због више разлога (углавном инвестиционих и разлога који се тичу временских оквира, законско – политичке подршке и других), током израде ове методологије оваква могућност није разматрана. Неузимање у обзир ове, очигледно добре прилике за развој, оставља простор за унапређење предложеног приступа.

СПИСАК КОРИШЋЕНЕ ЛИТЕРАТУРЕ

1. **UNEP United Nations Environmental Program.** *Energy Technology Fact Sheet, Cogeneration.* Division of Technology, Industry and Economy. 2009.
 2. *Method for optimal design of pipes for low-energy district heating, with focus on heat losses.* **A. Dalla Rosa, H. Li, S. Svendsen.** 5, May 2011, *Energy*, Vol. 36, pp. 2407-2418.
 3. *Controller tuning of district heating networks using experiment design techniques.* **László Dobos, János Abonyi.** 8, s.l. : *Energy*, August 2011, Vol. 36, pp. 4633-4639.
 4. *Energy conservation measures in buildings heated by district heating – A local energy system perspective.* **Kristina Difs, Marcus Bennstam, Louise Trygg, Lena Nordenstam.** 8, s.l. : *Energy*, August 2010, Vol. 35, pp. 3194-3203.
 5. **Европска комисија.** DIRECTIVE 2004/8/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. s.l. : Official Journal of the European Union, 2004.
 6. **European Parliament and Council.** 2008/952/EC Detailed guidelines for the implementation and application of Annex II to Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council. s.l. : Official Journal of the European Union, 2008.
 7. **US (United States Government).** Executive Order 13624: Accelerating investment in industrial energy efficiency. s.l. : Federal Register, Washington, 2012.
 8. **Ministry of Finance, Ministry of Housing and Urban-Rural Development, Government of China, Beijing.** Guiding Opinions on the Deployment of Gas-Fired Distributed Energy. s.l. : NDRC (National Development and Reform Commission), 2011.
 9. **Government of Japan, Tokyo.** , Innovative Strategy for Energy and the Environment. s.l. : EEC (Energy and Environment Council), 2012.
 10. **Европски парламент.** Directive of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Brussels : Official Journal of the European Union, 2012.
 11. *Cogeneration and the new EU energy strategy.* **Fiona, Riddoch.** јануар-фебруар 2011, *Cogeneration and On-site Power Production*, p. 24.
 12. **CODE project report.** *European summary report on CHP support schemes - A comparison of 27 national support mechanisms.* 2010. www.code-project.eu.
 13. **International Energy Agency.** *Cogeneration and District Energy.* s.l. : IEA, 2009.
 14. **Влада Републике Србије.** *Уредба о изменама и допунама Уредбе о утврђивању програма остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године, Програм остваривања стратегије.* Београд : Влада Републике Србије, 2010.
 15. **Михајло Гаврић, Александар Влајчић и Братислав Чеперковић.** *Зелена књига ЕПС-а.* Београд : Електропривреда Србије - ЕПС, 2009.
-

16. **Влада Републике Србије**. Уредба о утврђивању програма остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период 2007. до 2012. године. Београд : Сл. гласник РС, 2010. 27/2010.
17. *Потенцијал когенерације топлотне и електричне енергије у Србији*. др., **М. М. Месаровић и**. Београд : Термотехника, 2011, Vol. 2, pp. 197-209. UDC: 620.97/.98:504.7:332.155.
18. **Миодраг Месаровић, Милан Ђаловић**. *Потенцијал когенерације топлотне и електричне енергије у Србији*. Београд : Енергопројект - НИРЦ, 2007.
19. **Reinhard Madlener, Christiane Schmid**. *Combined Heat and Power Generation in Liberalised Markets and a Carbon-Constrained World*. s.l. : GAIA, 2003.
20. **IEA**. *Combined Heat and Power*. s.l. : International Energy Agency, 2008.
21. **Reinhard Madlener, Günther Westner**. *Development of Cogeneration in Germany: A Dynamic Portfolio Analysis Based on the New Regulatory Framework*. Munich, Germany : E.ON Energy Research Center, 2010.
22. **Petchers, Neil**. *Combined heating, cooling & power handbook : technologies and applications: an integrated approach to energy conservation/resource optimization* . s.l. : The Fairmont Press , 2003.
23. **U. S. Environmental Protection Agency**. Catalog of CHP Technologies. Arlington, Virginia : Energy and Environmental Analysis, 2008.
24. *Парнотурбинске технологије у когенерационим поступцима*. **Кончаловић Давор, Бабић Милун, Гордић Душан, Јелић Дубравка, Бошковић Горан, Вукашиновић Владимир**. 15, s.l. : Енергија, економија и екологија, 2012, Vol. 2, pp. 142-147. ISSN 0354-8651.
25. **Siemens AG, Energy Sector**. *Siemens Steam Turbine SST-6000 series*. [Brochure] Erlangen, Germany : s.n., 2010.
26. **Zvonko, Elčić**. *Parne turbine*. Karlovac : ABB, 1995.
27. **Kawasaki Heavy Industries, TLD**. *Kawasaki Gas Turbine Generator Sets*. s.l. : Kawasaki Heavy Industries, Ltd. Gas Turbine Division, 2012.
28. **European Parliament and Council**. Directive 2012/27/EU of The European Parliament and of the Council. s.l. : Official Journal of the European Union, 2012.
29. *An investigation of the factors that determine the attractiveness of cogeneration*. **Roy-Aikins, J. E. A.** s.l. : Heat Recovery Systems & CHP, 1995, Vol. 15, pp. 473-480.
30. **Mathaeus, Thorsten**. Optimizing power plant performance for energy efficiency. *ABB conversations*. [Online] 8 7, 2013. [Cited: 1 14, 2014.] <http://www.abb-conversations.com/2013/08/optimizing-power-plant-performance-for-energy-efficiency/>.
31. **Flin, David**. *Cogeneration - A user's guide*. Herts, United Kingdom : The Institution of Engineering and Technology (www.theiet.org), 2010.
32. **С. Крчевинац, М. Чангаловић, Б. Ковачевић-Вујчић, М. Мартић, М. Вујошевић**. *Операциона истраживања 1*. Београд : Факултет организационих наука, 2009.
-

33. **McCarl, Bruce A.** McCarl Expanded GAMS User Guide, Version 24.0. [Online] 2013. http://www.gams.com/mccarl/mccarlhtml/gams_user_guide_2005.htm.
34. *Modelling of steam turbines for mixed integer nonlinear programming (MINLP) in design and off-design conditions of CHP plants.* **T-M. Tveit, T. Savola, C-J. Fogelholm.** Trondheim, Norway : Proceedings of the SIMS 2005 – 46th Conference on Simulation and Modeling, 2005.
35. *A Rigorous MINLP Model for the Optimal Synthesis and Operation of Utility Plants.* **J.C. Bruno, F. Fernandez, F. Castells, I.E. Grossmann.** 3, s.l. : Chemical Engineering Research and Design, March 1998, Vol. 76, pp. 246-258.
36. **Marc Jüdes, Stefan Vigerske, George Tsatsaronis.** Optimization of the Design and Partial-Load Operation of Power Plants Using Mixed-Integer Nonlinear Programming. *Optimization in the Energy Industry.* Berlin : Springer Berlin Heidelberg, 2009.
37. *The optimal synthesis of steam and power plants.* **M. Nishio, A. I. Jonhson.** Denver, USA : 2nd Pacific Chemical Engineering Congress, 1977, Vol. 2, pp. 726-729.
38. *Computer-aided synthesis and design of plant utility systems.* **T. Petroulas, G. V. Reklaitis.** s.l. : AiChE Journal, 1984, pp. 69-78.
39. *A structural optimization approach in process synthesis.* **S. A. Papoulias, I. E. Grossmann.** s.l. : Computers and Chemical Engineering, 1983, Vol. 7, pp. 695-706.
40. *Mixed integer non-linear programming and its applications to the management of utility networks.* **Kalitventzeff, B.** s.l. : Engineering Optimization, 1991, Vol. 18, pp. 183-207.
41. *Mixed-integer nonlinear programming techniques for process system engineering.* **I. E. Grossmann, Z. Karavanja.** s.l. : Computers and Chemical Engineering, 1995, Vol. 19, pp. 189-204.
42. *New trends in optimization-based approach to process synthesis.* **I. E. Grossmann, M. M. Daichendt.** s.l. : Computer and Chemical Engineering, 1996, Vol. 20, pp. 665-683.
43. *A rigorous MINLP model for the optimal synthesis and operation of utility plants.* **J. C. Bruno, F. Fernandez, F. Castells, I. E. Grossmann.** s.l. : Transactions of the Institute of Chemical Engineers, 1998, pp. 246-258.
44. *Optimal gas turbine integration to the process industries.* **J. Manninen, X. X. Zhu.** s.l. : Industrial and Engineering Chemical Research, 1999, pp. 4317-4329.
45. *Optimal flowsheet synthesis for power station design considering overall integration.* **J. Manninen, X. X. Zhu.** s.l. : Energy, 1999, pp. 451-478.
46. **Savola, Tuula.** Modelling biomass-fuelled small-scale CHP plants for process synthesis optimisation - Doctoral Dissertation. Helsinki : Helsinki University of Technology, 2007. ISBN 978-951-22-8801-4.
47. *MINLP optimisation model for increased power production in small-scale CHP plants.* **Tuula Savola, Carl-Johan Fogelholm.** 1, s.l. : Applied Thermal Engineering, 2007, Vol. 27, pp. 89-99. 10.1016/j.applthermaleng.2006.05.002.
48. *A MINLP model including the pressure levels and multiperiods for CHP process optimisation.* **Tuula Savola, Tor-Martin Tveit, Carl-Johan Fogelholm.** s.l. : Applied Thermal Engineering, 2007, Vol. 27. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2007.01.002.
-

49. *Off-design simulation and mathematical modeling of small-scale CHP plants at part loads.* **Tuula Savola, Ilkka Keppo.** 8-9, s.l. : Applied Thermal Engineering, 2005, Vol. 25, pp. 1219-1232. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2004.08.009.
50. *Increased power to heat ratio of small scale CHP plants using biomass fuels and natural gas.* **Tuula Savola, Carl-Johan Fogelholm.** 18-19, s.l. : Energy Conversion and Management, 2006, Vol. 47, pp. 3105-3118. DOI: 10.1016/j.enconman.2006.03.005.
51. **GAMS.** An Introduction to GAMS. [Online] [Cited: 10 1, 2013.] <http://www.gams.com/docs/intro.htm>.
52. **NEOS.** [Online] <http://neos-server.org/neos/>.
53. **Google.** Google Refine. [Online] <https://code.google.com/p/google-refine/>.
54. *Integrating Energy and Environmental Management in Wood Furniture Industry.* **Dušan Gordić, Milun Babić, Dubravka Jelić, Davor Končalović, Vladimir Vukašinić.** s.l. : The Scientific World Journal, 2014, Vol. 2014, p. 18 pages. doi:10.1155/2014/596958.
55. *Analysis of the electricity production potential in the case of retrofit of steam turbines in a district heating company.* **Milun J. BABIĆ, Dušan R. GORDIĆ, Dubravka N. JELIĆ, Davor N. KONČALOVIĆ.** Belgrade : THERMAL SCIENCE, 2010, Vol. 14. DOI: 10.2298/TSCI100415027B.
56. *A replacement for the logarithmic mean.* **Paterson, W.R.** 11, s.l. : Chemical Engineering Science, 1984, Vol. 39, pp. 1635-1636. DOI: 10.1016/0009-2509(84)80090-1.
57. **Elliott Froup.** [Online] <http://www.elliott-turbo.com/>.
58. *A new conceptual tool for the analysis and optimisation of steam turbine networks in chemical process industries: Part I principles and construction procedure.* **S.P Mavromatis, A.C Kokossis.** s.l. : Chemical Engineering Science, 1998, pp. 1405-1434.
59. **Solar Turbines.** [Online] <http://mysolar.cat.com/>.
60. *Simplified Equations for Saturated Steam Properties for Simulation Purpose.* **Marwan Affandi, Normahira Mamat, Siti Nurul Aqmariah Mohd Kanafiah, Nurul Syahirah Khalid.** s.l. : Procedia Engineering, 2013, Vol. 53, pp. 722-726. ISSN 1877-7058.
61. *Computation Thermodynamic Properties of Superheated Water Far from Critical Region.* **Al-Hamdi, Tawfeeq Kadheem Faleh.** 3, s.l. : Journal of Engineering and Development, 2011, Vol. 15. ISSN 1813-7822.
62. *Manufacturing cost of Shell and Tube Heat Exchangers with paralel Helical Tube Coils.* **Rakonjac IM, et al.** 2012, 2nd International Conference Manufacturing Engineering & Management, pp. 151-154. ISBN 978-80-553-1216-3.
63. **GTW - Gas Turbine World.** *GTW Handbook.* Fairfield, CT, USA : Pequot Publishing, 2003.
64. **Pauschert, Dirk.** *Study of Equipment Prices in the Power Sector.* Washington, D.C., USA : The International Bank for Reconstruction and Development, ESMAP - Energy Sector Management Assistance Program, 2009.
65. *Optimization of parameters for heat recovery steam generator (HRSG) in combined cycle plants.* **Muammer Alus, Milan V. Petrovic.** s.l. : PowerPlants2010, 2010.
-

66. **International Energy Agency.** *Linking Heat and Electricity Systems.* Paris : IEA, 2014.

67. **Jeżowski, Stanisław Sieniutycz and Jacek.** *Energy Optimization in Process Systems.* s.l. : Elsevier, 2009. ISBN 978-0-08-045141-1.

ПРИЛОГ 1

Програмски код у GAMS програмском језику

Напомене:

За разумевање овог програмског кода потребно је користити раније дат схематски приказ надграђеног модела (поглавље 4.1.) као и списак ознака коришћених у GAMS коду са почетка овог рада. Од помоћи може бити и Прилог 3 у којем је дато кратко упутство за разумевање GAMS синтаксе.

Уколико у *првој колони* одређеног реда стоји ознака // тај ред је изузет из програмског кода и остављен као проверена, али алтернативна могућност. Уколико у *првој колони* неког реда стоји * тај ред програмског кода је игнорисан од стране солвера (ту је због прегледности или потребног појашњења).

```
$TITLE MINLP model of CHP in DH facility
$eolcom //

option limrow = 100;
option limcol = 100;

option reslim = 1000000;

$offlisting

$ontext
version: 075
date: 02-september-14
author of this version: Davor Koncalovic, davor.koncalovic@gmail.com
based on: previous version 074
$offtext

$if not set maxh $set maxh 8784

*           "Methodology for determination of combined heat and power
*           potential in district heating system"

SETS

h TIME           /h1*h%maxh%/

u UNITS          /HPST11, HPST12, LPST1, HPST2, LPST2,GT1, GT2,HEhot,
                 HEcold, CONDENSER, ECONOMISER1, EVAPORATOR1,
                 SUPERHEATER1, ECONOMISER2, EVAPORATOR2, SUPERHEATER2,
                 FURNACE, PUMP2, PUMP4/

new(u)          /HPST11, HPST12, LPST1, HPST2, LPST2, GT1, GT2,
                 ECONOMISER2, EVAPORATOR2, SUPERHEATER2, HEhot, HEcold/

BLOCK(new)      /ECONOMISER2, EVAPORATOR2, SUPERHEATER2, HPST2/
```

U_L(u) /ECONOMISER1, EVAPORATOR1, SUPERHEATER1, FURNACE,
 ECONOMISER2, EVAPORATOR2, SUPERHEATER2/

U_R(u) /ECONOMISER1, EVAPORATOR1, SUPERHEATER1, HPST11,
 HPST12, ECONOMISER2,
 EVAPORATOR2, SUPERHEATER2, HPST2/

HRSG_B(u) /ECONOMISER1, EVAPORATOR1, SUPERHEATER1, ECONOMISER2,
 EVAPORATOR2, SUPERHEATER2/

STGT(new) /HPST11, HPST12, LPST1, HPST2, LPST2, GT1, GT2/

STGT_0_1(STGT) /HPST12, LPST1, HPST2, LPST2, GT1, GT2/

GT(STGT) /GT1, GT2/

ST(STGT) /HPST11, HPST12, LPST1, HPST2, LPST2/

Furnaces(u) /FURNACE/

s STREAMS /coal, ash, NG1, NG2, Air1, Air2, Air3, EXG1, FG1,
 FG2, FG3, FG4, FG6, FG7, FG8, FG9, DHW0, DHW1, DHW2,
 SatS1, SatS3, SuperS1, SuperS11, SuperS12, SuperS13,
 SuperS14, SuperS2, SuperS21, SuperS22, SuperS3,
 SuperS4, SuperS41, SuperS42, SuperS5, WetS1, WetS2,
 WetS3, WetS4, FW00, FW01, FW02, FW03, FW04, FW2, FW3,
 FW4, FW5/

air(s) /Air1, Air2, Air3/

GTair(air) /Air1, Air2/

fuel(s) /coal, NG1, NG2/

NG(fuel) /NG1, NG2/

stream(s) Streams excluding fuels
 /Air1, Air2, Air3, EXG1, FG1, FG2, FG3, FG4, FG6, FG7,
 FG8, FG9, DHW0, DHW1, DHW2, SatS1, SatS3, SuperS1,
 SuperS11, SuperS12, SuperS13, SuperS14, SuperS2,
 SuperS21, SuperS22, SuperS3, SuperS4, SuperS41,
 SuperS42, SuperS5, WetS1, WetS2, WetS3, WetS4, FW00,
 FW01, FW02, FW03, FW04, FW2, FW3, FW4, FW5/

WS(stream) Water and steam streams
 /DHW0, DHW1, DHW2, SatS1, SatS3, SuperS1, SuperS11,
 SuperS12, SuperS13, SuperS14, SuperS2, SuperS21,
 SuperS22, SuperS3, SuperS4, SuperS41, SuperS42,
 SuperS5, WetS1, WetS2, WetS3, WetS4, FW00, FW01, FW02,
 FW03, FW04, FW2, FW3, FW4, FW5/

CERTAIN(WS) /DHW0, DHW1, DHW2, SatS1, SuperS1, SuperS11, SuperS13,
 SuperS2, SuperS21, SuperS22, SuperS5, WetS1, WetS2,
 WetS4, FW00, FW01, FW03, FW2, FW3/

S_L(stream) /FG1, FG2, FG3, FG4, FG6, FG7, FG8, FG9/

S_R(WS)	/FW2, FW3, SatS1, SuperS1, SuperS2, FW4, FW5, SatS3, SuperS3, SuperS4/
Wet(WS)	/WetS1, WetS2, WetS3/
WetSum(WS)	/WetS4/
Sat(WS)	/SatS1, SatS3/
Super(WS)	/SuperS1, SuperS11, SuperS12, SuperS3, SuperS13, SuperS14, SuperS2, SuperS21, SuperS22, SuperS4, SuperS41, SuperS42/
Super40(WS)	/SuperS1, SuperS11, SuperS12, SuperS3/
Super6(WS)	/SuperS13, SuperS14, SuperS2, SuperS21, SuperS22, SuperS4, SuperS41, SuperS42/
SuperSum(WS)	/SuperS2, SuperS5/
FWater(WS) 40 bar	/FW00, FW01, FW02, FW03, FW04, FW3, FW5/
FWsum(WS)	/FW2, FW4/
DHwater(WS) 6 bar	/DHW0, DHW1, DHW2/
INmass(u, s)	/HPST11.SUPERS11 HPST12.SUPERS12 LPST1.SuperS22 HPST2.SuperS3 LPST2.SuperS42 GT1.(NG1,AIR1) GT2.(NG2,AIR2) HEhot.SuperS5 HEcold.DHW1 ECONOMISER1.(FW2,FG3) EVAPORATOR1.(FW3,FG2) SUPERHEATER1.(SATS1,FG1) ECONOMISER2.(FW4,FG8) EVAPORATOR2.(FW5,FG7) SUPERHEATER2.(FG6,SATS3) FURNACE.(COAL,AIR3,EXG1) CONDENSER.(DHW0,WETS4,WETS1) PUMP2.FW01 PUMP4.FW02/
OUTmass(u, s)	/HPST11.SuperS13 HPST12.SuperS14 LPST1.WETS2 HPST2.SuperS4 LPST2.WETS3 GT1.EXG1 GT2.FG6 HEhot.WetS1 HEcold.DHW2 ECONOMISER1.(FW3,FG4)

EVAPORATOR1. (SATS1,FG3)
 SUPERHEATER1. (FG2,SUPERS1)
 ECONOMISER2. (FG9,FW5)
 EVAPORATOR2. (FG8,SATS3)
 SUPERHEATER2. (FG7,SUPERS3)
 FURNACE. (FG1,ASH)
 CONDENSER. (DHW1,FW00)
 PUMP2.FW03
 PUMP4.FW04/

SPLITnodes /Split1, Split2, Split3, Cplit4/

MIXnodes /Mix1, Mix2, Mix3, Mix4, Mix5/

SplitIN(SPLITnodes,s) /Split1.SuperS1
 Split2.FW00
 Split3.SuperS2
 Split4.SuperS4/

SplitOUT(SPLITnodes,s) /Split1. (SuperS11,SuperS12)
 Split2. (FW02,FW01)
 Split3. (SuperS21,SuperS22)
 Split4. (SuperS41,SuperS42)/

MixIN(MIXnodes,s) /Mix1. (SuperS21,SuperS41)
 Mix2. (WetS2,WetS3)
 Mix3.FW04
 Mix4.FW03
 Mix5. (SuperS13,SuperS14)/

MixOUT(MIXnodes,s) /Mix1.SuperS5
 Mix2.WetS4
 Mix3.FW4
 Mix4.FW2
 Mix5.SuperS2/;

SCALARS

treturn	Return temp of the DH water [C]	/75/
deltat	Temp. difference in HE [C]	/4/
ashpercentage	Percentage of ash being produced [%]	/14/
ngen	Efficiency of the generator	/0.97/
U_DHE	H. transf. coef. for DH EX [kWperm2K]	/4/
cel	Electricity price [€/perkWh]	/0.0804/
feedin	Max. allowed capacity for Feed-In [kW]	/10000/
IC	Internal consumption of electricity [%]	/8/
a	Annuity factor	/0.0625/
nGT	Power production efficiency of GT	/0.24/
tGTexh	Temperature of GT exhaust gases [C]	/480/
tref	Reference temperature [C]	/0/
tairin	T. of the air used for combustion [C]	/10/
excessair	Excess air for coal combustion [%]	/1.8/
AFratioCoal	A to F ratio for coal comb [kgperkg]	/8/
AFratioNG	Stoic. ratio for NG comb. [kgperkg]	/17.2/
GTExcessAir	Excess air needed for GT combustion [%]	/280/
GT_O2	O2 content in GT exhaust gases [mass%]	/15/;

PARAMETERS

cost(fuel)	Cost of fuel [€/perkWh] /coal	0.016
	NG1	0.023
	NG2	0.023/
HRSGcost(HRSG_B)	Specific cost of HRSG components [€ per m2]	
	/ECONOMISER2	45.7
	EVAPORATOR2	34.8
	SUPERHEATER2	96.2/
lhv(fuel)	Lower heating value of fuel [kJperkg]	
	/coal	19000
	NG1	47140
	NG2	47140/
cp(stream)	Spec. heat capacity of gas [kJperkgK]	
	/AIR1	1.005
	AIR2	1.005
	AIR3	1.005
	FG1	1.290
	FG2	1.230
	FG3	1.180
	FG4	1.120
	FG6	1.150
	FG7	1.120
	FG8	1.090
	FG9	1.080
	EXG1	1.190/
U_val(HRSG_B)	U value for HRSG and Boiler components [kW per m2K]	
	/ECONOMISER1	0.420
	EVAPORATOR1	0.430
	SUPERHEATER1	0.500
	ECONOMISER2	0.420
	EVAPORATOR2	0.430
	SUPERHEATER2	0.500/
min(STGT)	Minimal load of STGT unit [%]	
	/HPST11	0.25
	HPST12	0.25
	LPST1	0.25
	HPST2	0.25
	LPST2	0.25
	GT1	0.4
	GT2	0.4/;

\$include heatdemand.gms

VARIABLES

GOAL	gain from implemented measures per year [€]
m(h,s)	mass flow of stream s [kg per s]
enth(h,WS)	specific enthalpy of stream 'WS' [kJ per kg]
output(h,STGT)	power output from power producing unit [kW]
routput(STGT)	rated output of STGT unit [kW]
t(h,s)	temperature of stream 'stream' [C]
A_DHE	heat exchanger area [m2]
deltatln(h)	log mean temperature difference in heat exchanger
Area(HRSG_B)	area of HRSG and Boiler components [m2]
Price(new)	cost of unit new(u) [€]
y(new)	binary variable for unit new(u) (new unit)
HeatDemHE(h)	part of DH heat demand covered by heat exchanger [kW]
HeatDemCON(h)	part of DH heat demand covered by condenser [kW]

ON_OFF(h,STGT) binary variable for STGT ONOFF definition;

BINARY VARIABLES

y binary variable for unit u (new unit)
ON_OFF binary variable related to ON_OFF state of STGT;

POSITIVE VARIABLES

m
enth
output
routput
t
A_DHE
Area
HeatDemHE
HeatDemCON;

*** GENERAL BOUNDS**

GOAL.up = 1e9;
t.up(h,WS) = 700;
t.lo(h,CERTAIN)\$ (heatdemand(h) gt 0) = 10;
t.fx(h,'DHW0') = 75;
A_DHE.lo = 0.1;
A_DHE.l = 1.25;
A_DHE.up = 600;

*** BOUNDS ON OTHER VARIABLES**

output.up(h,STGT) = 10000;
routput.up(STGT) = 10000;
routput.lo('HPST11') = 1000;
deltaTln.up(h) = 450;
deltaTln.l(h)\$ (heatdemand(h) gt 0) = 200;
deltaTln.lo(h)\$ (heatdemand(h) gt 0) = 100;
deltaTln.fx(h)\$ (heatdemand(h) eq 0) = 0;
Area.up(HRSG_B) = 50000;
Area.lo(HRSG_B) = 0;
HeatDemCON.up(h) = 135000;
HeatDemHE.up(h) = 135000;
HeatDemHE.l(h)\$ (heatdemand(h) gt 0) = 1000;
HeatDemHE.lo(h)\$ (heatdemand(h) gt 0) = 10;
HeatDemHE.fx(h)\$ (heatdemand(h) eq 0) = 0;

*** ASSIGNED FIXED VALUES FOR BINARY VARIABLES**

y.fx('HEhot') = 1;
y.fx('HEcold') = 1;
y.fx('HPST11') = 1;
ON_OFF.fx(h,'HPST11') = 1;

*** DISTRICT HEATING WATER BOUNDS**

m.lo(h,"DHW0")\$ (heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h,"DHW1")\$ (heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h,"DHW2")\$ (heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.up(h,"DHW0") = 10000;
m.up(h,"DHW1") = 10000;
m.up(h,"DHW2") = 10000;
t.up(h,"DHW0") = 100;

```
t.up(h, "DHW1") = 120;
t.up(h, "DHW2") = 180;
t.lo(h, "DHW0") $(heatdemand(h) gt 0) = 60;
t.lo(h, "DHW1") $(heatdemand(h) gt 0) = 80;
t.lo(h, "DHW2") $(heatdemand(h) gt 0) = 100;
```

*** BOUNDS ON STEAM PROPERTIES**

```
m.up(h, "SatS1") = 200;
m.up(h, "SuperS1") = 200;
m.up(h, "SuperS2") = 200;
m.up(h, "SuperS21") = 200;
m.up(h, "SuperS22") = 200;
m.up(h, "SuperS5") = 200;
m.l(h, "SuperS5") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "SatS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "SuperS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "SuperS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "SuperS21") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "SuperS22") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.lo(h, "SatS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "SuperS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "SuperS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "SuperS21") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "SuperS5") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
```

```
m.up(h, "WetS1") = 300;
m.up(h, "WetS2") = 300;
m.up(h, "WetS4") = 300;
```

```
m.l(h, "WetS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "WetS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "WetS4") $(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.lo(h, "WetS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
t.up(h, "SatS1") = 260;
t.lo(h, "SatS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
```

```
t.up(h, "SuperS1") = 430;
t.up(h, "SuperS11") = 430;
t.up(h, "SuperS12") = 430;
t.up(h, "SuperS13") = 250;
t.up(h, "SuperS14") = 250;
t.up(h, "SuperS2") = 250;
t.up(h, "SuperS21") = 250;
t.up(h, "SuperS22") = 250;
t.up(h, "SuperS5") = 250;
t.lo(h, "SuperS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 375;
t.lo(h, "SuperS11") $(heatdemand(h) gt 0) = 375;
t.lo(h, "SuperS12") $(heatdemand(h) gt 0) = 375;
t.lo(h, "SuperS13") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
t.lo(h, "SuperS14") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
t.lo(h, "SuperS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
t.lo(h, "SuperS21") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
t.lo(h, "SuperS22") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
t.lo(h, "SuperS5") $(heatdemand(h) gt 0) = 200;
```

*** BOUNDS ON FEED WATER PROPERTIES**

```
m.up(h, "FW2") = 200;
m.up(h, "FW3") = 200;
```

m.up(h, "FW00") = 200;
m.up(h, "FW01") = 200;
m.up(h, "FW03") = 200;
m.l(h, "FW2")\$(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "FW3")\$(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "FW00")\$(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "FW01")\$(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.l(h, "FW03")\$(heatdemand(h) gt 0) = 5;
m.lo(h, "FW2")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "FW3")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;

*** BOUNDS ON FLUE GASES PROPERTIES**

m.up(h, "FG1") = 1000;
m.up(h, "FG2") = 1000;
m.up(h, "FG3") = 1000;
m.up(h, "FG4") = 1000;
m.lo(h, "FG1")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "FG2")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "FG3")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;
m.lo(h, "FG4")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.1;

*** BOUNDS ON FUEL AND AIR PROPERTIES**

m.fx(h, NG)\$(heatdemand(h) eq 0) = 0;
m.up(h, NG)\$(heatdemand(h) gt 0) = 10;

m.up(h, "ash") = 100;
m.up(h, "coal") = 100;
m.up(h, "AIR3") = 10000;

m.lo(h, "ash")\$(heatdemand(h) gt 0) = 0.01;

*** FEED WATER TEMPERATURE BOUNDS**

t.up(h, "FW00") = 150;
t.up(h, "FW01") = 150;
t.up(h, "FW03") = 150;
t.up(h, "FW2") = 150;
t.up(h, "FW3") = 220;
t.lo(h, "FW00")\$(heatdemand(h) gt 0) = 80;
t.lo(h, "FW01")\$(heatdemand(h) gt 0) = 80;
t.lo(h, "FW03")\$(heatdemand(h) gt 0) = 80;
t.lo(h, "FW2")\$(heatdemand(h) gt 0) = 80;
t.lo(h, "FW3")\$(heatdemand(h) gt 0) = 90;

*** EXHAUST GASES TEMPERATURE BOUNDS**

t.up(h, "EXG1") = 520;
t.up(h, "FG1") = 700;
t.up(h, "FG2") = 480;
t.up(h, "FG3") = 350;
t.up(h, "FG4") = 160;
t.lo(h, "EXG1")\$(heatdemand(h) gt 0) = 400;
t.lo(h, "FG1")\$(heatdemand(h) gt 0) = 380;
t.lo(h, "FG2")\$(heatdemand(h) gt 0) = 250;
t.lo(h, "FG3")\$(heatdemand(h) gt 0) = 100;
t.lo(h, "FG4")\$(heatdemand(h) gt 0) = 90;

*** ENTHALPY BOUNDS**

enth.lo(h, CERTAIN)\$(heatdemand(h) gt 0) = 150
enth.fx(h, WS)\$(heatdemand(h) eq 0) = 0;

```

Enth.up(h, "WetS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 2630;
Enth.up(h, "WetS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 2630;
Enth.up(h, "WetS4") $(heatdemand(h) gt 0) = 2630;
Enth.lo(h, "WetS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 2500;
Enth.lo(h, "WetS4") $(heatdemand(h) gt 0) = 2500;

Enth.up(h, "DHW0") $(heatdemand(h) gt 0) = 420;
Enth.up(h, "DHW1") $(heatdemand(h) gt 0) = 500;
Enth.up(h, "DHW2") $(heatdemand(h) gt 0) = 760;

Enth.lo(h, "DHW0") $(heatdemand(h) gt 0) = 250;
Enth.lo(h, "DHW1") $(heatdemand(h) gt 0) = 330;
Enth.lo(h, "DHW2") $(heatdemand(h) gt 0) = 420;

Enth.fx(h, "SatS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 2800;

Enth.up(h, "SuperS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 3275;
Enth.up(h, "SuperS11") $(heatdemand(h) gt 0) = 3275;
Enth.up(h, "SuperS12") $(heatdemand(h) gt 0) = 3275;
Enth.up(h, "SuperS13") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;
Enth.up(h, "SuperS14") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;
Enth.up(h, "SuperS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;
Enth.up(h, "SuperS21") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;
Enth.up(h, "SuperS22") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;

Enth.lo(h, "SuperS1") $(heatdemand(h) gt 0) = 3150;
Enth.lo(h, "SuperS11") $(heatdemand(h) gt 0) = 3150;
Enth.lo(h, "SuperS12") $(heatdemand(h) gt 0) = 3150;
Enth.lo(h, "SuperS13") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;
Enth.lo(h, "SuperS14") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;
Enth.lo(h, "SuperS2") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;
Enth.lo(h, "SuperS21") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;
Enth.lo(h, "SuperS22") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;

Enth.up(h, "SuperS5") $(heatdemand(h) gt 0) = 3000;
Enth.lo(h, "SuperS5") $(heatdemand(h) gt 0) = 2850;

Enth.up(h, "FW00") $(heatdemand(h) gt 0) = 650;
Enth.up(h, "FW01") $(heatdemand(h) gt 0) = 650;
Enth.up(h, "FW03") $(heatdemand(h) gt 0) = 650;
Enth.up(h, "FW2") $(heatdemand(h) gt 0) = 650;
Enth.up(h, "FW3") $(heatdemand(h) gt 0) = 1000;

Enth.lo(h, "FW00") $(heatdemand(h) gt 0) = 300;
Enth.lo(h, "FW01") $(heatdemand(h) gt 0) = 300;
Enth.lo(h, "FW03") $(heatdemand(h) gt 0) = 300;
Enth.lo(h, "FW2") $(heatdemand(h) gt 0) = 300;
Enth.lo(h, "FW3") $(heatdemand(h) gt 0) = 400;

```

EQUATIONS

*	GENERAL CONSTRAINS
OBJECTIVE	Annual gain from implemented measures (€ per year)
MassCons(h, u)	Mass Conservation Law
InstCapacity	Allowed installed capacity by Serbian feed-in system

OutputSum(h)	Rated output of every STGT unit
Rated_HPST11(h,STGT)	
Rated_HPST12(h,STGT)	
Rated_LPST1(h,STGT)	
Rated_HPST2(STGT)	Rated output of every STGT unit
Rated_LPST2(STGT)	
Rated_GT1(h,STGT)	
Rated_GT2(STGT)	
MinOutput(h,STGT)	Minimal output of every STGT unit
STPowerOutput(h,ST)	Power output from steam turbine units
GTPowerOutput(h,GT)	Power output from gas turbine units
GT_Air(h,GT)	Air needed for combustion in GT
AirTemperature(h,Air)	Temperature of air used for combustion process
E_Super40(h,super40)	Enthalpy of superheated steam at 40 bar pressure
E_Super6(h,super6)	Enthalpy of superheated steam at 6 bar pressure
E_FW(h,FWater)	Enthalpy of feed water stream
E_DH(h,DHwater)	Enthalpy of district heating water
E_Wet(h,Wet)	Enthalpy of wet steam
E_FWSum1(h)	Enthalpy of feed water after MIX4 node
E_WetSum(h)	Enthalpy of wet steam after MIX2 node
E_SuperSum1(h)	Enthalpy of superheated steam after MIX1 node
E_SuperSum2(h)	Enthalpy of superheated steam after MIX5 node

*** CONSTRAINTS RELATED TO HEAT EXCHANGER, CONDENSER AND DISTRICT HEATING HEAT DEMAND**

HEEnergyHot(h)	Energy Cons. Law applied to hot side of HE
HEEnergyCold(h)	Energy Cons. Law applied to cold side of HE
PetersonApprox(h)	Amount of heat transfered in Heat Exchanger
DTHotInSide(h)	Temperature difference between streams of HE
DTHotOutSide(h)	Temperature difference between streams of HE
Con_Energy(h)	Energy conservation law applied to condenser
Con_Heat(h)	Heat energy transfered to DH water by condenser
HE_Heat(h)	Heat energy transfered to DH water by HE
DHConsumption(h)	Consumption of heat by DH network (HE + CON)
HeatDemandDH(h)	Heat needed for DH consum

*** CONSTRAINTS RELATED TO BINARY VARIABLE Y**

HRSB_GT2(BLOCK)	Constraints related to existance of HRSB - GT2
block	
LPST2_EQ	Constraints related to existance of LPST2

*** CONSTRAINTS RELATED TO PRICE OF EQUIPMENT**

P_HEcold	Price of Heat Exchanger (cold side)
P_HEhot	Price of Heat Exchanger (hot side)
P_GT(GT)	Gas turbine price
P_ST(ST)	Steam turbine price
P_Eco2	Economiser2 price
P_Eva2	Evaporator2 price
P_Super2	Superheater2 price

*** CONSTRAINTS RELATED TO BOILER FURNACE**

AshContent(h)	Percentage of ash
F_Energy(h,Furnaces)	Energy cons. law applied to boiler furnace
F_AirFlow(h,Furnaces)	Mass cons. law applied to boiler furnace air flow

*** CONSTRAINTS RELATED TO BOILER COMPONENTS**

E_Cons(h,u) Energy conservation law applied to steam boiler
economiser
H_Trans(h,u) Heat transfer in boiler and HRSG

*** CONSTRAINTS RELATED TO MASS CONSERVATION OF HRSG AND
* BOILER COMPONENTS**

MassL(h, u)
MassR(h, u)

*** MASS AND ENERGY CONSERVATION RELATED CONSTRAINTS**

Mass51(h)
Mass61(h)
Mass62(h)
Mass63(h)
Mass64(h)
Mass65(h)
Mass66(h)
Mass67(h)
Mass68(h)
Mass69(h)
Mass70(h)
Mass71(h)
Mass72(h)
Enth61(h)
Enth62(h)
Enth63(h)
Enth64(h)
Enth65(h)
Enth66(h)
Enth67(h)
Enth68(h)
Enth69(h)
Enth70(h)
Enth71(h)
Enth72(h)

*** TEMPERATURE RELATED CONSTRAINTS**

Temp1(h)
Temp2(h)
Temp3(h)
Temp4(h)
Temp5(h)
Temp6(h)
Temp7(h)

*** CONSTRAINTS RELATED TO MASS CONSERVATION IN NODES**

SplitMass(h, SPLITnodes)
SplitEnergy(h, SPLITnodes)
MixMass(h, MIXnodes)
MixEnergy(h, MIXnodes)

*** SPECIAL LOGICAL CONSTRAINTS**

Super_S22(h)
Super_S3(h)
Super_S42(h);

OBJECTIVE..

```
GOAL =e= ngen * cel * (1-IC/100) * sum((h,STGT(new)),
output(h, STGT)*y(STGT)) + cost('coal') * sum(h,
(cp('EXG1')*(t(h,'EXG1')-
t(h,'FG4')))*m(h,'EXG1')*y('GT1') +
enth(h,'SuperS4')*m(h,'SuperS4')*y('GT2') -
(enth(h,'SuperS41')*m(h,'SuperS41')*y('GT2') -
enth(h,'WetS3')*m(h,'WetS3'))*y('LPST2')) -
cost('ng1') * sum(h, (lhv('NG1')*m(h,'NG1')*y('GT1') +
lhv('NG2')*m(h,'NG2')*y('GT2')))) - a *
sum(new,Price(new)*y(new));
MassCons(h,u)$ (heatdemand(h) gt 0)..
sum(s$INmass(u,s), m(h,s)) =e=
sum(s$OUTmass(u,s),m(h,s));
InstCapacity..
sum(STGT, routput(STGT)) =l= feedin;
OutputSum(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
sum(STGT, output(h,STGT)) =l= sum(STGT,
routput(STGT));
Rated_HPST11(h,'HPST11')..
output(h,'HPST11')*y('HPST11') =l= routput('HPST11');
Rated_HPST12(h,'HPST12')..
output(h,'HPST12')*y('HPST12') =l= routput('HPST12');
Rated_LPST1(h,'LPST1')..
output(h,'LPST1')*y('LPST1') =l= routput('LPST1');
Rated_HPST2('HPST2')..
routput('HPST2') =e= smax(h, output(h,'HPST2'));
Rated_LPST2('LPST2')..
routput('LPST2') =e= smax(h, output(h,'LPST2'));
Rated_GT1(h,'GT1')..
output(h,'GT1')*y('GT1') =l= routput('GT1');
Rated_GT2('GT2')..
routput('GT2') =e= smax(h, output(h,'GT2'));
MinOutput(h,STGT)$ (heatdemand(h) gt 0)..
output(h,STGT) =g= min(STGT) * routput(STGT)*y(STGT);
STPowerOutput(h,ST)..
output(h,ST) =e=
ON_OFF(h,ST)*ngen*(sum(WS$INmass(ST,WS), m(h,WS)*
enth(h,WS)) - sum(WS$OUTmass(ST,WS),
m(h,WS)*enth(h,WS)));
GTPowerOutput(h,GT)..
output(h,GT) =e=
ON_OFF(h,GT)*lhv('NG1')*nGT*sum(NG$INmass(GT,NG),
m(h,NG))*y(GT);
GT_Air(h,GT)..
sum(GTAir$INmass(GT,GTAir), m(h,GTAir))*y(GT) =e=
sum(NG$INmass(GT,NG),
m(h,NG)*GTExcessAir/100*AFratioNG);
AirTemperature(h,Air)..
t(h,Air) =e= tairin;
```

*** CONSTRAINTS RELATED TO STEAM ENTHALPIES AND ENTROPIES**

```
E_Super40(h,super40)$ (heatdemand(h) gt 0)..
enth(h,super40) =e= 2.3529*t(h,super40)+2263;
E_Super6(h,super6)$ (heatdemand(h) gt 0)..
enth(h,super6) =e= 2.1614*t(h,super6)+2416.7;
```

```
//E_Super(h,super) ..
```

```

//      enth(h,super) =e= 2457.562+(-41.1175)*t(h,super)+2667.668*
//      (p(h,super)/10)+0.006607*(p(h,super)/10)*t(h,super)+
//      (-154.704)/(t(h,super)*(p(h,super)/10)**2)+0.557417/
//      (p(h,super)/10)+42.03696/t(h,super)**(-1.00447)+
//      (-2703.19)/(p(h,super)/10)**(-0.996866)+(-0.001119)*
//      t(h,super)/(p(h,super)/10);

//En_Super(h,super)..
//      entr(h,super) =e= -1915.82+0.948128*t(h,super)+(-0.01193)
//      *(p(h,super)/10)+0.000015*(p(h,super)/10)*t(h,super)+
//      (-0.07241)/(t(h,super)*(p(h,super)/10)**2)+0.00003/
//      (p(h,super)/10)+(-0.93331)/t(h,super)**(-1.00175)+
//      1921.263/(p(h,super)/10)**0.000256+(-0.000002)*
//      t(h,super)/(p(h,super)/10);

E_FW(h,FWater)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,FWater) =e= 4.384*t(h,FWater)-9.677;
E_DH(h,DHwater)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,DHwater) =e= 4.2801*t(h,DHwater)-9.677;
E_Wet(h,Wet)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,Wet) =e= 8.2*t(h,Wet)+1279.679;

//DHWConstr(h,DHWater)..
//      log(p(h,DHWater))+0.32 =g= (9.56756+5.39806*
//      log((273.15+t(h,DHWater))/647.096)-
//      power(log((t(h,DHWater)+273.15)/647.096),2)*6.16183+
//      1.49572*power(log((273.15+t(h,DHWater))/647.096),4)+
//      0.433*power(273.15+t(h,DHWater)/647.096,5)/100);

//FWConstr(h,FWater)..
//      p(h,FWater) =g= (2.71828182**(9.56756+5.39806*
//      log((273.15+t(h,FWater))/647.096)-
//      6.16183*power(log((273.15+t(h,FWater))/647.096),2)+
//      1.49572*power(log((273.15+t(h,FWater))/647.096),4)+
//      0.433*power((273.15+t(h,FWater))/647.096,5)))/100-0.32;

//SteamConstr(h,sat)..
//      p(h,sat) =l= (2.71828182**(9.56756+5.39806*
//      log((273.15+t(h,sat))/647.096)-
//      6.16183*power(log((273.15+t(h,sat))/647.096),2)+
//      1.49572*power(log((273.15+t(h,sat))/647.096),4)+
//      0.433*power((273.15+t(h,sat))/647.096,5)))/100-0.32;

E_FWSum1(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,'FW2')*m(h,'FW2') =e= enth(h,'FW03')*m(h,'FW03');
E_WetSum(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,'WetS4')*m(h,'WetS4') =e=
      enth(h,'WetS3')*m(h,'WetS3')*y('LPST2')+enth(h,'WetS2')*m(h,
      'WetS2');
E_SuperSum1(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,'SuperS5')*m(h,'SuperS5') =e=
      enth(h,'SuperS21')*m(h,'SuperS21')+enth(h,'SuperS41')*m(h,'S
      uperS41')*y('GT2');
E_SuperSum2(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
      enth(h,'SuperS2')*m(h,'SuperS2') =e=
      enth(h,'SuperS11')*m(h,'SuperS11')+enth(h,'SuperS13')*m(h,'S
      uperS13')*y('HPST12');

```

```

*           CONSTRAINTS RELATED TO HEAT EXCHANGER, CONDENSER AND DH
*           HEAT DEMAND
HEEnergyHot(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'SuperS5')*enth(h,'SuperS5')-
    m(h,'WetS1')*enth(h,'WetS1') =e= A_DHE*U_DHE*deltaTln(h);
HEEnergyCold(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'DHW2')*enth(h,'DHW2')-m(h,'DHW1')*enth(h,'DHW1')=e=
    A_DHE*U_DHE*deltaTln(h);
PetersonApprox(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    deltaTln(h) =e= ((t(h,'SuperS5')+t(h,'DHW2')+
    t(h,'WetS1')+t(h,'DHW1'))/4)**1.15;
//PetersonApprox(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
//    deltaTln(h) =e= 2/3 * (((t(h,'SuperS5')-
//    t(h,'DHW2'))*(t(h,'WetS1')-
//    t(h,'DHW1')))**(1/2))+
//    1/3*((t(h,'SuperS5')-t(h,'DHW2'))*(t(h,'WetS1')
//    -t(h,'DHW1')))/2);

DTHotInSide(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    t(h,'SuperS5')-t(h,'DHW2') =g= deltat;
DTHotOutSide(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    t(h,'WetS1')-t(h,'DHW1') =g= deltat;
Con_Energy(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'WetS1')*enth(h,'WetS1')+m(h,'WetS4')*enth(h,'WetS4')+m(
    h,'DHW0')*enth(h,'DHW0')=e=
    m(h,'FW00')*enth(h,'FW00')+m(h,'DHW1')*enth(h,'DHW1');
Con_Heat(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'WetS1')*enth(h,'WetS1')+m(h,'WetS4')*enth(h,'WetS4')-
    m(h,'FW00')*enth(h,'FW00') =e= HeatDemCON(h);
HE_Heat(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'SuperS5')*enth(h,'SuperS5')-
    m(h,'WetS1')*enth(h,'WetS1') =e= HeatDemHE(h);
DHConsumption(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    HeatDemHE(h) + HeatDemCON(h) =e= heatdemand(h);
HeatDemandDH(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    heatdemand(h) =e= m(h,'DHW0')*(enth(h,'DHW2')-
    enth(h,'DHW0'));

*           CONSTRAINTS RELATED TO BINARY VARIABLE Y
HRSG_GT2(BLOCK)..
    y('GT2') =e= y(BLOCK);
LPST2_EQ..
    y('HPST2') =g= y('LPST2');

*           CONSTRAINTS RELATED TO PRICE OF EQUIPMENT
P_HEcold..
    Price('HEcold') =e= 1957*A_DHE/4;
// P_HEcold..
//    Price('HEcold') =e= (1957*A_DHE**0.551)/2;

P_HEhot..
    Price('HEhot') =e= 1957*A_DHE/4;
P_GT(GT)..
    Price(GT) =e= routput(GT)*450;

// P_GT(GT)..
//    Price(GT) =e= 1000*1251.1*(routput(GT)/1000)**(0.6075);

```

```

P_ST(ST)..
    Price(ST) =e= routput(ST)*380;
P_Eco2..
    Price('ECONOMISER2') =e=
    Area('ECONOMISER2')*HRSGcost('ECONOMISER2');
P_Eva2..
    Price('EVAPORATOR2') =e=
    Area('EVAPORATOR2')*HRSGcost('EVAPORATOR2');
P_Super2..
    Price('SUPERHEATER2') =e=
    Area('SUPERHEATER2')*HRSGcost('SUPERHEATER2');

*          CONSTRAINTS RELATED TO BOILER FURNACE
AshContent(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'ash') =e= m(h,'coal')*ashpercentage/100;
F_Energy(h, Furnaces)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'coal')*lhv('coal')+m(h,'EXG1')*cp('EXG1')*(t(h,'EXG1')-
    tref)*y('GT1')+m(h,'Air1')*cp('Air1')*(t(h,'Air1')-tref) =e=
    m(h,'FG1')*cp('FG1')*(t(h,'FG1')-tref);
F_AirFlow(h, Furnaces)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'Air1')+m(h,'EXG1')*(23.15/GT_O2)*y('GT1') =e=
    AFratioCoal*excessair*m(h,'coal');

*          CONSTRAINTS RELATED TO BOILER AND HRSG COMPONENTS
E_Cons(h,u)$ (U_L(u) and U_R(u) and heatdemand(h) gt 0)..
    sum(S_R$INmass(u, S_R), m(h, S_R))*(sum(S_R$OUTmass(u, S_R),
    enth(h, S_R))-sum(S_R$INmass(u, S_R), enth(h, S_R))) =e=
    sum(S_L$INmass(u, S_L),
    m(h, S_L)*cp(S_L))*(sum(S_L$INmass(u, S_L), t(h, S_L))-
    sum(S_L$OUTmass(u, S_L), t(h, S_L)));
H_Trans(h, HRSG_B)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    U_Val(HRSG_B)*Area(HRSG_B)/2*(sum(S_L$INmass(HRSG_B, S_L),
    (t(h, S_L)))+sum(S_L$OUTmass(HRSG_B, S_L), (t(h, S_L)))-
    sum(S_R$INmass(HRSG_B, S_R), (t(h, S_R))))-
    sum(S_R$OUTmass(HRSG_B, S_R), (t(h, S_R)))) =e=
    sum(S_R$INmass(HRSG_B, S_R),
    m(h, S_R))*(sum(S_R$OUTmass(HRSG_B, S_R), enth(h, S_R))-
    sum(S_R$INmass(HRSG_B, S_R), enth(h, S_R)));

*          CONSTRAINTS RELATED TO MASS CONSERVATION OF HRSG AND
*          BOILER COMPONENTS
MassL(h, u)$ (U_R(u) and heatdemand(h) gt 0)..
    sum(S_L$INmass(u, S_L), m(h, S_L)) =e= sum(S_L$OUTmass(u,
    S_L), m(h, S_L));
MassR(h, u)$ (U_R(u) and heatdemand(h) gt 0)..
    sum(S_R$INmass(u, S_R), m(h, S_R)) =e= sum(S_R$OUTmass(u,
    S_R), m(h, S_R));

*          MASS AND ENERGY CONSERVATION RELATED CONSTRAINTS
Mass51(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'DHW0') =e= m(h,'DHW1');
Mass61(h)..
    m(h,'SuperS3') =l= 200;
Mass62(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..
    m(h,'SuperS3') =g= 0.001*y('GT2');
Mass63(h)..
    m(h,'SuperS4') =l= 200;
Mass64(h)$ (heatdemand(h) gt 0)..

```

```

        m(h, 'SuperS4') =g= 0.001*y('GT2');
Mass65(h) ..
        m(h, 'SuperS41') =l= 200;
Mass66(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        m(h, 'SuperS41') =g= 0.001*y('GT2');
Mass67(h) ..
        m(h, 'SuperS42') =l= 200;
Mass68(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        m(h, 'SuperS42') =g= 0.001*y('LPST2');
Mass69(h) ..
        m(h, 'SuperS12') =l= 200;
Mass70(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        m(h, 'SuperS12') =g= 0.001*y('HPST12');
Mass71(h) ..
        m(h, 'SuperS13') =l= 200;
Mass72(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        m(h, 'SuperS13') =g= 0.001*y('HPST12');
Enth61(h) ..
        Enth(h, 'SuperS3') =l= 3275;
Enth62(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS3') =g= 3150*y('GT2');
Enth63(h) ..
        Enth(h, 'SuperS4') =l= 3000;
Enth64(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS4') =g= 2850*y('GT2');
Enth65(h) ..
        Enth(h, 'SuperS41') =l= 3000;

Enth66(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS41') =g= 2850*y('GT2');
Enth67(h) ..
        Enth(h, 'SuperS42') =l= 3000;
Enth68(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS42') =g= 2850*y('LPST2');
Enth69(h) ..
        Enth(h, 'SuperS12') =l= 3275;
Enth70(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS12') =g= 3150*y('HPST12');
Enth71(h) ..
        Enth(h, 'SuperS13') =l= 3275;
Enth72(h) $(heatdemand(h) gt 0) ..
        Enth(h, 'SuperS13') =g= 3150*y('HPST12');

*           TEMPERATURE RELATED CONSTRAINTS
Temp1(h) ..
        t(h, 'FG6') =e= tGTexh*y('GT2');
Temp2(h) ..
        t(h, 'FG7') =l= 450;
Temp3(h) ..
        t(h, 'FG7') =g= 220*y('GT2');
Temp4(h) ..
        t(h, 'FG8') =l= 350;
Temp5(h) ..
        t(h, 'FG8') =g= 150*y('GT2');
Temp6(h) ..
        t(h, 'FG9') =l= 150;
Temp7(h) ..
        t(h, 'FG9') =g= 90*y('GT2');

```

```

*           CONSTRAINTS RELATED TO MASS CONSERVATION IN NODES
SplitMass(h,SPLITnodes)$(heatdemand(h) gt 0)..
    sum(WS$SplitIN(SPLITnodes,WS), m(h,WS)) =e=
    sum(WS$SplitOUT(SPLITnodes,WS), m(h,WS));

SplitEnergy(h,SPLITnodes)$(heatdemand(h) gt 0)..
    sum(WS$SplitIN(SPLITnodes,WS), m(h,WS)*enth(h,WS)) =e=
    sum(WS$SplitOUT(SPLITnodes,WS), m(h,WS)*enth(h,WS));

MixMass(h,MIXnodes)$(heatdemand(h) gt 0)..
    sum(WS$MixIN(MIXnodes,WS), m(h,WS)) =e=
    sum(WS$MixOUT(MIXnodes,WS), m(h,WS));

MixEnergy(h,MIXnodes)$(heatdemand(h) gt 0)..
    sum(WS$MixIN(MIXnodes,WS), m(h,WS)*enth(h,WS)) =e=
    sum(WS$MixOUT(MIXnodes,WS), m(h,WS)*enth(h,WS));

*           SPECIAL LOGICAL CONSTRAINTS

Super_S22(h)..
    m(h,'SuperS22') =e=
    m(h,'SuperS22')*y('LPST1')*ON_OFF(h,'LPST1');

Super_S3(h)..
    m(h,'SuperS3') =e=
    m(h,'SuperS3')*y('HPST2')*ON_OFF(h,'HPST2');

Super_S42(h)..
    m(h,'SuperS42') =e=
    m(h,'SuperS42')*y('LPST2')*ON_OFF(h,'LPST2');

model chp /all/;

chp.workspace = 1864;

option RMINLP = C _ _ _ _ _

solve chp using RMINLP max GOAL;

```

ПРИЛОГ 2

Детаљи из GAMS извештаја (.lst датотека)

Напомене:

GAMS .lst датотека је текстуални фајл чија је величина, за посматрани математички модел, око 100 MB. Због тога ће на овом месту бити приказан само суштински битни делови (из секције *Solution Report* и секције *SolVAR*).

Приказани су резултати за све промењиве уз напомену да је код промењивих које се мењају из сата у сат, због расположивог простора, уместо за свих 8784 сати, резултати су приказани само за цео први, део другог, део претпоследњег и за цео последњи анализирани сат. Прекид између првих и последњих сати назначен је са пет редова који у првој колони имају тачку.

За разумевање овог извештаја од помоћи може бити GAMS корисничко упутство (51).

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	88	SINGLE EQUATIONS	725,323
BLOCKS OF VARIABLES	14	SINGLE VARIABLES	716,160
165,517			
projected			
NON ZERO ELEMENTS	2,323,920	NON LINEAR N-Z	1,293,771
DERIVATIVE POOL	158,149	CONSTANT POOL	38
CODE LENGTH	123,580,967	DISCRETE VARIABLES	52,713

GENERATION TIME = 14.774 SECONDS 184 Mb

EXECUTION TIME = 15.444 SECONDS 184 Mb

GAMS Rev 235 WEX-VS8 23.5.1 x86/MS Windows 08/29/14

09:24:01 MINLP model of CHP in DH facility

Solution Report SOLVE chp Using RMINLP From line 9955

S O L V E S U M M A R Y

MODEL	chp	OBJECTIVE	GOAL
TYPE	RMINLP	DIRECTION	MAXIMIZE
SOLVER	CONOPT	FROM LINE	9955

**** SOLVER STATUS 1 Normal Completion

**** MODEL STATUS 2 Locally Optimal

**** OBJECTIVE VALUE 1608849.1618

RESOURCE USAGE, LIMIT 66627.188 1000000.000

ITERATION COUNT, LIMIT 101525 2000000000

EVALUATION ERRORS 0 0

** Optimal solution. Reduced gradient less than tolerance.

Total time 66580.304 seconds
of which: Function evaluations 9273.642 = 13.9%
1st Derivative evaluations 2801.823 = 4.2%
Directional 2nd Derivative 256.253 = 0.4%

Workspace = 1594.00 Mbytes
Estimate = 1864.00 Mbytes
Max used = 1419.81 Mbytes

Workspace estimate is based on:
Model Statistics = 5343.65 Mbytes
GAMS Workspace = 1864.00 Mbytes

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR GOAL	-INF	1.6088E+6	1.0000E+9	.

GOAL gain from implemented measures per year [€]

---- VAR m mass flow of stream s [kg per s]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1 .coal	.	5.923	100.000	.
h1 .ash	0.010	0.829	100.000	.
h1 .NG1	.	0.239	10.000	.
h1 .NG2	.	.	10.000	.
h1 .Air1	.	67.424	+INF	.
h1 .Air2	.	.	+INF	.
h1 .Air3	.	120.386	10000.000	.
h1 .EXG1	.	67.663	+INF	.
h1 .FG1	0.100	193.143	1000.000	.
h1 .FG2	0.100	193.143	1000.000	.
h1 .FG3	0.100	193.143	1000.000	.
h1 .FG4	0.100	193.143	1000.000	.
h1 .FG6	.	.	+INF	.
h1 .FG7	.	.	+INF	EPS
h1 .FG8	.	.	+INF	.
h1 .FG9	.	.	+INF	.
h1 .DHW0	0.100	236.826	10000.000	.
h1 .DHW1	0.100	236.826	10000.000	.
h1 .DHW2	0.100	236.826	10000.000	.
h1 .SatS1	0.100	31.334	200.000	.
h1 .SatS3	.	.	+INF	.
h1 .SuperS1	0.100	31.334	200.000	.
h1 .SuperS11	.	27.912	+INF	.
h1 .SuperS12	.	3.422	+INF	.
h1 .SuperS13	.	27.912	+INF	.
h1 .SuperS14	.	3.422	+INF	.
h1 .SuperS2	0.100	31.334	200.000	.
h1 .SuperS21	0.100	31.334	200.000	.
h1 .SuperS22	.	.	200.000	.
h1 .SuperS3	.	.	+INF	EPS
h1 .SuperS4	.	.	+INF	.
h1 .SuperS41	.	.	+INF	.
h1 .SuperS42	.	.	+INF	.

h1	.SuperS5	0.100	31.334	200.000	.
h1	.Wets1	0.100	31.334	300.000	.
h1	.Wets2	.	.	300.000	.
h1	.Wets3	.	.	+INF	.
h1	.Wets4	.	.	300.000	.
h1	.FW00	.	31.334	200.000	.
h1	.FW01	.	31.334	200.000	.
h1	.FW02	.	.	+INF	.
h1	.FW03	.	31.334	200.000	.
h1	.FW04	.	.	+INF	.
h1	.FW2	0.100	31.334	200.000	.
h1	.FW3	0.100	31.334	200.000	.
h1	.FW4	.	.	+INF	.
h1	.FW5	.	.	+INF	.
h2	.coal	.	6.377	100.000	.
h2	.ash	0.010	0.893	100.000	.
h2	.NG1	.	0.258	10.000	.
h2	.NG2	.	.	10.000	.
h2	.Air1	.	72.596	+INF	.
h2	.Air2	.	.	+INF	.
h2	.Air3	.	125.176	10000.000	.
h2	.EXG1	.	72.854	+INF	.
h2	.FG1	0.100	203.514	1000.000	.
h2	.FG2	0.100	203.514	1000.000	.
h2	.FG3	0.100	203.514	1000.000	.
h2	.FG4	0.100	203.514	1000.000	.
h2	.FG6	.	.	+INF	.
h2	.FG7	.	.	+INF	EPS
h2	.FG8	.	.	+INF	.
h2	.FG9	.	.	+INF	.
h2	.DHW0	0.100	256.705	10000.000	.
h2	.DHW1	0.100	256.705	10000.000	.
h2	.DHW2	0.100	256.705	10000.000	.
h2	.SatS1	0.100	33.605	200.000	.
h2	.SatS3	.	.	+INF	.
.					
.					
.					
.					
.					
h8783.	SuperS1	0.100	34.967	200.000	.
h8783.	SuperS11	.	31.545	+INF	.
h8783.	SuperS12	.	3.422	+INF	.
h8783.	SuperS13	.	31.545	+INF	.
h8783.	SuperS14	.	3.422	+INF	.
h8783.	SuperS2	0.100	34.967	200.000	.
h8783.	SuperS21	0.100	34.967	200.000	.
h8783.	SuperS22	.	.	200.000	.
h8783.	SuperS3	.	.	+INF	EPS
h8783.	SuperS4	.	.	+INF	.
h8783.	SuperS41	.	.	+INF	.
h8783.	SuperS42	.	.	+INF	.
h8783.	SuperS5	0.100	34.967	200.000	.
h8783.	Wets1	0.100	34.967	300.000	.
h8783.	Wets2	.	.	300.000	.
h8783.	Wets3	.	.	+INF	.
h8783.	Wets4	.	.	300.000	.
h8783.	FW00	.	34.967	200.000	.

h8783.FW01	.	34.967	200.000	.
h8783.FW02	.	.	+INF	.
h8783.FW03	.	34.967	200.000	.
h8783.FW04	.	.	+INF	.
h8783.FW2	0.100	34.967	200.000	.
h8783.FW3	0.100	34.967	200.000	.
h8783.FW4	.	.	+INF	.
h8783.FW5	.	.	+INF	.
h8784.coal	.	6.727	100.000	.
h8784.ash	0.010	0.942	100.000	.
h8784.NG1	.	0.272	10.000	.
h8784.NG2	.	.	10.000	.
h8784.Air1	.	76.577	+INF	.
h8784.Air2	.	.	+INF	.
h8784.Air3	.	128.400	10000.000	.
h8784.EXG1	.	76.849	+INF	.
h8784.FG1	0.100	211.034	1000.000	.
h8784.FG2	0.100	211.034	1000.000	.
h8784.FG3	0.100	211.034	1000.000	.
h8784.FG4	0.100	211.034	1000.000	.
h8784.FG6	.	.	+INF	.
h8784.FG7	.	.	+INF	EPS
h8784.FG8	.	.	+INF	.
h8784.FG9	.	.	+INF	.
h8784.DHW0	0.100	504.461	10000.000	.
h8784.DHW1	0.100	504.461	10000.000	EPS
h8784.DHW2	0.100	504.461	10000.000	.
h8784.SatS1	0.100	35.421	200.000	.
h8784.SatS3	.	.	+INF	.
h8784.SuperS1	0.100	35.421	200.000	.
h8784.SuperS11	.	31.999	+INF	.
h8784.SuperS12	.	3.422	+INF	.
h8784.SuperS13	.	31.999	+INF	.
h8784.SuperS14	.	3.422	+INF	.
h8784.SuperS2	0.100	35.421	200.000	.
h8784.SuperS21	0.100	35.421	200.000	.
h8784.SuperS22	.	.	200.000	.
h8784.SuperS3	.	.	+INF	EPS
h8784.SuperS4	.	.	+INF	.
h8784.SuperS41	.	.	+INF	.
h8784.SuperS42	.	.	+INF	.
h8784.SuperS5	0.100	35.421	200.000	.
h8784.WetS1	0.100	35.421	300.000	.
h8784.WetS2	.	.	300.000	.
h8784.WetS3	.	.	+INF	.
h8784.WetS4	.	.	300.000	.
h8784.FW00	.	35.421	200.000	.
h8784.FW01	.	35.421	200.000	.
h8784.FW02	.	.	+INF	.
h8784.FW03	.	35.421	200.000	.
h8784.FW04	.	.	+INF	.
h8784.FW2	0.100	35.421	200.000	.
h8784.FW3	0.100	35.421	200.000	.
h8784.FW4	.	.	+INF	.
h8784.FW5	.	.	+INF	.

---- VAR enth specific enthalpy of stream 'WS' [kJ per kg]

		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1	.DHW0	250.000	250.000	420.000	EPS
h1	.DHW1	330.000	500.000	500.000	EPS
h1	.DHW2	420.000	541.353	760.000	.
h1	.SatS1	2800.000	2800.000	2800.000	-0.015
h1	.SatS3	.	.	+INF	EPS
h1	.SuperS1	3150.000	3274.747	3275.000	.
h1	.SuperS11	3150.000	3274.747	3275.000	.
h1	.SuperS12	3150.000	3150.000	3275.000	EPS
h1	.SuperS13	2850.000	2912.194	3000.000	.
h1	.SuperS14	2850.000	2957.050	3000.000	.
h1	.SuperS2	2850.000	2917.093	3000.000	.
h1	.SuperS21	2850.000	2850.000	3000.000	-0.019
h1	.SuperS22	2850.000	2850.000	3000.000	EPS
h1	.SuperS3	.	2263.000	+INF	.
h1	.SuperS4	.	2416.700	+INF	.
h1	.SuperS41	.	2416.700	+INF	.
h1	.SuperS42	.	2416.700	+INF	.
h1	.SuperS5	2850.000	2850.000	3000.000	.
h1	.Wets1	150.000	2537.450	2630.000	.
h1	.Wets2	2500.000	2500.000	2630.000	EPS
h1	.Wets3	.	1279.679	+INF	.
h1	.Wets4	2500.000	2500.000	2630.000	EPS
h1	.FW00	300.000	647.923	650.000	.
h1	.FW01	300.000	341.043	650.000	.
h1	.FW02	.	.	+INF	EPS
h1	.FW03	300.000	341.043	650.000	.
h1	.FW04	.	.	+INF	EPS
h1	.FW2	300.000	341.043	650.000	.
h1	.FW3	400.000	704.991	1000.000	.
h1	.FW4	.	.	+INF	EPS
h1	.FW5	.	.	+INF	EPS
h2	.DHW0	250.000	250.000	420.000	EPS
h2	.DHW1	330.000	500.000	500.000	EPS
h2	.DHW2	420.000	538.268	760.000	.
h2	.SatS1	2800.000	2800.000	2800.000	-0.017
h2	.SatS3	.	.	+INF	EPS
.					
.					
.					
.					
.					
h8783.	SuperS1	3150.000	3274.747	3275.000	.
h8783.	SuperS11	3150.000	3274.747	3275.000	.
h8783.	SuperS12	3150.000	3150.000	3275.000	EPS
h8783.	SuperS13	2850.000	2953.949	3000.000	.
h8783.	SuperS14	2850.000	2957.050	3000.000	.
h8783.	SuperS2	2850.000	2954.252	3000.000	.
h8783.	SuperS21	2850.000	2850.000	3000.000	-0.021
h8783.	SuperS22	2850.000	2850.000	3000.000	EPS
h8783.	SuperS3	.	2263.000	+INF	.
h8783.	SuperS4	.	2416.700	+INF	.
h8783.	SuperS41	.	2416.700	+INF	.
h8783.	SuperS42	.	2416.700	+INF	.
h8783.	SuperS5	2850.000	2850.000	3000.000	.
h8783.	Wets1	150.000	2568.637	2630.000	.
h8783.	Wets2	2500.000	2500.000	2630.000	EPS

h8783.WetS3	.	1279.679	+INF	.
h8783.WetS4	2500.000	2500.000	2630.000	EPS
h8783.FW00	300.000	647.923	650.000	.
h8783.FW01	300.000	341.043	650.000	.
h8783.FW02	.	.	+INF	EPS
h8783.FW03	300.000	341.043	650.000	.
h8783.FW04	.	.	+INF	EPS
h8783.FW2	300.000	341.043	650.000	.
h8783.FW3	400.000	822.586	1000.000	.
h8783.FW4	.	.	+INF	EPS
h8783.FW5	.	.	+INF	EPS
h8784.DHW0	250.000	265.379	420.000	.
h8784.DHW1	330.000	402.094	500.000	.
h8784.DHW2	420.000	420.000	760.000	EPS
h8784.SatS1	2800.000	2800.000	2800.000	-0.018
h8784.SatS3	.	.	+INF	EPS
h8784.SuperS1	3150.000	3274.747	3275.000	.
h8784.SuperS11	3150.000	3186.079	3275.000	.
h8784.SuperS12	3150.000	3150.000	3275.000	EPS
h8784.SuperS13	2850.000	2869.834	3000.000	.
h8784.SuperS14	2850.000	2957.050	3000.000	.
h8784.SuperS2	2850.000	2878.260	3000.000	.
h8784.SuperS21	2850.000	2850.000	3000.000	-0.021
h8784.SuperS22	2850.000	2850.000	3000.000	EPS
h8784.SuperS3	.	2263.000	+INF	.
h8784.SuperS4	.	2416.700	+INF	.
h8784.SuperS41	.	2416.700	+INF	.
h8784.SuperS42	.	2416.700	+INF	.
h8784.SuperS5	2850.000	2850.000	3000.000	.
h8784.WetS1	150.000	2594.988	2630.000	.
h8784.WetS2	2500.000	2500.000	2630.000	EPS
h8784.WetS3	.	1279.679	+INF	.
h8784.WetS4	2500.000	2500.000	2630.000	EPS
h8784.FW00	300.000	647.923	650.000	.
h8784.FW01	300.000	341.043	650.000	.
h8784.FW02	.	.	+INF	EPS
h8784.FW03	300.000	341.043	650.000	.
h8784.FW04	.	.	+INF	EPS
h8784.FW2	300.000	341.043	650.000	.
h8784.FW3	400.000	834.037	1000.000	.
h8784.FW4	.	.	+INF	EPS
h8784.FW5	.	.	+INF	EPS

---- VAR output power output from power producing unit [kW]

		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1	.HPST11	.	9815.941	10000.000	.
h1	.HPST12	.	.	10000.000	.
h1	.LPST1	.	.	10000.000	.
h1	.HPST2	.	.	10000.000	.
h1	.LPST2	.	.	10000.000	.
h1	.GT1	.	184.059	10000.000	.
h1	.GT2	.	.	10000.000	.
h2	.HPST11	.	9815.941	10000.000	.
h2	.HPST12	.	.	10000.000	.
h2	.LPST1	.	.	10000.000	.
h2	.HPST2	.	.	10000.000	.

```

h2 .LPST2 . . 10000.000 .
.
.
.
h8783.GT1 . 184.059 10000.000 .
h8783.GT2 . . 10000.000 .
h8784.HPST11 . 9815.941 10000.000 .
h8784.HPST12 . . 10000.000 .
h8784.LPST1 . . 10000.000 .
h8784.HPST2 . . 10000.000 .
h8784.LPST2 . . 10000.000 .
h8784.GT1 . 184.059 10000.000 .
h8784.GT2 . . 10000.000 .

```

---- VAR routput rated output of STGT unit [kW]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
HPST11	1000.000	9815.941	10000.000	.
HPST12	.	119.135	10000.000	.
LPST1	.	.	10000.000	.
HPST2	.	.	10000.000	.
LPST2	.	.	10000.000	.
GT1	.	64.924	10000.000	.
GT2	.	.	10000.000	.

---- VAR t temperature of stream 'stream' [C]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1 .Air1	.	10.000	+INF	.
h1 .Air2	.	10.000	+INF	.
h1 .Air3	.	10.000	+INF	.
h1 .EXG1	400.000	520.000	520.000	0.215
h1 .FG1	380.000	483.100	700.000	.
h1 .FG2	250.000	423.395	480.000	.
h1 .FG3	100.000	147.070	350.000	.
h1 .FG4	90.000	97.033	160.000	.
h1 .FG6	.	.	+INF	.
h1 .FG7	.	.	+INF	.
h1 .FG8	.	.	+INF	.
h1 .FG9	.	.	+INF	.
h1 .DHW0	60.000	60.671	100.000	.
h1 .DHW1	80.000	119.081	120.000	.
h1 .DHW2	100.000	128.742	180.000	.
h1 .SatS1	200.000	200.000	260.000	-0.046
h1 .SatS3	.	.	700.000	EPS
h1 .SuperS1	375.000	430.000	430.000	0.081
h1 .SuperS11	375.000	430.000	430.000	EPS
h1 .SuperS12	375.000	376.982	430.000	.
h1 .SuperS13	200.000	229.247	250.000	.
h1 .SuperS14	200.000	250.000	250.000	EPS
h1 .SuperS2	200.000	231.514	250.000	.
h1 .SuperS21	200.000	200.472	250.000	.
h1 .SuperS22	200.000	200.472	250.000	.
h1 .SuperS3	.	.	700.000	EPS
h1 .SuperS4	.	.	700.000	EPS

h1	.SuperS41	.	.	700.000	EPS
h1	.SuperS42	.	.	700.000	EPS
h1	.SuperS5	200.000	250.000	250.000	EPS
h1	.WetS1	10.000	153.387	700.000	.
h1	.WetS2	10.000	148.820	700.000	.
h1	.WetS3	.	.	700.000	EPS
h1	.FW00	80.000	150.000	150.000	0.081
h1	.FW01	80.000	80.000	150.000	EPS
h1	.FW02	.	2.207	700.000	.
h1	.FW03	80.000	80.000	150.000	-0.124
h1	.FW04	.	2.207	700.000	.
h1	.FW2	80.000	80.000	150.000	-0.014
h1	.FW3	90.000	163.017	220.000	.
h1	.FW4	.	.	700.000	EPS
h1	.FW5	.	2.207	700.000	.
h2	.Air1	.	10.000	+INF	.
h2	.Air2	.	10.000	+INF	.
h2	.Air3	.	10.000	+INF	.
h2	.EXG1	400.000	520.000	520.000	0.231
h2	.FG1	380.000	493.650	700.000	.
h2	.FG2	250.000	432.881	480.000	.
h2	.FG3	100.000	162.301	350.000	.
h2	.FG4	90.000	100.256	160.000	.
h2	.FG6	.	.	+INF	.
h2	.FG7	.	.	+INF	.
h2	.FG8	.	.	+INF	.
h2	.FG9	.	.	+INF	.
h2	.DHW0	60.000	60.671	100.000	.
h2	.DHW1	80.000	119.081	120.000	.
h2	.DHW2	100.000	128.022	180.000	.
h2	.SatS1	200.000	200.000	260.000	-0.045
h2	.SatS3	.	.	700.000	EPS
.					
.					
.					
.					
.					
h8783.	SuperS1	375.000	430.000	430.000	0.090
h8783.	SuperS11	375.000	430.000	430.000	EPS
h8783.	SuperS12	375.000	376.982	430.000	.
h8783.	SuperS13	200.000	248.565	250.000	.
h8783.	SuperS14	200.000	250.000	250.000	EPS
h8783.	SuperS2	200.000	248.706	250.000	.
h8783.	SuperS21	200.000	200.472	250.000	.
h8783.	SuperS22	200.000	200.472	250.000	.
h8783.	SuperS3	.	.	700.000	EPS
h8783.	SuperS4	.	.	700.000	EPS
h8783.	SuperS41	.	.	700.000	EPS
h8783.	SuperS42	.	.	700.000	EPS
h8783.	SuperS5	200.000	250.000	250.000	EPS
h8783.	WetS1	10.000	157.190	700.000	.
h8783.	WetS2	10.000	148.820	700.000	.
h8783.	WetS3	.	.	700.000	EPS
h8783.	FW00	80.000	150.000	150.000	0.092
h8783.	FW01	80.000	80.000	150.000	EPS
h8783.	FW02	.	2.207	700.000	.
h8783.	FW03	80.000	80.000	150.000	-0.137
h8783.	FW04	.	2.207	700.000	.

h8783.FW2	80.000	80.000	150.000	-0.027
h8783.FW3	90.000	189.841	220.000	.
h8783.FW4	.	.	700.000	EPS
h8783.FW5	.	2.207	700.000	.
h8784.Air1	.	10.000	+INF	.
h8784.Air2	.	10.000	+INF	.
h8784.Air3	.	10.000	+INF	.
h8784.EXG1	400.000	520.000	520.000	0.244
h8784.FG1	380.000	502.165	700.000	.
h8784.FG2	250.000	440.395	480.000	.
h8784.FG3	100.000	172.120	350.000	.
h8784.FG4	90.000	101.996	160.000	.
h8784.FG6	.	.	+INF	EPS
h8784.FG7	.	.	+INF	.
h8784.FG8	.	.	+INF	.
h8784.FG9	.	.	+INF	.
h8784.DHW0	60.000	64.264	100.000	.
h8784.DHW1	80.000	96.206	120.000	.
h8784.DHW2	100.000	100.389	180.000	.
h8784.SatS1	200.000	200.000	260.000	-0.043
h8784.SatS3	.	.	700.000	EPS
h8784.SuperS1	375.000	430.000	430.000	0.091
h8784.SuperS11	375.000	392.316	430.000	.
h8784.SuperS12	375.000	376.982	430.000	.
h8784.SuperS13	200.000	209.648	250.000	EPS
h8784.SuperS14	200.000	250.000	250.000	EPS
h8784.SuperS2	200.000	213.547	250.000	.
h8784.SuperS21	200.000	200.472	250.000	.
h8784.SuperS22	200.000	200.472	250.000	.
h8784.SuperS3	.	.	700.000	EPS
h8784.SuperS4	.	.	700.000	EPS
h8784.SuperS41	.	.	700.000	EPS
h8784.SuperS42	.	.	700.000	EPS
h8784.SuperS5	200.000	250.000	250.000	EPS
h8784.WetS1	10.000	160.404	700.000	.
h8784.WetS2	10.000	148.820	700.000	.
h8784.WetS3	.	.	700.000	EPS
h8784.FW00	80.000	150.000	150.000	0.094
h8784.FW01	80.000	80.000	150.000	EPS
h8784.FW02	.	2.207	700.000	.
h8784.FW03	80.000	80.000	150.000	-0.138
h8784.FW04	.	2.207	700.000	.
h8784.FW2	80.000	80.000	150.000	-0.028
h8784.FW3	90.000	192.453	220.000	.
h8784.FW4	.	.	700.000	EPS
h8784.FW5	.	2.207	700.000	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- VAR A_DHE 0.100 67.006 600.000 .

A_DHE heat exchanger area [m2]

---- VAR deltaTln log mean temperature difference in heat exchanger

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

h1	100.000	349.470	450.000	.
h2	100.000	350.547	450.000	.
h3	100.000	350.547	450.000	.
h4	100.000	350.747	450.000	.
h5	100.000	350.982	450.000	.
.				.
.				.
.				.
.				.
h8781	100.000	353.399	450.000	.
h8782	100.000	352.469	450.000	.
h8783	100.000	351.075	450.000	.
h8784	100.000	322.327	450.000	.

---- VAR Area Area of HRSG and Boiler components [m2]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
ECONOMISER1	.	18428.364	50000.000	.
EVAPORATOR1	.	1471.819	50000.000	.
SUPERHEATER1	.	215.204	50000.000	.
ECONOMISER2	.	.	50000.000	.
EVAPORATOR2	.	.	50000.000	.
SUPERHEATER2	.	.	50000.000	EPS

---- VAR Price cost of unit new(u) [€]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
HPST11	.	3.7301E+6	+INF	.
HPST12	.	.	+INF	EPS
LPST1	.	45271.391	+INF	.
HPST2	.	.	+INF	.
LPST2	.	.	+INF	.
GT1	.	29215.713	+INF	1.073E-13
GT2	.	.	+INF	.
HEhot	.	3427.648	+INF	.
HEcold	.	3427.648	+INF	.
ECONOMISER2	.	.	+INF	.
EVAPORATOR2	.	.	+INF	.
SUPERHEATER2	.	.	+INF	.

---- VAR y binary variable for unit new(u) (new unit)

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
HPST11	1.000	1.000	1.000	3.7644E+5
HPST12	.	.	1.000	-1.128E+6
LPST1	.	1.000	1.000	-3268.405
HPST2	.	.	1.000	.
LPST2	.	.	1.000	EPS
GT1	.	1.000	1.000	-108.225
GT2	.	.	1.000	.
HEhot	1.000	1.000	1.000	-214.228
HEcold	1.000	1.000	1.000	-214.228
ECONOMISER2	.	.	1.000	.
EVAPORATOR2	.	.	1.000	.

SUPERHEATER2 . . 1.000 .

---- VAR HeatDemHE part of DH heat demand covered by heat exchanger [kW]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1	10.000	9793.443	1.3500E+5	.
h2	10.000	9823.630	1.3500E+5	.
h3	10.000	9823.630	1.3500E+5	.
h4	10.000	9829.234	1.3500E+5	.
h5	10.000	9835.803	1.3500E+5	.
.				
.				
.				
.				
h8780	10.000	9860.222	1.3500E+5	.
h8781	10.000	9903.540	1.3500E+5	.
h8782	10.000	9877.495	1.3500E+5	.
h8783	10.000	9838.433	1.3500E+5	.
h8784	10.000	9032.804	1.3500E+5	.

---- VAR HeatDemCON part of DH heat demand covered by condenser [kW]

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1	.	59206.557	1.3500E+5	.
h2	.	64176.370	1.3500E+5	.
h3	.	64176.370	1.3500E+5	.
h4	.	65170.766	1.3500E+5	.
h5	.	67164.197	1.3500E+5	.
.				
.				
.				
.				
h8780	.	71139.778	1.3500E+5	.
h8781	.	81096.460	1.3500E+5	.
h8782	.	75122.505	1.3500E+5	.
h8783	.	67161.567	1.3500E+5	.
h8784	.	68967.196	1.3500E+5	.

---- VAR ON_OFF binary variable for STGT ONOFF definition

		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
h1	.HPST11	1.000	1.000	1.000	EPS
h1	.HPST12	.	.	1.000	EPS
h1	.LPST1	.	.	1.000	EPS
h1	.HPST2	.	.	1.000	EPS
h1	.LPST2	.	.	1.000	EPS
h1	.GT1	.	1.000	1.000	EPS
h1	.GT2	.	.	1.000	EPS
h2	.HPST11	1.000	1.000	1.000	EPS
h2	.HPST12	.	.	1.000	EPS
h2	.LPST1	.	.	1.000	EPS

h2	.HPST2	.	.	1.000	EPS
h2	.LPST2	.	.	1.000	EPS
.					
.					
.					
.					
h8783	.GT1	.	1.000	1.000	EPS
h8783	.GT2	.	.	1.000	EPS
h8784	.HPST11	1.000	1.000	1.000	EPS
h8784	.HPST12	.	.	1.000	EPS
h8784	.LPST1	.	.	1.000	EPS
h8784	.HPST2	.	.	1.000	EPS
h8784	.LPST2	.	.	1.000	EPS
h8784	.GT1	.	1.000	1.000	EPS
h8784	.GT2	.	.	1.000	EPS

EXECUTION TIME = 2.168 SECONDS 126 Mb

**** FILE SUMMARY

ПРИЛОГ 3

КРАТКО УПУТСТВО ЗА РАЗУМЕВАЊЕ GAMS СИНТАКСЕ

GAMS модел се састоји од седам основних компоненти: Set(s), Data, Variables, Assignment of bonds and/or initial values, Equations, Model and Solve statements, Display statement.

Приликом записа модела, због прегледности и утицања на могућност прављења грешака, *GAMS* различитим бојама означава различите сегменте програмског кода.

СКУПОВИ

Скупови (Sets) су основни елементи *GAMS* модела и одговарају индексима код алгебарског модела. Пример записа ове компоненте може да гласи:

```
Sets
i PROIZVODJACI ELEKTRICNE I TOPLOTNE ENERGIJE /gasna-turbina-1, gasna-
turbina-2, motor-SUS/
j PROIZVODJACI TOPLOTNE ENERGIJE /parni-kotao, kotao-utilizator-1,
kotao-utilizator-2/;
```

Овај запис значи да су проглашена два скупа, именована *i* и *j*. Такође, скупу *i* додељени су чланови *parna-turbina*, *gasna-turbina* и *motor-SUS* а скупу *j* чланови *parni-kotao*, *kotao-utilizator-1* и *kotao-utilizator-2*. Због синтаксе сваки члан скупа мора да буде написан као једна реч, па се нпр. члан скупа „парни котео“ пише са повлаком, тј. *parni-kotao*.

Текст који долази после проглашеног имена скупа *i* или *j* (*PROIZVODJACI ELEKTRICNE I TOPLOTNE ENERGIJE* и *PROIZVODJACI TOPLOTNE ENERGIJE*) није обавезан, за сам програмски код није битан, солвер га прескаче, а ту је због појашњења кориснику *GAMS*-а.

Чланови скупа се набрајају између косих линија нпр. */gasna-turbina-1, gasna-turbina-2, motor-SUS/* које имају идентично значење као уобичајено употребљаване витичасте заграде код скупова тј.:

```
i /gasna-turbina-1, gasna-turbina-2, motor-SUS/
значи:
```

$$i = \{\text{gasna turbina 1, gasna turbina 2, motor SUS}\}.$$

Уколико скуп садржи више елемената чији су индекси сложени по растућем или опадајућем редоследу, уместо:

```
i /gasna-turbina-1, gasna-turbina-2, gasna-turbina-3, gasna-turbina-4,
gasna-turbina-5/;
```

може се записати:

```
i /gasna-turbina-1*gasna-turbina-5/;
```

GAMS-у дајемо до знања да смо завршили уношење компоненте Set или Sets (уколико је више скупова) тако што након последњег унетог Set-а уносимо тачку-зарез, тј. ; .

После тога се прелази на унос следеће компоненте кода која се односи на унос података - Data.

ПОДАЦИ

У компоненти подаци (Data) у модел се уводе познати подаци и то на један од три начина:

- кроз листу,
- кроз табеларан унос или
- директним додељивањем.

Уношење података кроз листу (Parameters) дато је у примеру који следи:

```
Parameters
Pe(i) ELEKTRICNA SNAGA PROIZVODJACA ELEKTRICNE I TOPLOTNE ENERGIJE /gasna-
turbina-1 90, gasna-turbina-2 30, motor-SUS 30/
Pt(i) TOPLOTNA SNAGA PROIZVODJACA ELEKTRICNE I TOPLOTNE ENERGIJE /gasna-turbina-
1 125, gasna-turbina-2 50, motor-SUS 40/
Ptt(j) TOPLOTNA SNAGA PROIZVODJACA TOPLOTNE ENERGIJE /parni-kotao 190, kotao-
utilizator-1 180, kotao-utilizator-2 100/;
```

Оваквим записом су дате следеће изјаве (пример се надовезује на пример дат у одељку Скупови):

постоје три групе података, P_e , P_t и P_{tt} и односе се на скуп i (чији су чланови познати из поглавља Скупови): *gasna-turbina-1*, *gasna-turbina-2*, *motor-SUS* и скуп j : *parni-kotao*, *vrelvodni-kotao*, *kotao-utilizator*,

- сваком члану скупа i додељене су одговарајуће бројне вредности које у овом случају представљају електричну P_e односно топлотну P_t снагу члана скупа,
- сваком члану скупа j додељене су одговарајуће бројне вредности које у овом случају представљају његову топлотну P_{tt} снагу.

Као и у поглављу SETS и овде се изјава завршава тачка-зарезом, а описни текстови нпр. TOPLOTNA SNAGA PROIZVODJACA ELEKTRICNE I TOPLOTNE ENERGIJE није функционалан део програмског кода већ представљају белешке за корисника. Ово правило важи за све компоненте GAMS модела.

Пример уношења података кроз табелу (Table) може да буде:

```
Table
Q(i,j) MASENI PROTOK OD i KA j
                parni-kotao      kotao-utilizator-1      kotao-utilizator-2
gasna-turbina-1      0              180              180
gasna-turbina-2      0              100              20
motor-SUS            0              30              40;
```

Оваквим уносом је дефинисан параметар Q за све чланове скупова i и j .

ПРОМЕНЉИВЕ

Ова компонента модела `Variables` односи се на упознавање модела са променљивим до чијих вредности покушавамо да дођемо. Свакој променљивој се даје име, наводе се скупови од којих зависи и (према потреби) описни текст.

Пример:

```
Variables  
PTe(i, j) UKUPNO PROIZVEDENA ELEKTRICNA ENERGIJA  
PTt(i, j) UKUPNO PROIZVEDENA TOPLOTNA ENERGIJA.
```

Овако написана компонента `Variables` говори да *GAMS* користимо за одређивање укупно произведене електричне односно топлотне енергије, као и да сматрамо да она зависи од понашања и чланова скупа *i* и чланова скупа *j*. По увођењу променљивих могуће је неке променљиве додатно дефинисати кроз њима припадајуће области у којима је дозвољена потрага за решењем и то као:

- континуалне променљиве: `free variable(s);`
- позитивне континуалне променљиве: `positive variable(s);`
- негативне континуалне променљиве: `negative variable(s);`
- бинарне променљиве: `binary variable(s);`
- позитивне целобројне променљиве: `integer variable(s).`

ГРАНИЦЕ И ИНИЦИЈАЛНЕ ВРЕДНОСТИ

Након увођења променљивих, неким или свим променљивим се могу ограничити максимална и минимална вредност, или доделити вредност уколико је то неопходно. На овај начин се ограничава поље у којем солвер тражи оптимално решење, па се до решења долази брже (врло је вероватно и да је овај корак неопходан тј. да, уколико око променљивих нису постављене границе, солвер не може да реши дати модел). Такође, променљивој се може доделити почетна вредност од које ће солвер почети потрагу за оптималном вредношћу. Уколико се променљивој додели вредност онда она практично престаје да буде променљива и постаје параметар или коефицијент, тј. улазни податак.

За ограничавање променљивих користе се следећи суфикси:

- `.L` – почетна вредност променљиве,
- `.LO` – доња граница променљиве,
- `.UP` – горња граница променљиве и
- `.FX` – променљива којој је додељена вредност.

Пример:

```
PTt.UP(i, j)=1450; PTt.LO(i, j)=280; PTt.L(i, j)=1000;
```

значи да вредност `UKUPNO PROIZVEDENA TOPLOTNA ENERGIJA` неће прећи 1450, а ни бити мања од 280. Такође, солвер ће потрагу за оптималном вредношћу променљиве за све чланове скупа *i* и *j* почети од вредности 1000.

Како су постављене границе за конкретан модел когенерационог постројења може се видети у додатку 1 овог текста (од тачке `GENERAL BOUNDS` па надаље).

Након уношења променљивих на напред описани начин, створени су услови за писање једначина (`Equations`).

ЈЕДНАЧИНЕ

Једначине (Equations) су компонента модела која се односи на услове тј. ограничења која важе за модел. Правило је да се једначине (или неједначине) најпре прогласе постојећим, да им се додели име, а да се потом и дефинишу. Код додељивања имена једначини, остављена је могућност доделе коментара или описа.

Једначина треба да има следећу структуру:

алгебарски израз // специјални карактери који одређују однос // алгебарски израз

при чему се могу користити специјални карактери следећег значења:

- =E= леви део израза је једнак десном,
- =G= леви део израза је већи или једнак десном,
- =L= леви део израза је мањи или једнак десном.

На овом месту ће сада бити дате неке основне (опште) једначине које су коришћене током израде математичког модела. Поменуће једначине се, осим функције циља, углавном тичу закона о одржању масе и енергије. Остале једначине које су специфичне за физичка својства флуида, или једначине којима је описан рад појединих јединица опреме дате су у каснијим поглављима. Комплетан текст *GAMS* модела, у нотацији која је карактеристична за овај софтвер, дат је у Прилогу 1 ове тезе.

НАПОМЕНЕ БЕЗАНЕ ЗА *GAMS* МОДЕЛ

Поред наведеног, постоје и нека општа правила која се тичу правилног записа у *GAMS* програмском језику. Основна правила су да:

- није могуће позвати неку променљиву или неку познату величину уколико она претходно није проглашена постојећом,
 - *GAMS* не прави разлику између великих и малих слова,
 - свака изјава се завршава са тачка-зарезом (;),
 - дозвољено је додавање текстуалних описа у сам модел и може се извршити на више начина,
 - типографски, *GAMS* модел може бити написан на више начина, према томе како то корисник преферира, дозвољено је остављање више празних редова, више редова по једној изјави и сл.
-