



ЕНЕРГОПРОЈЕКТ – НИРЦ
БЕОГРАД, Булевар Михаила Пупина 12

МИНИСТАРСТВО НАУКЕ

НАЦИОНАЛНИ ПРОГРАМ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

VII ЈАВНИ ПОЗИВ

**ПОТЕНЦИЈАЛ КОГЕНЕРАЦИЈЕ
ТОПЛОТНЕ И ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ
У СРБИЈИ**

**Пројекат ЕЕ 213-003
Елаборат 2**

НАЦИОНАЛНИ ИЗВЕШТАЈ О КОГЕНЕРАЦИЈИ

Београд, Јуни 2007. године





ЕНЕРГОПРОЈЕКТ – НИРЦ
БЕОГРАД, Булевар Михаила Пупина 12

РЕПУБЛИКА СРБИЈА
МИНИСТАРСТВО НАУКЕ

НАЦИОНАЛНИ ПРОГРАМ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

ПОТЕНЦИЈАЛ КОГЕНЕРАЦИЈЕ
ТОПЛОТНЕ И ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ
У СРБИЈИ

НАЦИОНАЛНИ ИЗВЕШТАЈ О КОГЕНЕРАЦИЈИ

- Нацрт -

Др Миодраг Месаровић
Проф. др Милан Ћаловић



НАЦИОНАЛНИ ИЗВЕШТАЈ О КОГЕНЕРАЦИЈИ

САДРЖАЈ

ПРЕДГОВОР	5
1. СТАЊЕ И БУДУЋИ РАЗВОЈ ЕНЕРГЕТИКЕ СРБИЈЕ	6
1.1. Структура потрошње примарне енергије	6
1.2. Енергетски биланси по врстама примарне енергије	7
1.2.1 <i>Нафта</i>	7
1.2.2 <i>Природни гас</i>	7
1.2.3 <i>Угаљ</i>	8
1.3. Производња секундарне енергије	8
1.3.1. <i>Електрична енергија</i>	8
1.3.2. <i>Топлотна енергија</i>	9
1.4. Укупне потребе за енергијом	9
1.5. Потрошња финалне енергије	10
1.6. Збирни енергетски биланс Републике Србије	12
2. УКУПНИ ПОТЕНЦИЈАЛ КОГЕНЕРАЦИЈЕ У СРБИЈИ	15
2.1. Потенцијал когенерације у индустрији	15
2.1.1. <i>Потрошња енергије у индустрији</i>	15
2.1.2. <i>Когенерациона постројења у индустрији</i>	16
2.2. Потенцијал когенерације у системима централизованог грејања	17
2.2.1. <i>Системи централизованог грејања</i>	17
2.2.2. <i>Постојећа когенерација у системима централизованог грејања</i>	19
2.3. Потенцијал когенерације у производње електричне енергије	19
2.3.1. <i>Структура производње електричне енергије у Србији</i>	19
2.3.2. <i>Когенерација у Електропривреди</i>	23
2.4. Потенцијал за повећање учешћа производње у когенерацији	26
3. РАСПОЛОЖИВЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ ЗА УВОЂЕЊЕ КОГЕНЕРАЦИЈЕ	30
3.1. Когенерација у термоелектранама	30
3.1.1. <i>Технологије когенерације у термоелектранама на угаљ</i>	30
3.1.2. <i>Технологије когенерације у термоелектранама на гас</i>	30
3.2. Технологије когенерације при градњи постројења средње снаге која сагоревају локалне угљеве, биомасу и комунални отпад	31
3.3. Технологије когенерације при реконструкцији или градњи нових топлана мале снаге која сагоревају гас или течна горива	31
3.4. Технологије микрокогенерације у постројењима у индивидуалним стамбеним и пословним зградама	31

4. РАСПОЛОЖИВА ГОРИВА ЗА КОГЕНЕРАЦИЈУ	33
4.1. Конвенционална горива	33
4.1.1. Биланси енергије по врстама горива и потрошачима	33
4.1.2. Могућности коришћења угља површинских копова	35
4.1.3. Коришћење природног гаса	38
4.2. Неконвенционална горива	39
4.2.1. Коришћење отпадне биомасе	39
4.2.2. Коришћење комуналног отпада	40
5. МОГУЋНОСТИ И ОГРАНИЧЕЊА РАЗВОЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ	42
5.1. Стратегијски циљеви енергетске политике у Србији	42
5.2: Препреке увођењу когенерације	43
6. ЗАКЉУЧАК	45

ПРЕДГОВОР

Овај нацрт Националног извештаја о спрегнутој производњи (когенерацији) електричне енергије и топлоте у Србији је формиран сходно Члану 6 и Анексу IV Директиве Европске Уније 2004/8/ЕС од 11. јануара 2004. године, која има за циљ да подстакне боље искоришћење примарних енергената ради побољшања енергетске ефикасности при конверзији енергије у земљама Европске Уније (видети Прилог у Елаборату 1). Национални извештај о когенерацији подразумева анализу националног потенцијала за примену високо-ефикасне когенерације, укључујући високо-ефикасну микро-когенерацију, при чему се високо ефикасном сматра когенерација која обезбеђује уштеду у потрошњи горива већу од 10% у односу на одвојену производњу електричне енергије и топлоте.

Према Директиви 2004/8/ЕС, анализа потенцијала когенерације треба да буде базирана на добро документованим научним подацима (што у овом случају практично представља Елаборат 1), узимајући у обзир сав потенцијал за потражњу корисног грејања и хлађења, који је погодан за примену високо-ефикасне когенерације, врсте горива која ће се вероватно користити за реализовање потенцијала за когенерацију, укључујући специфична разматрања о потенцијалу за повећано коришћење обновљивих извора енергије на националним тржиштима топлоте произведене когенерацијом и врсте технологија когенерације које ће се вероватно користити за реализовање националног потенцијала уместо технологија за одвојену производњу топлоте и електричне енергије. Анализа националног потенцијала за когенерацију треба да га специфицира у односу на временске хоризонте 2010., 2015. и 2020. годину и да укључи, тамо где је то изводљиво, одговарајуће процене трошкова за сваки од ових временских хоризоната.

Директива 2004/8/ЕС предвиђа да анализа потенцијала когенерације такође треба да укључи одговарајуће механизме за оцену економичности у смислу уштеда примарне енергије и повећаног удела високо-ефикасне когенерације у националној енергетици. Таква анализа економичности треба посебно да узме у обзир националне обавезе ускладу са Протоколом из Кјотоа уз Оквирну конвенцију Уједињених Нација о глобалним климатским променама.

Према Директиви 2004/8/ЕС, Извештај о когенерацији треба да укључи посебну анализу препрека, које могу спречавати реализовање националног потенцијала за високо-ефикасну когенерацију. Ова анализа треба да посебно размотри препреке које се односе на цене и трошкове и приступ горивима, препреке које се односе на питања мреже електричне енергије, препреке које се односе на административне процедуре, и препреке које се односе на недостатак интернализације екстерних трошкова у ценама енергије.

Предметни нацрт Националног извештаја о когенерацији, заснован на Студији потенцијала когенерације топлотне и електричне енергије у Србији, одговара на већину наведених захтева Директиве 2004/8/ЕС. Иако по својој намени има карактер претходног документа (нацрта, који служи као подлога за формирање одговарајућег националног извештаја о когенерацији од стране надлежних државних органа), он пружа довољно техничких елемената да се (користећи такође и одговарајуће анализе приказане у Студији) сачини формални документ Извештаја, који ће обухватити и елементе националне енергетске политике у овој области.

1. СТАЊЕ И БУДУЋИ РАЗВОЈ ЕНЕРГЕТИКЕ СРБИЈЕ

1.1. Структура потрошње примарне енергије

У енергетском систему Србије основни извори примарне енергије су угаљ и течна горива. Угаљ се претежно користи за производњу електричне енергије (око 60%), док се течна горива углавном увозе и користе се у сектору саобраћаја и за погон машина у пољопривреди. У Табелама 1 и 2 види се кретање учешћа појединих горива у производњи примарне енергије у периоду 1990. до 2006. године. Запажа се значајно повећано учешће угља (као домаћег извора енергије) у периоду санкција УН од 1990. до 2000. године. Подаци се односе на територију Републике Србије без података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија, с обзиром да је увид у производњу и потрошњу енергије на овој територији могуће имати само када је у питању електрична енергија.

Табела 1: Удео појединих енергената и увоза у потрошњи примарне енергије, %

Година	1990.	1999.	2000.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.
Угаљ, укупно	51,11	60,32	64,24	50,24	49,25	49,13	49,84	52,25
Нафта, укупно	30,63	13,67	12,38	27,40	27,57	29,48	29,22	27,84
Нафта, увоз	22,77	3,89	2,67	21,30	21,79	23,97	24,21	20,73
Гас, укупно	13,95	15,17	14,53	15,14	17,31	14,46	13,91	13,29
Гас, увоз	10,86	9,59	9,39	12,18	11,98	13,63	12,31	11,73
Хидро, укупно	4,30	10,79	8,88	7,20	5,87	6,89	7,03	6,63
Укупно	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Увоз укупно	33,62	13,48	12,06	33,48	33,77	37,60	36,52	

Табела 2: Удео појединих енергената и увоза у потрошњи примарне енергије, Мтеп**

Година	1990.	1999.	2000.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.
Угаљ*, укупно	8,530	5,730	6,430	6,270	6,580	6,760	7,251	7,691
Нафта, укупно	5,112	1,299	1,239	3,419	3,684	4,056	4,252	4,098
Нафта, увоз	3,800	0,370	0,267	2,658	2,911	3,298	3,522	3,052
Гас, укупно	2,328	1,441	1,454	1,889	2,312	1,990	2,024	1,957
Гас, увоз	1,812	0,9112	0,940	1,520	1,600	1,875	1,791	1,726
Хидро, укупно	0,717	1,025	0,889	0,898	0,784	0,948	1,023	0,976
Укупно	16,69	9,50	10,01	12,48	13,36	13,76	14,55	14,72

* За угаљ је коришћена просечна топлотна вредност 8,27 MJ/kg

** 1 теп (тона еквивалентне нафте) = 41,868 GJ

У овим горњим табелама је дата структура укупно расположиве примарне енергије за потрошњу, која обухвата домаћу производњу на бази коришћења сопствених ресурса примарне енергије (угаљ, нафта, природни гас, хидропотенцијал) и нето увоз примарне енергије (укључујући нето увоз електричне енергије). Приказ коришћења обновљивих извора енергије није потпун, пошто, осим података о искоришћеном хидропотенцијалу, нема података о биомаси, геотермалној енергији, сунчевој енергији, енергији ветра, будући да до сада није постојала статистика о њиховом коришћењу у енергетске сврхе. Међутим, обавезе које Република Србија има као потписница Уговора о Енергетској заједници и као земља у процесу стабилизације и придруживања Европској Унији, намећу да се што пре спроведе потпуно евидентирање коришћења свих облика обновљивих извора енергије.

1.2. Енергетски биланси по врстама примарне енергије

1.2.1 Нафта

Биланс нафте обухвата производњу сирове нафте, нето увоз сирове нафте и нафтних деривата, прераду у рафинеријама, те потрошњу нафтних деривата, а у оквиру пословања НИС а.д. и процењеног промета трећих лица. Производња сирове нафте се односи на домаћу производњу у земљи и производњу у Анголи, али се билансира само домаћа производња. Домаћа производња сирове нафте планирана за 2007. годину износи 0,636 милиона тона, што је нешто испод процењене производње у 2006. години која износи 0,646 милиона тона. План увоза сирове нафте у 2007. години је 2,946 милиона тона, што је за 18 % више од процењеног увоза у 2006. години, који износи 2,496 милиона тона. За прераду у рафинеријама користе се расположива сирова нафта (из домаће производње, нето увоза и залиха) и компоненте за прераду (полупроизводи). Планирана је производња деривата у 2007. години у износу од 3,371 милиона тона односно 8,4 % више у односу на 2006. годину када је процењена производња у износу 3,114 милиона тона. Потрошња нафтних деривата је биланс нафтних деривата добијених прерадом у рафинеријама, из нето увоза и промене залиха. Планирана потрошња нафтних деривата у неенергетске сврхе за 2007. годину је једнака процењеној потрошњи у 2006. години и износи 0,735 милиона тона.

У структури потрошње нафтних деривата у енергетске сврхе учествују потрошња за енергетске трансформације у термоелектранама, термоелектранама - топланама, топланама и индустријским енерганама и финална потрошња по секторима потрошње (индустрија, саобраћај, домаћинства, јавне и комерцијалне делатности, пољопривреда). Планирано је да повећање потрошње нафтних деривата за енергетске трансформације буде за 15 % веће у 2007. години (0,502 милиона тона) у односу на процењену потрошњу у 2006. години (0,437 милиона тона). Међутим, планирана потрошња нафтних деривата за потребе сектора индустрије, саобраћаја и остало за 2007. годину износи 2,574 милиона тона, што је нешто мање од потрошње у 2006. години када је процењено да ће износити 2,608 милиона тона.

1.2.2 Природни гас

Билансиране количине природног гаса обухватају домаћу производњу природног гаса, увоз и потрошњу. Домаћа производња природног гаса опада, те је у 2007. години планирана производња у износу од 263,60 Мм³ за готово 10 % мања од процењене производње у 2006. години када би требало да износи 291 Мм³. Планирани увоз природног гаса за 2007. годину износи 2405 Мм³, што је за 11 % веће од увоза у 2006. години који је процењен на 2167 Мм³. Укупна потрошња природног гаса расте, те су планиране количине у 2007. години у износу од 2668,6 Мм³ веће за око 9 % од процењене потрошње у 2006. години која би требала да износи 2458 Мм³.

У структури потрошње природног гаса један део се користи у неенергетске сврхе. Планирана неенергетска потрошња природног гаса у 2007. години износи 482 Мм³ и за 50 % је већа од потрошње у 2006. години, која је процењена на 321 Мм³. Структуру енергетске потрошње чине потрошња енергетског сектора, потрошња за трансформације у термоелектранама - топланама, топланама, индустријским енерганама и финална потрошња по секторима индустрије, саобраћаја, домаћинства, јавне и комерцијалне делатности и пољопривреде. Потрошња за трансформације расте, те планирана потрошња у 2007. години износи 979,09 Мм³, што је за 7,5 % више у односу на 2006. годину, у којој је процењен износ потрошње од 910,50 Мм³. Планирана количина природног гаса за

финалну потрошњу по секторима потрошње у 2007. години износи 1159 Мм³ и готово је иста потрошњи у 2006. години, која је процењена на 1166,60 Мм³.

1.2.3 Угаљ

Домаћа производња угља обавља се у рудницима са подземном експлоатацијом, рудницима са површинском експлоатацијом и рудницима са подводном експлоатацијом (Ковин). Планиране производње угља у 2007. години у рудницима са подземном експлоатацијом износе 0,091 М тона каменог угља (што је за 40 % више у односу на 2006. годину у којој је процењен износ производње на 0,064 М тона), 0,509 М тона мрког угља (што је за 17 % више од процењене производње у 2006. години, која износи 0,434 М тона), а у рудницима са површинском експлоатацијом 35,127 М тона лигнита (што је нешто мање од производње у 2006. години, за коју је процењен износ од 36,096 М тона) и у рудницима са подводном експлоатацијом угља 0,180 М тона лигнита (што је готово исто као и у процени за 2006. годину).

Планирана примарна производња угља у 2007. години износи 6,721 Мтен, што је за 2% мање од производње у 2006. години, која је процењена на 6,859 Мтен. Планирани нето увоз угља у 2007. години износи 0,835 Мтен и готово је на истом нивоу као и у 2006. години, када је процењен на 0,832 Мтен. Планиране количине угља, поред домаће примарне производње обухватају и потрошњу угља за трансформације, потрошњу енергетског сектора и финалну потрошњу по секторима потрошње. При томе су из трансформација посебно издвојене количине лигнита које се користе за прераду у сушари, односно за производњу сушеног лигнита. У 2007. години планирана производња сушеног лигнита у износу од 0,188 Мтен је за 10 % мања од процењене производње у 2006. години у износу од 0,206 Мтен.

Потрошња угља за процесе трансформација, осим потрошње у термоелектранама, термоелектранама - топланама, топланама, индустријским енерганима, обухвата и количине кокса које се троше у високим пећима и производњу и потрошњу високопећног гаса према методологији Eurostat-а и Међународне Агенције за енергију. У 2007. години планирана је потрошња угља за енергетске трансформације у износу од 6,892 Мтен, а то је 2 % мање од процењене потрошње која у 2006. години износи 7,060 Мтен. Планирано је да се финална потрошња угља у секторима потрошње смањи за 3 % у 2007. години, односно да износи 0,637 Мтен, док је у 2006. години процењена потрошња у износу од 0,659 Мтен.

1.3. Производња секундарне енергије

1.3.1. Електрична енергија

Билансирана електрична енергија обухвата производњу електричне енергије у термоелектранама, термоелектранама - топланама и хидроелектранама, нето увоз електричне енергије, потрошњу за пумпне акумулације, губитке у преносу и дистрибуцији, потрошњу енергетског сектора, финалну потрошњу по секторима потрошње. У оквиру овог биланса посебно су исказани подаци о производњи електричне енергије на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија, али због непостојања података о осталим енергентима, они нису укључени у Збирни енергетски биланс Србије дат у поглављу 1.6.

Планирана нето производња електричне енергије у 2007. години износи 33450 GWh. Овако планирана производња је за 2 % мања од производње у 2006. години, која је процењена на

34203 GWh. Планирани нето увоз електричне енергије у 2007. години износи 1535 GWh. Процењени нето увоз електричне енергије у 2006. години износи -149 GWh, односно за 149 GWh је већи извоз од увоза. У 2007. години планирани губици у преносу и дистрибуцији ће остати на истом нивоу као и у 2006. години.

Планирана финална потрошња за 2007. годину износи 27829 GWh, а то је за 4% више од процењене потрошње у 2006. године. Планирано је повећање производње електричне енергије на територији Аутономне покрајине Косова и Метохије за 10 % у 2007. години и износи 4629 GWh, док процењена производња за 2006. годину износи 4199 GWh.

1.3.2. Топлотна енергија

Билансирана производња топлотне енергије обухвата потрошњу енергената, производњу топлотне енергије у термоелектранама, термоелектранама - топланама, топланама и индустријским енерганама, као и финалну потрошњу по секторима потрошње. Структуру енергената за производњу топлотне енергије чине угаљ (16 %), природни гас (54 %), високопећни гас (4 %) и течна горива (25 %). Планирана је потрошња енергената у 2007. години у износу од 1,432 Mten, а то је за 6% више у односу на процењену потрошњу у 2006. години у износу од 1,354 Mten.

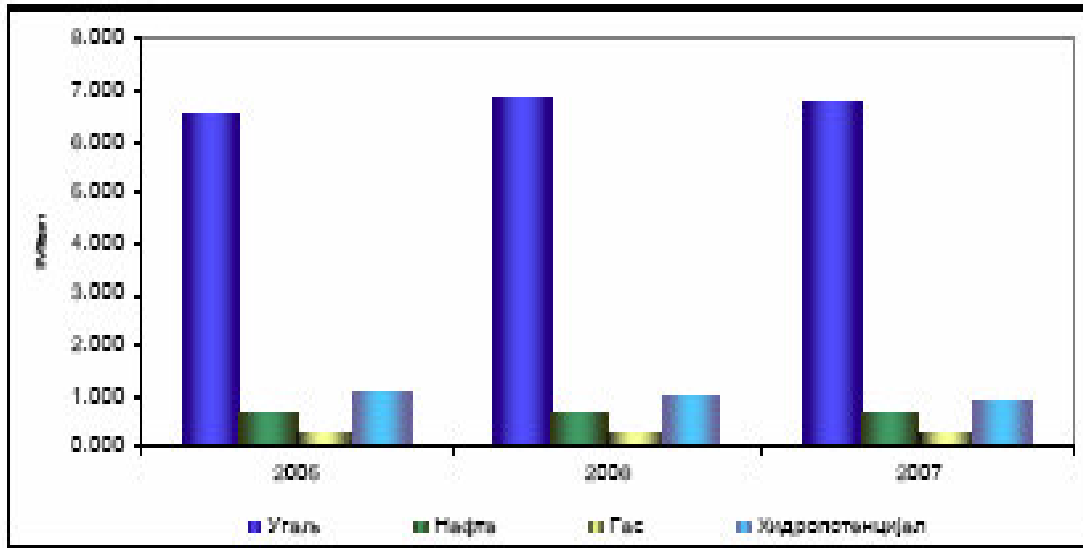
У 2007. години планирана је бруто производња топлотне енергије у износу од 1,249 Mten или за 5 % више од производње у 2006. години, која је процењена у износу од 1,190 Mten. Планирана финална потрошња топлотне енергије за 2007. годину у износу од 1,129 Mten је за 5 % већа од процењене потрошње у 2006. години, која износи 1,071 Mten.

1.4. Укупне потребе за енергијом

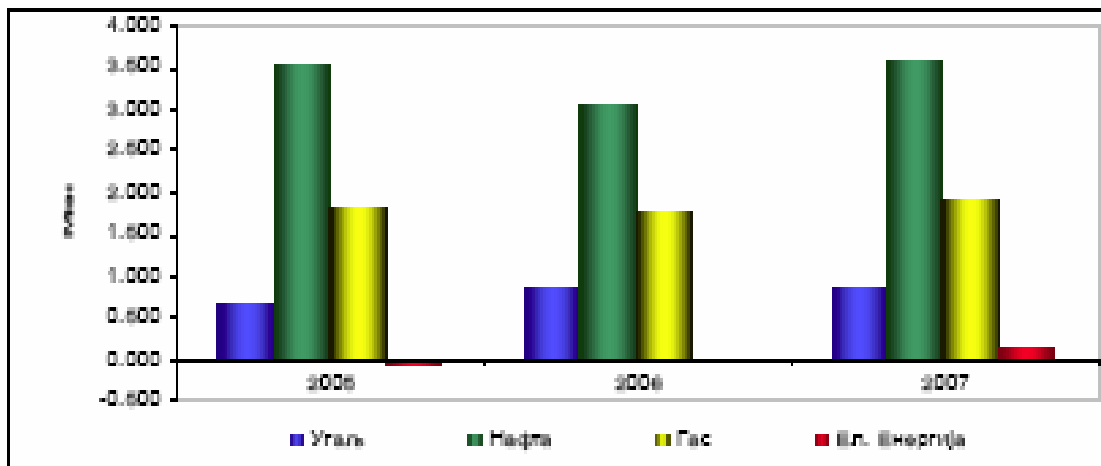
Билансирањем домаће производње примарне енергије, нето увоза енергената и залиха, укупна примарна енергија расположива за потрошњу у 2007. години пројектована је на 15,026 Mten, што је за 2 % више од процењене укупне количине примарне енергије у 2006. години која износи 14,709 Mten. Укупна примарна енергија расположива за потрошњу користи се за трансформације у термоелектранама, хидроелектранама, термоелектранама - топланама, топланама, индустријским енерганама, рафинеријама нафте, сушарама, високим пећима и директно за финалну потрошњу.

Укупне енергетске потребе Републике Србије (без података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија) на годишњем нивоу приказују се на основу претходно дефинисаних појединачних биланса за нафту и нафтне деривате, природни гас, угаљ, електричну и топлотну енергију. Планирана производња примарне енергије у 2007. години износи 8,483 Mten и за готово 3 % је мања од процењене производње у 2006. години када би требало да износи 8,729 Mten, Слика 1.

Нето увоз енергената расте, односно планирани нето увоз у 2007. години у износу од 6,423 Mten је за 15 % већи од нето увоза у 2006. години када је процењен на 5,596 Mten. Стога пројектована увозна зависност за 2007. годину износи 42,75 %, што је знатно више од процењене увозне зависности у 2006. години која износи 38,04 %, Слика 2.



Слика 1: Биланс домаће производње примарне енергије

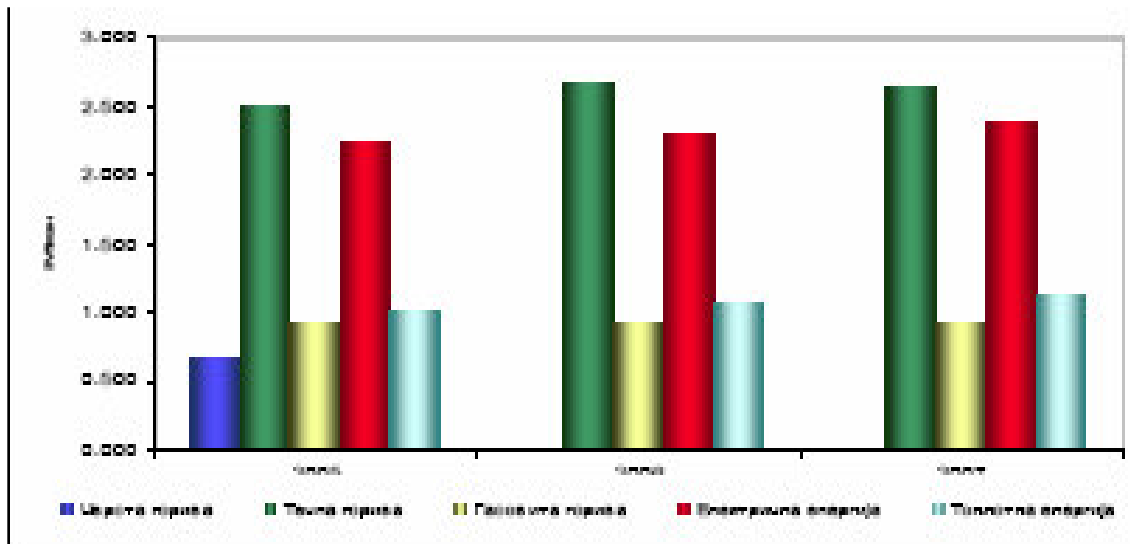


Слика 2: Биланс увоза примарне енергије

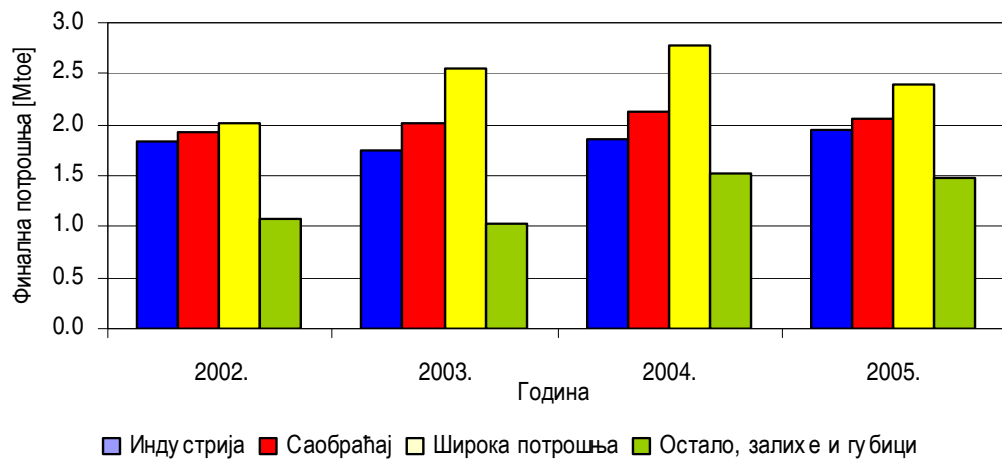
1.5. Потрошња финалне енергије

Расположива енергија за финалну потрошњу у 2007. години износи 7,722 Мтеп што је за 1 % више од процењене потрошње финалне енергије у 2006. години у износу од 7,633 Мтеп. Она представља суму примарне енергије која се не користи у трансформацијама (користи се директно у секторима потрошње) и енергије која се добија у процесима трансформација, умањена за потрошњу енергетског сектора, губитке у преносу и дистрибуцији енергије и неенергетску потрошњу.

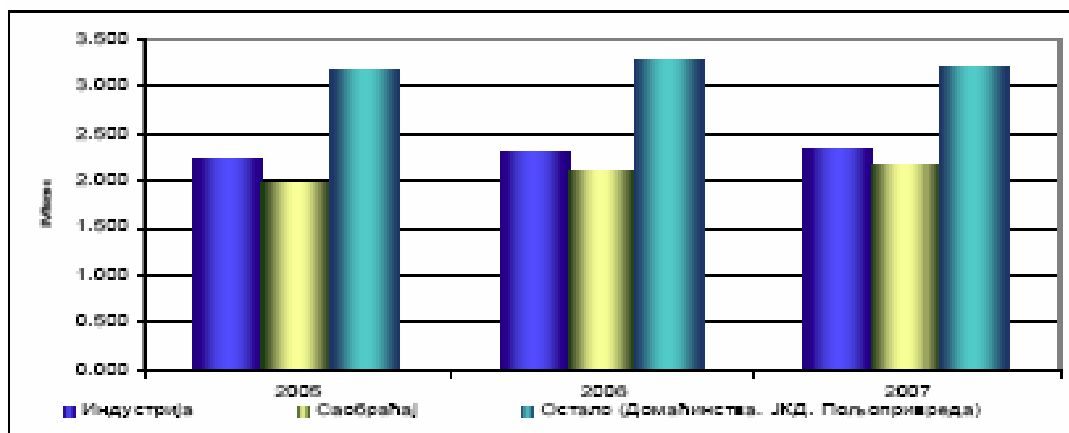
Потрошња финалне енергије по енергентима приказана је на Слици 3, док је њена потрошња по секторима потрошње приказана на Слици 4 за период 2002.-2005. година и на Слици 5 за период 2005.-2007. година.



Слика 3: Потрошња финалне енергије по енергентима



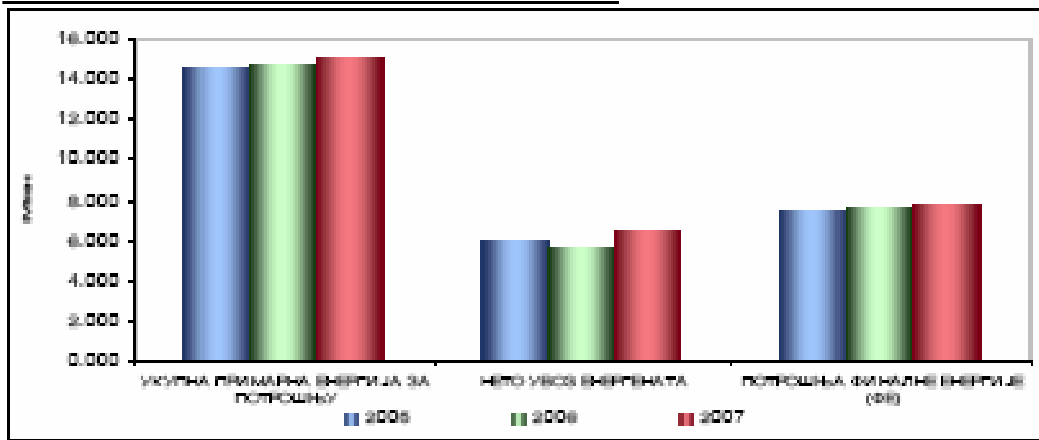
Слика 4: Потрошња финалне енергије по секторима за период 2002.-2005.



Слика 5: Потрошња финалне енергије по секторима за период 2005.-2007.

1.6. Збирни енергетски биланс Републике Србије

Збирни енергетски биланс Републике Србије формиран од стране Министарства рударства и енергетике за 2007. годину (истовремено приказује енергетске токове и у 2005. и 2006. години), показује да укупна потрошња примарне и финалне енергије расте, Слика 6. При утврђивању потрошње енергије коришћени су подаци Републичког завода за статистику о бруто домаћем производу (БДП) за 2005. годину, док је пројекција БДП за 2006. годину утврђена на основу евидентираних кварталних стопа раста БДП од 6,6% у тој години, а пројекција БДП за 2007. годину је дефинисана према стопи раста БДП од 7% у оквиру документа Стратегија привредног развоја Републике Србије до 2012. године.



Слика 6: Учешће појединих сектора/енергената у потрошњи енергије

Пораст потрошње примарне енергије је пре свега последица раста нето увоза енергената, а не и повећања експлоатације домаћих ресурса која је готово на истом нивоу. У Табели 3 приказани су збирни енергетски биланс за три године и основни енергетски индикатори као што је потрошња примарне енергије по становнику (изражена у kg en/capita), потрошња електричне енергије по становнику (изражена у kWh/capita). Уочљива је нешто мања увозна зависност у 2006. години (38,04 %) у односу на увозну зависност из 2005. године (40,95%) и пројектовану увозну зависност у 2007. години (42,75%), што је пре свега последица несташице природног гаса почетком 2006. године. Наиме у јануару и фебруару 2006. године дошло је до редуковане испоруке гаса од стране добављача из Русије и због тога смањене потрошње гаса код великих потрошача. У току је изградња складишта природног гаса у Банатском Двору, чиме ће се повећати сигурност у снабдевању купаца природним гасом. Осим тога у структури нето увоза енергената уочљиво је и смањење увоза сирове нафте у 2006. години (2,559 Mten), у односу на 2005. годину (3,150 Mten) и 2007. годину (3,020 Mten) с обзиром да расте увоз нафтних деривата.

Пројектована потрошња финалне енергије у 2007. години подједнако расте у секторима Индустрија и Саобраћај за 3 %. То значи да планирана потрошња у Индустрији за 2007. годину износи 2,346 Mten (док је у 2006. години процењен износ од 2,277 Mten), у сектору Саобраћаја износи 2,157 Mten (док је у 2006. години процењен износ од 2,097 Mten) а у Осталим секторима је на готово истом нивоу – у 2007. години планирано је 3,219 Mten (док је у 2006. години процењен износ од 3,259 Mten). У структури потрошње финалне енергије по енергентима, утврђен је пораст потрошње електричне и топлотне енергије, док је планирана потрошња чврстих, течних и гасовитих горива за 2007. годину на истом нивоу као и процењена потрошња за 2006. годину, Табела 4.

Табела 3: Биланс примарне енергије

РЕПУБЛИКА СРБИЈА (без КиМ) БИЛАНС ПРИМАРНЕ ЕНЕРГИЈЕ		ОСТВАРЕНО У 2005		ПРОЦЕНА 2006.		ПЛАН ЗА 2007.	
		физичке јединице	Милиона тен	физичке јединице	Милиона тен	физичке јединице	Милиона тен
ПРОИЗВОДЊА ПРИМАРНЕ ЕНЕРГИЈЕ		-	8,485	-	8,729	-	8,483
Угаљ	1000 t	-	6,564	-	6,859	-	6,721
Нафта	Мил t	0,649	0,665	0,646	0,662	0,636	0,652
Гас	Мил м3	292,700	0,233	291,000	0,232	263,600	0,210
Хидропотенцијал	GWh	11891,000	1,023	11345,300	0,976	10459,000	0,899
Остали обновљиви извори енергије	-	-	-	-	-	-	-
ЗАЛИХЕ	-	-	0,071	-	0,385	-	0,120
НЕТО УВОЗ ЕНЕРГЕНАТА		-	5,934	-	5,596	-	6,423
Угаљ	-	-	0,681	-	0,832	-	0,835
Нафта	-	3,438	3,522	2,979	3,052	3,456	3,541
Сирова нафта	-	3,073	3,150	2,496	2,559	2,946	3,020
Нафтни деривати	-	0,365	0,371	0,483	0,493	0,510	0,521
Гас	-	2249,00	1,791	2167,00	1,726	2405,00	1,915
Електрична енергија	-	-687,00	-0,06	-149,00	-0,01	1535	0,132
ПРИМАРНА ЕНЕРГИЈА ЗА ПОТРОШЊУ (ПЕ)		-	14,491	-	14,709	-	15,026
Угаљ	-	-	7,251	-	7,691	-	7,557
Нафта	-	4,149	4,252	4,001	4,098	4,209	4,313
Гас	-	2541,700	2,024	2458,000	1,957	2668,600	2,125
Електрична енергија	-	-687,000	-0,059	-149,000	-0,013	1535,000	0,132
Обновљиви извори(Хидропотенцијал+ остало)	-	11891,000	1,023	11345,300	0,976	10459,000	0,899
УВОЗНА ЗАВИСНОСТ(%)		-	40,95	-	38,04	-	42,75
УЧЕШЋЕ У УКУПНОЈ БРУТО ПОТРОШЊИ, (%)		-					
Угаљ	-	-	50,04	-	52,29	-	50,29
Нафта	-	-	29,35	-	27,86	-	28,70
Гас	-	-	13,97	-	13,31	-	14,14
Обновљиви извори (хидропотенцијал+ остали)	-	-	7,06	-	6,63	-	5,99
ПОТРОШЊА ПРИМАРНЕ ЕНЕРГИЈЕ ПО СТАНОВНИКУ		Тен	1,948	1,977			2,020
ПОТРОШЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ПО СТАНОВНИКУ		kWh	3520	3599		3740	

Табела 4: Енергетске трансформације и потрошња

РЕПУБЛИКА СРБИЈА (без КиМ) ЕНЕРГЕТСКЕ ТРАНСФОРМАЦИЈЕ И ПОТРОШЊА		ОСТВАРЕНО У 2005		ПРОЦЕНА 2006.		ПЛАН ЗА 2007.	
		физичке јединице	Милиона тен	физичке јединице	Милиона тен	физичке јединице	Милиона тен
ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	GWh	34410	2,96	34202	2,94	33450	2,877
Термоелектране	GWh	22138	1,90	22710	1,95	22729	1,955
Хидроелектране	GWh	11891	1,02	11345	0,98	10459	0,899
Термоелектране-Топлане	GWh	381	0,033	147	0,01	262	0,023
ЕНЕРГЕНТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	-	-	7,096	-	7,263	-	7,185
Угаљ	-	-	5,844	-	6,167	-	6,097
Нафта	-	-	0,173	-	0,089	-	0,136
Гас	-	-	0,056	-	0,032	-	0,052
Хидропотенцијал	-	-	1,023	-	0,976	-	0,899
ЕНЕРГЕНТИ ЗА ДРУГЕ ТРАНСФОРМАЦИЈЕ	-	-	5,939	-	5,663	-	5,907
Рафинерије	-	-	3,949	-	3,428	-	3,755
Сушара	-	-	0,236	-	0,234	-	0,203
Остало	-	-	1,754	-	2,002	-	1,950
ПОТРОШЊА ЕНЕРГЕТСКОГ СЕКТОРА	-	-	0,864	-	0,794	-	0,744
НЕЕНЕРГЕТСКА ПОТРОШЊА	-	-	1,029	-	1,006	-	1,136
ГУБИЦИ ПРЕНОСА И ДИСТРИБУЦИЈЕ	-	-	0,558	-	0,557	-	0,567
ПОТРОШЊА ФИНАЛНЕ ЕНЕРГИЈЕ (ФЕ)	-	-	7,367	-	7,633	-	7,722
Потрошња по секторима	-	-	7,367	-	7,633	-	7,722
Индустрија	-	-	2,216	-	2,277	-	2,346
Саобраћај	-	-	1,981	-	2,097	-	2,157
Остало (Домаћинства, ЈКД, Пољопривреда)	-	-	3,170	-	3,259	-	3,219
Потрошња по енергентима	-	-	7,367	-	7,633	-	7,722
Чврста горива	-	-	0,658	-	0,659	-	0,637
Течна горива	Милт	2,45	2,506	2,61	2,671	2,574	2,639
Гасовита горива	Мил м3	1171,38	0,933	1166,60	0,929	1159,51	0,923
Електрична енергија	GWh	26189,50	2,252	26777,05	2,303	27829	2,393
Топлотна енергија	TJ	42601	1,018	44857	1,071	47259	1,129

2. УКУПНИ ПОТЕНЦИЈАЛ КОГЕНЕРАЦИЈЕ У СРБИЈИ

2.1. Потенцијал когенерације у индустрији

2.1.1. Потрошња енергије у индустрији

У овом сектору енергетском сектору догодиле су се у последњих 20-так година највеће промене. У периоду од 1990. године индустријска производња опала на 30% првобитне вредности, и још увек није достигла тадашњи ниво. У току је значајна промена структуре производње, како због застарелости технологија и производа, тако и због приватизације и гашења неких предузећа.

Учешће малих, средњих и великих предузећа у друштвеном приходу и дохотку у корелацији је са потрошњом финалне енергије, те се може претпоставити да велика и средња предузећа учествују са приближно 80-85% у утрошку енергије у оквиру сектора прерађивачке индустрије. Преглед података о котловима за производњу енергије у индустрији према подацима из 1990 године, дат је у Табели 5. У периоду од 1990. године битних промена није било због смањене индустријске производње и одсуства градње нових постројења у индустрији. Старосна структура котлова је веома неповољна, јер је око 74% инсталираних котлова старије од 20 година, а чак 30% старије преко 30 година. Старосна структура према подацима испоручилаца котлова из листе прегледа је још неповољнија. Удео котлова старијих од 20 година је 82%. Да ситуација буде гора, велики део ових постројења није у погону већ дуже време, јер је производња у фабрикама смањена или обустављена.

Табела 5: Преглед података о индустријским котловима

Врста котлова		Парни котлови		Вреловодни котлови	
Број и капацитет котлова	Укупно	Број	Производња паре, t/h	Број	Топлотна снага, MW _T
Гориво					
Угаљ ¹	371	321	1977	50	330,0
Течно гориво и природни гас	1177	832	9024	345	473,0
Обновљиви извори ²	24	21	152	3	28,0
Електрична енергија	3	0	0	3	1,5
Нема података	6	6	17	0	0,0
Отпадна топлота и гасови	4	2	12	2	3,5
Укупно	1585	1182	11182	403	5099,0

¹ мрки угаљ, лигнит, остали угљеви, ² дрво и дрвени отпад, сунцокретова љуска, соја

Највећи број индустријских котлова користи течном гориво и гас (70% од броја парних јединица са 81% капацитета и 86% од броја вреловодних котлова са 93% капацитета), што указује на велики утицај производње енергије (топлотне и електричне) у индустрији на увозну зависност Републике Србије. Учешће угља у производњи енергије у индустрији је релативно мало (око 20% у парним котловима и око 7% у вреловодним котловима). Старост котлова је велика (просечна старост је 22 године, са 54% котлова старијих од 20 година, при чему је 3/5 котлова на угаљ у погону дуже од 30 година), те је производња енергије у индустрији технолошки заостала, нарочито у случају котлова који користе угаљ. Упадљиво је мало коришћење обновљивих горива (свега 1,5% од укупног броја котлова са 1,3% капацитета парних котлова и 0,5% капацитета водогрејних котлова), а један број котлова је преведен на електричну енергију.

Спрегнута производња електричне и топлотне енергије је веома мало заступљена. Од 1182 парне јединице, само 78 користи спрегнуту производњу топлотне и електричне енергије (око 6,5%) са укупном инсталираном електричном снагом од 456MW_e. Снага ових јединица креће се од 0.3 - 25 MW_e. Просечна снага ових јединица је 6MW_e, а старост преко 27 година. Приближно 1/3 ових котлова (или 50% капацитета) користи угаљ, док 2/3 користи течно гориво или гас (са такође 50% капацитета). Од ових 78 јединица, 31 је у индустрији шећера, 15 у металском комплексу, 16 у хемијској и петрохемијској индустрији и 6 у индустрији папира.

2.1.2. Когенерациона постројења у индустрији

Поред когенерационих капацитета у електропривреди и у неким градовима у оквиру центрелизованих система снабдевања топлотном енергијом, постоје и постројења когенерације у индустрији Србије. Процена је да у укупно 37 производних погона, има 78 когенерационих јединица и то у следећим гранама индустрије (Табела 6).

Табела 6: Комбинована производња топлотне и електричне енергије у индустрији

Индустрија	Број јединица	Инсталисани капацитет, MW _e	Старост, год.
Шећеране	31	161	29
Металска индустрија	15	105	34
Хемијска и петрохемијска	16	107	20
Папирна индустрија	6	77	23
Укупно	78	465	27

Ко-генерација у индустрији Србији заснива се на парном циклусу, а одликује се ниском ефикасношћу. Највећа примена ко-генерације остварена је у индустрији производње шећера, металском комплексу, хемијској и петрохемијској индустрији и индустрији папира. У укупно 78 јединица, лоцираних у 37 предузећа, инсталиран је електрични капацитет од 465 MW_e. Већина ових јединица, већ годинама је ван погона. Пошто нису биле конзервирани, непознато је у каквом су радном стању, али се претпоставља, да је већина њих, да би се довеле у стање радне готовости, потребан генерални ремонт и оправка. Некада, око 1990. године, просечна годишња производња електричне енергије у индустријским енерганама износила је око 800 GWh, што је око 2,5% просечне годишње нето производње ЈП Електропривреда Србије, али је испорука вишкова електро енергетском систему је била скромна, свега 80-100 GWh годишње.

Старост ових ко-генерационих постројења и неизвесно будуће стање индустријских капацитета којима су она намењена доводе у питање реалност оцене могућности да се она оспособе и раде. Рачунајући да ће њихову судбину одређивати и очекивани процес приватизације индустријских предузећа у Србији, у овој анализи је утицај постојећих постројења у индустрији изостављен. У статистичким подацима, појављују се подаци да је у овим постројењима за сопствене потребе произведено 188 GWe у 2005. године, а 138GWe у 2006. години. Производњу су многе од њих обуставиле још деведесетих година када, због санкција није било лако доћи до горива неопходних за њихов погон, а и због ниске цене електричне енергије из електропривредног система. После скидања санкција, нису били економски стимулирани да обнављају производњу, већ се највећим делом јефтинеје снабдевају из јавне електричне мреже. Да се обнови производња у тим

индустријским когенерационим јединицама, биће потребно да се оне прво технички оспособе за рад, а после тога да за њу имају економски интерес, који се законски мора регулисати на начин као у западно-европским земљама, што је на неки начин, у главним цртама и предвиђено у Закону о енергетици из јула 2004. године.

2.2. Потенцијал когенерације у системима централизованог грејања

2.2.1. Системи централизованог грејања

Централизовано снабдевање топлотном енергијом изграђено је у 56 градова Србије, при чему је укупни инсталирани капацитет котлова централизованог снабдевања око 6597 MW_t. Прикључена снага потрошача је око 6000 MW_t, од чега је око 82% у оквиру стамбених и око 18% у оквиру пословних објеката. У Табели 7 дати су основни подаци о централизованим системима снабдевања топлотном енергијом.

Табела 7: Подаци о централизованим системима снабдевања топлотном енергијом

Податак	Количина	Мера
Укупан број станова у Србији	2943401	
Површина станова у Србији	199204252	m ²
Број станова са инсталацијама централног грејања	720495	
Број станова прикључених на топлане	481660	
Укупна површина станова прикључених на топлане	28143552	m ²
Укупна површина осталих установа и пословних јединица прикључених на топлане	8852993	m ²
Укупна површина станова и пословних објеката прикључених на топлане	36996485	m ²
Удео станова са инсталацијама централног грејања у односу на укупан број станова	24,5	%
Удео станова прикључених на топлане у односу на укупан број станова	16,4	%
Број топлана	292	
Број котлова	660	
Капацитет котлова	5506	MW _t
Прикључена снага потрошача	5486	MW _t
Годишња потрошња горива	615284	ten*
Годишња потрошња примарне енергије за грејање по м ²	193	kWh
Дужина топлводне мреже	1250	km
Укупан број подстанца	15025	
Број подстанца у стамбеним зградама	9484	

* ten – тона еквивалентне нафте (1 ten = 41,868 GJ = 41,868 MJ = 11,63 MWh)

Из Табеле 7 се види да је, од близу три милиона станова у Србији, број станова са инсталацијама централног грејања је око 720495 (24,5%), од чега је на централизоване системе прикључено око 481660 (око 14% од укупног броја станова), док их се око 240000 (око 8% укупног броја станова) снабдева топлотном енергијом из локалних котларница.. Према томе без инсталација централног грејања у Републици Србији је око три четвртине (75,5%) станова, који се греју индивидуалним уређајима на угаљ, дрво и електричну енергију.

У производњи топлотне енергије у топланама се користе све врсте горива (Табели 8) Природни гас је најзаступљенији у систему даљинског грејања 67% (изражено у теп- тона еквивалент нафте) док је у индивидуалним котларницама 16%. Највећи потрошачи гаса су топлане у великим градовима - Београду, Новом Саду, Нишу, Крагујевцу и Суботици.

Табела 8: Структура потрошње горива у системима даљинског грејања за 2004. год.

Енергент	Мера	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Mten	%
Природни гас	10 ⁶ m ³	495	4767,00	0,41170	67
Мазут	tona	121000	1346,00	0,11630	19
Уље за ложење	tona	75000	8,68	0,00075	0
Угаљ	tona	226000	1003,00	0,08659	14
Укупно			7124,68	0,61528	100

Структура потрошње горива у индивидуалним котларницама дата је у Табели 9.

Табела 9: Структура потрошње горива у индивидуалним котларницама за 2004. год.

Енергент	Мера	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Mten	%
Природни гас	10 ⁶ m ³	49	472	0,04077	16
Мазут, уље за ложење	tona	127457	1416	0,12230	48
Угаљ	tona	238981	1062	0,09173	36
Укупно			2950	0,25480	100

Укупна потрошња појединих енергената у свим системима грејања дата је у Табели 10.

Табела 10: Укупна потрошња горива за централизовано грејање за 2004. год.

Енергент	Мера	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Mten	%
Природни гас	10 ⁶ m ³	544	5239	0,452461	52
Мазут, уље за ложење	tona	249357	2771	0,239271	28
Угаљ	tona	464581	2065	0,178316	20
Укупно			10075	0,870048	100

На основу предвиђања развоја система даљинског грејања и индивидуалних котларница дата је предвиђена потрошња горива 2010. године. У наредном периоду очекује се повећање потрошње гаса на 56% укупне потрошње енергената (пораст за 4%), док би према тенденцији развоја топлана и индивидуалних котларница потрошња мазута остала на истом нивоу, а смањила би се потрошња угља (Табела 11).

Табела 11: Прогноза укупне потрошње енергената за 2010. год.

Енергент	Мера	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Mten	%
Природни гас	10 ⁶ m ³	610	5875	0,507400	56
Мазут, уље за ложење	tona	249000	2771	0,239271	26
Угаљ	tona	435000	1931	0,166802	18
Укупно			10577	0,913473	100

2.2.2. Постојећа огенерација у системима централизованог грејања

Осим когенерационих постројења у оквиру индустрије (§2.1.2) и Електропривреде Србије (§2.3.2), у централизованим системима за грејање изграђена су још 3 постројења са спрегнутом производњом топлотне и електричне енергије, која у основи раде на природни гас и мазут, сем Крагујевца, где се користи угаљ (Табела 12). У 1999. години укупно је из постројења когенерације (укључујући постројења у власништву ЕПС-а и постројења из Табеле 12, било задовољено око 16% потреба укупног топлотног конзума у Републици Србији.

Табела 12: Капацитети когенерације у склопу централизованих система грејања

Град	Турбина		Котао		
	Број	Снага, MW _e	Гориво	Број	Снага, MW _T
Београд	3	3x24	Керозин, гас	3	348
Бор	3	12	Течно гориво	7	188
Крагујевац	2	24	Угаљ	5	303
Укупно	8	108		15	839

2.3. Потенцијал когенерације у производњи електричне енергије

2.3.1. Структура производње електричне енергије у Србији

У досадашњем периоду развоја, производња електричне енергије у Србији била је мешовитог хидро-термо карактера, како се то види из Табеле 13 за период 1996-2006. године. Из горњег прегледа се види да је просечна годишња производња ХЕ око 11000GWh, са учешћем од око 31%, док остатак потреба подмирују термоелектране, чије се учешће приближава вредности од 70% укупне производње, док је удео куповине од суседа и неелектропривредних произвођача, у посматраном 10-годишњем периоду мали – негде око 2% од укупне производње електрана ЕПС-а. Такође ваља уочити пораст увоза течних и гасовитих горива, како због све мање домаће производње, тако и због апсолутног пораста потрошње ових горива у саобраћају (течних горива) и у домаћинствима и индустрији (природног гаса). Удео увозних горива расте од 33,6% у 1990 години на 37,6% у 2004 години

Електрична енергија у термоелектранама које су прикључене на електроенергетски систем Србије производи се претежно сагоревањем лигнита у котловима јединичне снаге од 200 - 600 MW_e, у термоелектранама ТЕ Никола Тесла у Обреновцу, ТЕ Колубара и ТЕ Костолац, које се налазе на ивицама великих отворених угљених басена Колубара и Костолац. То се очигледно види и из Табеле 14., у којој је дата производња угља У Србији у периоду од 1990 до 2006 године. Коришћење угља из рудника са подземном експлоатацијом у термоелектранама (у ТЕ Морава) и угља из Ковина, је минимално, и повремено, те не мења општи закључак.

Почевши од 2000. године производња угља у Србији за потребе термоелектрана полако расте, Табела 14. Укупна производња у отвореним коповима (за термоелектране) достигла је 36 Мтона (у Колубари је достигла производњу из 1990 године, а у басену Костолац је повећана за око 40%), а у јамским рудницама стагнира на око 0,55 Мтона, што чини свега 1,5%, или нешто више у енергетским јединицама, због више топлотне моћи мрких и камених угљева у односу на лигнит.

Табела 13 Структура производње електричне енергије у електропривреди Србије 1996-2006. године, на прагу електрана

Година		1996.	1997.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.
Производња ТЕ ЕПС-а	GWh	19967	23918	23987	18797	21230	22043	22226	24318	24068	26565	27602
	%	62,02	67,86	68,20	60,98	27,13	67,34	67,86	72,61	68,59	69,02	71,78
Производња ХЕ ЕПС-а	GWh	12229	11329	11186	12030	10396	10693	10528	9172	11021	11924	10850
	%	37,98	32,14	31,80	39,02	32,87	32,66	32,14	27,39	31,41	30,98	28,22
Укупна производња ЕПС-а	GWh	32196	35247	35173	30827	31626	32736	32754	33490	35089	38489	38452
Куповина ван ЕПС-а	GWh	957	679	769	810	679	754	408	702	1112	937	998
% у односу на укупну производњу		2,97	1,93	2,19	2,63	2,15	2,25	1,25	2,10	3,17	2,38	2,60
Укупно расположиво за потрошњу (без увоза)	GWh	33153	35926	35942	31637	32305	33490	33162	34192	36200	39426	39450

Табела 14. Производња угља у Србији у периоду 1990-2006 године, у 10⁶ т

Година	1990.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.
Колубара	29,115	22,683	26,586	25,335	25,667	26,444	27,156	27,605	29,178
Костолац	4,985	5,734	5,315	5,165	5,518	6,371	6,498	6,855	6,896
Косово	8,202	2,511	-*	-	-	-	-	-	-
Јамски рудници	0,954	0,579	0,624	0,555	0,541	-**	-	-	-
Укупно	43,256	31,507	32,561	31,055	31,726	32,815	33,864	34,570	36,074

* после 1999 без података за Косово

** после 2003 године јамски рудници издвојени су из Електропривреде Србије

Пошто термоелектране-топлане које користе гас и течено гориво веома ретко улазе у погон, због изузетно скупе производње, њихов удео у производњи енергије је мањи, него њихово учешће у укупној инсталираној снази термоелектрана у Србији (Табела 15).

Табела 15: Структура бруто производње електричне енергије у Србији

Година	2000.		2002.		2004.		2006.	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ТЕ које користе лигнит	20994	66,51	21922	67,10	23715	67,60	27422	68,03
ТЕ на гас и мазут	294	0,79	294	0,90	353	0,98	180	0,50
Хидроелектране	10322	32,70	10454	32,00	11021	31,41	11920	30,98
Проточне	8775	27,80	9474	29,00	9688	27,61	10113	26,30
Акумулционе	1042	3,30	457	1,40	842	2,40	1192	3,10
Реверзибилне	505	1,60	523	1,60	491	1,40	615	1,60
Укупно	31565	100	32670	100	35089	100	38452	100

Са благим порастом производње електричне енергије усталио се и удео лигнита на око 68%, хидроенергије на око 31% , док је удео гаса остао на испод 1%. Обновљиви извори (осим хидроенергије) не користе се у производњи електричне енергије у систему. Нето производња електричне енергије 2005. и 2006. године приказана је у Табели 16.

Табела 16: Нето производња електричне енергије 2005. и 2006. године, GWh

Година	2005.	2006.
Хидроелектране	11924	10850
Термоелектране на угаљ	23607	25919
Термоелектране-топлане у когенерацији	2958	2681
Укупно	38489	39450

Изузимајући инсталисане капацитете на Косову који су под привременом контролом УНМИК-а, у Табели 17 су приказане постојеће термоелектране и термоелектране – топлане са њиховом укупном инсталисаном и нето расположивом снагом 4789 MWи 4289 MW респективно. У укупно 5 термоелектрана и 3 термоелектране-топлане, има 24 блока, од којих 18 у којима се сагорева угаљ и 6 у којима се сагорева гас или течено гориво. Од укупних инсталисаних капацитета у термоелектранама 91% користи угаљ, док само 9% инсталисаних капацитета користи гас, односно течено гориво. Хидроенергетски систем чини 9 хидроелектрана са 47 агрегата (Табела 18), при чему у проточним хидроелектранама има 30 агрегата укупне снаге 1822 MW_e, у акумулационим хидроелектранама има 17 агрегата (368 MW_e), и два агрегата су у реверзибилној хидроелектрани укупне снаге 614 MW_e.

Табела 17: Постојеће термоелектране у Србији, без капацитета на Косову

Термоелектрана	Гориво	Инсталисана снага, MW _e	Предата нето снага, MW _e
ТЕ Никола Тесла А	Лигнит	1650	1502
ТЕ Никола Тесла Б	Лигнит	1240	1160
ТЕ Колубара А	Лигнит	270	245
ТЕ Морава	Угаљ	125	108
ТЕ Костолац А	Лигнит	310	281
ТЕ Костолац Б	Лигнит	697	640
Укупно ТЕ на угаљ		4292	3936
ТЕ-ТО Нови Сад	Гас/Течно	235	208
ТЕ-ТО Зрењанин	Гас/Течно	120	100
ТЕ-ТО Сремска Митровица	Гас/Течно	52	45
ТЕ-ТО Нови Београд	Гас/Течно	90	84
Укупно ТЕ-ТО		497	437
Свеукупно ТЕ и ТЕ-ТО		4789	4289

Табела 18: Постојеће хидроелектране у Србији

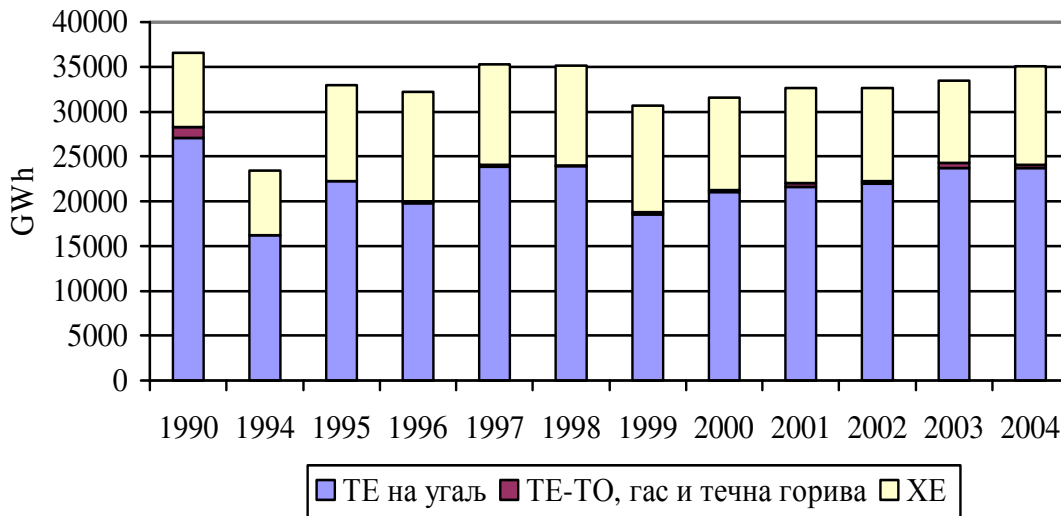
Хидроелектрана (ХЕ)	Инсталисана снага, MW _e	Предата нето снага, MW _e
ХЕ Ђердап I	1058	1058
ХЕ Ђердап II	243	243
ХЕ Власина	129	129
ХЕ Пирот	80	80
ХЕ Бајина Башта	364	364
РХЕ Бајина Башта	614	614
ХЕ Зворник	92	92
ХЕ Електроморава	13	13
ХЕ Лимске	211	211
Укупно ХЕ	2804	2804

Уколико се не узму у обзир постојећи капацитети на Косову, укупни расположиви нето капацитети за производњу електричне енергије коришћењем фосилних горива и хидропотенцијала износе 7093MW_e, од чега 3936 MW_e на угаљ, 437 MW_e на гас или течно гориво и 2804 MW_e у хидроелектранама. Удео домаћег горива (угља) у производњи електричне енергије износи око две трећине, удео хидроенергије око једне трећине, а удео увозног горива је практично занемарљив, како је приказано у Табели 19 и на Слици 7.

Табела 19: Производња електричне енергије у електранама Србије, GWh*

Електране	1990.	1995.	1996.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.
ТЕ	27074	22267	19811	23904	18532	20995	21577	21934	23721	23715
ТЕ-ТО	1182	21	156	88	263	233	466	289	606	353
ХЕ	8337	10659	12229	11120	11925	10337	10622	10447	9118	11021
Укупно	36593	32946	32196	35112	30720	31565	32665	32670	33436	35089

*До 1998. подаци укључују и производњу у ЈП ТЕ Косово



Слици 7: Удео електрана у производњи електричне енергије у Србији

У Србији је производња електричне енергије у когенерацији са топлотном енергијом практично занемарљива, иако постоје значајни инсталирани капацитети који би то омогућили. Когенерација топлотне и електричне енергије би била од посебног интереса за електропривреду, будући да преко половине укупне потрошње електричне енергије отпада на домаћинства, у којима се она (електрична енергија) у веома великој мери још увек користи за грејање. Укупна потрошња електричне енергије у домаћинствима и њен удео у укупној потрошњи приказани су у Табели 20.

Табела 20: Удео домаћинстава у потрошњи електричне енергије у Србији

Година	Потрошња у домаћинствима, GWh	Удео у укупној потрошњи, %	Укупна потрошња, у Србији, GWh
1997.	15366	59,2	25947
2000.	15631	59,1	26449
2001.	15168	59,6	25447
2002.	13749	56,3	24420
2004.	13834	57,6	24017
2005.	14399	57,5	25041
2006.	14275	53,0	26933

2.3.2. Когенерација у Електропривреди

Из Табеле 21. је евидентно да је у 2006. години инсталирани капацитет термоелектрана-топлана (4,22% од укупне инсталисане снаге) дао минорни допринос од само 0,5% у укупној шпроизводњи електричне енергије, што (енергетски) предстаља нерационално коришћење постојећих капацитета са негативним ефектима на повећану потрошњу примарне енергије за одвојену производњу електричне енергије и топлоте и, посебно, на ненаменску употребу електричне енергије за грејање, која би могла бити замењена топлотном енергијом из когенерације уз 4-5 пута мањи губитак у производњи због топлификационих одузимања паре из парних турбина него што је њена потрошња у уређајима за грејање.

Табела 21: Инсталирана снага и производња енергије у електранама ЕПС-а у 2006.

Инсталирана снага – укупно	100,00	8355 MW
• Термоелектране на угаљ (25 јединица)	61,89%	5171 MW
• Термоелектране-топлане (6 јединица)	4,22%	353 MW
• Проточне хидроелектране (30 јединица)	22,13%	1849 MW
• Акумулационе хидроелектране (17 јединица)	4,40%	368 MW
• Реверзибилне хидроелектране (2 јединице)	7,35%	614 MW
Укупна производња електричне енергије – укупно	100,00	38452 GWh
• Термоелектране које користе лигнит	68,03 %	27422 GWh
• Термоелектране на гас и течно гориво	0,5 %	180 GWh
• Хидроелектране	30,98 %	11920 GWh
○ Проточне	26,3%	10113 GWh
○ Акумулационе	3,1%	1192 GWh
○ Реверзибилне	1,6%	615 GWh

Да о овако очигледним чињеницама у корист когенерације није довољно вођено рачуна ни приликом израде Стратегије развоја енергетике Србије до 2015. године, евидентно је из Табеле 22, у којој је приказано историјско и предвиђено будуће учешће производње електричне енергије у термоелектранама-топланема и то за сценарио повољнијег (динамичног) економског развоја.

Табела 22: Структура производње електричне енергије по Стратегији до 2015. године

Година	1990.	1994.	1998.	2002.	2003.	2006.	2009.	2012.	2015.
ТЕ, GWh	22231	17937	19763	18713	20290	21950	22410	27210	27210
ХЕ GWh	8712	10285	11889	10855	9874	11060	11780	11810	11840
ТЕ-ТО, GWh	1181	87	88	289	707	800	800	800	800
Укупно GWh	32124	28309	31740	29857	30871	33810	34990	39820	39850
Удео ТЕ-ТО %	3,68	0,31	0,28	0,97	2,29	2,37	2,29	2,01	2,00

Мада недовољно, нешто повољније учешће когенерације електричне енергије и топлоте (рачунате као збир производњи термоелектрана-топлана и индустријских енергана) је предвиђено у Националној стратегији привредног развоја Србије до 2012. године, како је приказано у Табели 23. Из те табеле је уочљиво да се и даље задржава висока потрошња електричне енергије, која, према табели 20, остаје доминантна у домаћинствима, где свакако наставља да великим делом учествује њена нерационална потрошња за грејање.

Учешће производње електричне енергије у когенерационим постројењима у саставу Електропривреде Србије је у нескладу са њиховим изграђеним капацитетима. У оквиру производних капацитета Електропривреде изграђено је шест постројења са могућношћу когенерације топлотне и електричне енергије и то два постројења која сагоревају лигнит, одузимањем паре из турбина у ТЕ Обреновац (за грејање града Обреновца) и ТЕ Костолац (за грејање Пожаревца) и четири постројења која сагоревају природни гас и/или течно гориво која су, поред снабдевања топлотном енергијом оближњих градова (Београд, Нови Сад, Зрењанин и Сремска Митровица), била предвиђена и за снабдевање индустрије паром и врелом водом (Нови Сад, Зрењанин и Сремска Митровица).

Табела 23: Структура производње и потрошње електричне енергије, GWh/год.

Година	2004.	2006.	2008.	2010.	2012.
Укупна производња	33874	34297	34526	35621	40815
Термоелектране	22166	21706	21765	21599	26379
Хидроелектране	11121	11925	11988	12330	12510
Термоелектране-топлане	452	504	566	1431	1620
Индустријске енергане	135	162	207	261	306
Производња у когенерацији	587	666	773	1692	1926
Удео когенерације, %	1,73%	1,94%	2,24%	4,75%	4,72%
Нето размена и увоз/извоз	-813	171	778	535	-3314
Укупно расположиво	33061	34468	35304	36156	37501
Сопствене потребе електрана	2819	2772	2781	2807	3240
Губици преноса и дистрибуције	5633	5643	5542	5481	5472
Потрошња у сектору енергетике	1835	2110	2532	2581	2619
Расположиво за потрошњу	22774	23943	24449	25287	26170
Потрошња у сектору индустрије	4949	5742	5940	6190	6330
Потрошња у домаћинствима	13832	13970	14210	14723	15072
Потрошња у осталим секторима	3993	4231	4299	4374	4468

Термоелектрана „Никола Тесла А“ у Обреновцу (ТЕНТ А), А1 и А2; називне/расположиве снаге: 2x210/170=420/340MW као основно гориво користи колубарски лигнит. Систем даљинског грејања Обреновца пуштен је у рад 1983. а топлотна енергија је обезбеђена из блокова А1 и А2, који су за те потребе реконструисани. Уградњом регулисаног одузимања на турбинама блокова А1 и А2, добијена је пара стања 1,2-2,5 bar за покривање укупног топлотног оптерећења од 197 MWt, од чега је највише 120 MWt предвиђено за грејање Обреновца, а преостали део за потребе зимских башта, уз укупно смањење електричне снаге блока од 49,8 MW_e. Блок А6 термоелектране „Никола Тесла А“ је такође реконструисан за топлификациона одузимања за потребе грејања, али се још не користи.

Блокови А1 и А2 на ТЕ Костолац А, називне/расположиве снаге 100/70MW (А1) и 210/170MW (А2), укупно 310/240MW, као основно гориво користе косточлачки лигнит. Реконструкција оба блока за грејање Пожаревца и Костолаца извршена је током 1990.-их, али је блок А1 привремено ван погона због текуће ревитализације, па конзум покрива блок А2, с тим што ће, током његове предстојеће ревитализације ту улогу преузети блок А1.

ТЕ-ТО Нови Сад има два парна топлификациона блока, А1 и А2, који као основно гориво користе лож уље и природни гас. Инсталисана снага блока А1 износи 165/135 MW за производњу електричне енергије, 128 MW за производњу базне топлотне енергије и 320 t/h технолошке паре, а инсталисана снага блока А2 износи 120/110 MW електричне енергије и 203 MW базне топлотне енергије. Због њиховог неангажовања у електроенергетском систему, мотивисаног високо ценом горива, базну топлотну енергију за топлификациони систем Новог Сада производе 4 градске топлане на гас, а технолошку пару за потребе Рафинерије Нови Сад њена котларница.

ТЕ-ТО Зрењанин има инсталисани капацитет електричне снаге 120/55 MW_e, (комбиновани/кондензациони режим), а максимална инсталисана топлотна снага за грејање износи 140 MWt (70 MWt из два базна загрејача и 70 MWt из грећег, вршног загрејача) и максимално 125 t/h технолошке паре притиска 17 bar и 164 t/h технолошке паре притиска

6,3 bar. Као основно гориво користи лож уље и природни гас, због чије високе цене и неодговарајућег топлотног конзума ради релативно мало.

ТЕ-ТО Сремска Митровица има 3 релативно мала блока са парним турбинама, од којих је највећи А3; називне/расположиве снаге 32/28MW, који као основно гориво користи природни гас. Из истих разлога као ТЕ-ТО Нови сад и ТЕ-ТО Зрењанин, ангажовање инсталираних капацитета ТЕ-ТО Сремска Митровица у когенерацији је веома мало.

ТЕ-ТО „Нови Београд“ има три гасне тирбине снаге по 32 MW_e са котловима утилизаторима снаге по 116 MW_t, изграђене половином 1960.-их година са циљем да користе гас из гасификације угља у колубарском басену. Како такво постројење тада (ни до данас) није изграђено, гасне турбине су преведене на рад са лаким бензином и око 10 година радиле у когенерацији и електриоенергском систему испоручивале електричну енергију у центру потрошње. Међутим, због скупог горива и неадекватне продајне цене електричне и топлотне енергије, као и неекономичног одржавања, рад ТЕ-ТО је сведен само на резерву у систему и практично се може сматрати затвореном.

Укупни садашњи капацитет когенерације је: 1167/908 MW_e у електропривредним когенерационим капацитетима, уз обезбеђивање топлотне енергије са капацитетима од преко 600 MW_t. У Табели 24. дати су подаци о производњи електричне енергије у постројењима когенерације која су у саставу Електропривреде Србије, у периоду 2002-2006. године. У том периоду је највише топлотне енергије испоручено за грејање Обреновца (око 200 GWh) и Пожаревца ангажовањем реконструисаних блокова термоелектрана на угљ, док је ангажовање термоелектрана-топлана на гас и течна горива било симболично, па самим тим и производња топлотне енергије у когенерацији.

Табела 24: Производња електричне енергије у постројењима когенерације, GWh/год

Когенерациони агрегат	2002. год.	2004. год.	2006. год.
ТЕНТ, А1, парни агрегат			524,8
ТЕНТ, А2, парни агрегат			1120,0
Укупно ТЕНТ А, праг	1845,1	2040,9	1644,8
Костолац А1, парни агрегат	35,8	-	-
Костолац А2, парни агрегат	527,3	727	856,2
Укупно Костолац А,	563,1	727	856,2
Нови Сад, парни агрегат	271,1	255,1	135,8
Зрењанин А1, парни агрегат	34,3	111,6	35,3
С.Митровица А3, парни агрегат	-	-	8,5
Нови Београд, гасни агрегати	2,1		-
Укупно	2715,7	3123,3	2680,6

2.4. Потенцијал за повећање учешћа производње у когенерацији

Из претходних поглавља 2.1, 2.2. и 2.3. је евидентно да, и поред постојања инсталираних капацитета за спрегнуту производњу електричне и топлотне енергије, њихово ангажовање у когенерацији је мало, тако да већ инсталирани капацитети представљају значајан потенцијал когенерације у Србији. Целовит увид у укупни капацитет инсталираних когенерационих постројења у Србији (уз напомену да нису сви капацитети у погону) дат је у Табели 25.

Табела 25: Инсталирани когенерационих капацитети постројења у Србији

Постројења когенерације	Електрична снага MW_e	Топлотна снага MW_t
- у саставу ЕПС-а	1167	600
- у индустрији	465	~ 1400
- у централизованим грејним системима	108	839
Укупно	1740	~ 1839

Осим постојећих инсталираних капацитета, постоје планови за повезивање система грејања Београда са ТЕ “Никола Тесла А” након што се реконструишу и блокови А3, А4 и А5 за одузимање топлоте. Тако би, заједно са одузимањем топлоте са блокова А1 и А2 (коришћењем већ уграђене опреме за грејање Обреновца) и осталих блокова А3-А6, укупна топлотна снага била једнака збиру номиналних топлотних снага блокова А3, А4, А5 и А6 и топлотне снаге блокова А1 и А2. При пројектној температури повратне воде од 70 °С, топлотна снага блока А3 износи 130 MWt, а блокова А4, А5 и А6 по 180 MWt, односно укупно 670 MWt. Топлотна снага блокова А1 и А2 је укупно око 200 MWt од чега се део користи за даљинско грејање Обреновца, тако да укупна топлотна снага за систем даљинског грејања Београда износи 760-780 MWt. Пројектовани капацитет транспортног система за даљинско грејање Београда, чија је изградња започета па обустављена, је 580-800 MWt, што је довољно да се обезбеди потребна количина топлоте за покривање базног оптерећења прикљученог конзума у Београду, док би потребна вршна топлотна енергија била обезбеђена из постојећих топлана.

Из претходног прегледа постојећег стања когенерације у Србији и њеног статуса у оквиру усвојених стратешких докумената је очигледно да су капацитети потцењени, иако је њена могућа улога у повећању ефикасности коришћења примарне енергије уз одговарајући допринос смањењу утицаја на животну средину веома значајна. Стога су релативно велике потенцијалне могућности да се она практично примени у областима електропривреде, даљинског грејања, индустрије и широке потрошње (посебно примена микрокогенерације у вези са планираном експанзијом гасификације). Нужно и могуће вишеструко повећање процентуалног учешћа когенерације у Србији у односу на данашњи и ниво предвиђен у стратешким документима Републике Србије је у складу са националном енергетском политиком утврђеном Стратегијом развоја енергетике Србије до 2015. године и Програмом њеног остваривања до 2012. године, као и са директивом ЕУ о когенерацији. При томе се има у виду и чињеница да је когенерација од посебног значаја за обезбеђивање сигурности снабдевања потрошача енергијом и успорења раста увозне зависности, те има и посебан друштвени значај.

Из Табеле 26 је евидентно постојање значајног потенцијала у капацитетима когенерације топлотне и електричне енергије у Србији, за који постоје техничке могућности да се у великој мери искористи и тиме повећа данашње учешће когенерације (мање од 1%) бар за ред величине. Подразумева се да је за инсталисане капацитете обезбеђен адекватни топлотни конзум, те да економска оправданост њиховог коришћења неће бити доведена у питање, тим мање уколико цене горива и електричне енергије наставе да расту, док ће стицање законског статуса повлашћених произвођача подстицати градњу оваквих капацитета, у зависности од постигнуте ефикасности искоришћења горива у сваком конкретном случају.

Табела 26: Расположиви и потенцијални капацитети когенерације у Србији

Категорија капацитета	Расположива снага, MWe	Потенцијална снага, MWe	Укупна снага, MWe
Постојећи капацитети ЕПС-а			
• на течна горива и гас	355	900	1255
• на лигнит	520	300	820
• укупно	875	1200	2075
Потенцијални нови капацитети ЕПС-а			
• на природни гас	0	1000	1000
• на лигнит	0	300	300
• укупно	0	1300	1300
Постојећи капацитети у СДГ*			
• на течна и гасовита горива	72	0	72
• на чврста горива	24	0	24
• укупно	108	0	108
Потенцијални капацитети у СДГ*			
• на течна и гасовита горива	0	900	900
• на чврста горива	0	200	200
• на биомасу	0	70	70
• укупно	0	1170	1170
Потенцијални капацитети индустрије			
• постојећи капацитети	465	0	465
• нови капацитети	0	0	0
• укупно	465	0	465
Потенцијални капацитети когенерације у сектору широке потрошње			
• Сектор домаћинства	0	300	300
• Јавни и комерцијални сектор	0	150	150
• Укупно	0	450	450
Укупно	1448	4120	5568

* СДГ – систем даљинског грејања

Рачунајући са могућим трајањем ангажовања појединих категорија инсталираних капацитета когенерације из Табеле 26 сагласно припадајућем топлотном конзуму, произилази да би производња електричне енергије у когенерацији могла теоријски да достигне близу 20 TWh/god. С обзиром да није реално очекивати да сав тај потенцијал когенерације буде активираан, било због тога што неће бити обезбеђено довољно ресурса (времена и новца) да се наведени капацитети изграде (чак и уз субвенције, које ће следити законско опредељење да когенерација добије статус повлашћених произвођача електричне енергије), било што неки капацитети неће бити у позицији да буду економски оправдани због непостојања адекватног топлотног конзума, тај теоријски потенцијал когенерације може бити преполовљен. Па ипак, и тада се може сматрати реалним циљ да се удео когенерације, који ће Европска Унија да достигне 2010. године (18% од укупне производње електричне енергије) у Србији буде достигнут са уобичајеним закашњењем од 15 до 20 година. На то наводи и структура постојећих и могућих нових извора електричне енергије у електроенергетском систему Србије предвиђена у Табели 27.

Табела 27: Структура производње електричне енергије у систему Србије, %

Година	2006.	2012.	2018.	2024.	2030.
Термоелектране на лигнит	71,31	71,77	65,15	61,92	56,27
Хидроелектране свих снага	28,22	25,86	22,14	24,30	22,07
Когенерација на природни гас	0,47	2,14	11,82	11,23	18,42
Нови обновљиви извори	0,00	0,23	0,89	2,55	3,24

Као што се види из Табеле 27, највећи раст у новим изворима електричне енергије имаће когенерација у гасним и/иликомбинованим гасно-парним постројењима на природни гас. У ту категорију спада и микрокогенерација у широкој потрошњи. У Србији данас постоји око 160000 објеката широке потрошње, најчешће индивидуалних зграда, прикључених на гасоводну мрежу, а планирани број прикључених објеката достиже 600000. Под претпоставком да само 50000 тих објеката буде опремљено микрокогенерационим јединицама и да производи електричну енергију, делом за сопствене потребе, делом за систем, при практично истој потрошњи природног гаса који се данас користи у комби котловима. Применом микрокогенерације само у току зимске сезоне могао би се остварити допринос електроенергетском систему од 0,625 TWh/god до 2,250 TWh/god електричне енергије, у зависности од примењене технологије, уз значајно смањење загађења животне средине.

3. РАСПОЛОЖИВЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ ЗА УВОЂЕЊЕ КОГЕНЕРАЦИЈЕ

3.1. Когенерација у термоелектранама

3.1.1. *Технологије когенерације у термоелектранама на угаљ.*

У термоелектранама на угаљ (лигнит), које чине основу производње електричне енергије у Србији, користи се парни циклус. У два међу њима (ТЕ "Никола Тесла А" и ТЕ "Костолац А") су извршене реконструкције првобитних кондензационих парних турбина ради уградње система за истовремену производњу топлотне енергије за снабдевање система даљинског грејања путем регулисаног одузимања паре. У електропривредном систему Србије нема уграђених постројења са турбинама са против-притиском.

Може се са сигурношћу тврдити да ће и у наредном периоду, приликом реконструкције постојећих термоелектрана, или приликом градње нових термоелектрана на угаљ, бити коришћена технологије когенерације са регулисаним одузимањем паре из турбина. Котлови у овим постројењима највероватније ће и даље бити исти као класични котлови за сагоревање угља у спрашеном стању у лету.

У случајевима када се предвиђа сагоревање лошијих партија лигнита из отворених копова, у којима су исцрпљене квалитетније партије, требало би користити котлове са сагоревањем у циркулационом флуидизованом слоју. Ради увођења ко-сагоревања угља и биомасе у ситуацији која може настати у вези са потребом смањења емисије угљен диоксида, котлови ове врсте су оптималан избор.

3.1.2. *Технологије когенерације у термоелектранама на природни гас*

За разлику од термоелектрана на угаљ, у Србији нема термоелектрана на гас које производе само електричну енергију, већ у когенерацији производе и топлотну енергију. У таквим термоелектранама-топланама које сагоревају природни гас у парним котловима (ТЕ-ТО "Нови Сад", ТЕ-ТО "Зрењанин" и ТЕ-ТО "Сремска Митровица") користи се такође регулисано одузимање паре као технологија за истовремену производњу топлотне и електричне енергије. Осим одузимања за потребе система даљинског грејања, врши се одузимање паре на вишим параметрима ради снабдевања индустрије паром. За модернизацију ових погона се предвиђа да се и даље користи технологија регулисаног одузимања паре из парних турбина, с тим што је могуће да се парни котлови замене котловима-утилизаторима, који би користили топлоту из издувних гасова гасних турбина, које би биле уграђиване ради формирања комбинованог гасно-парног циклуса.

У градњи нових термоелектрана на гас вероватнија је примена комбинованих гасно-парних циклуса него посебних гасних или парних циклуса. Такав закључак произилази из чињеница да је у студији *Анализа оправданости изградње и избор потенцијалних локација гасних постројења у Електропривреди Србије*, коју је израдио Машински факултет у Београду за потребе Електропривреде Србије предвиђена градња термоелектрана са комбинованим гасно-парним циклусима, исто као и у другим студијама рађеним за потребе Министарства енергетике и рударства (IFC-SEEC, TDA-Parsons) и ЈКП „Београдске електране“ (Geteborg Energi), у којима је анализирана могућност градње термоелектране у близини Београда (као великог топлотног конзума) која би имала комбиновани гасно парни циклус.

3.2. Технологије когенерације при градњи постројења средње снаге која сагоревају локалне угљеве, биомасу и комунални отпад

За снабдевање мањих градова топлотном енергијом, и у близини малих рудника угља са јамском или површинском експлоатацијом биће оптимална градња ТЕ-ТО мале и средње снаге (50-150 MW_e, па и до 200 MW_e). У овим постројењима, зависно од намене и услова експлоатације могућа је примена одузимања паре или примена турбина са против-притиском, али основни проблем је избор одговарајућег типа котла. Имајући у виду, да ће у оваквим постројењима постојати потреба коришћења угља из разних рудника и различитог квалитета, истовремено или наизменично сагоревање биомасе и комуналног и индустријског отпада, треба очекивати да ће оптимални избор бити коришћење котлова са сагоревањем у мехурастом флуидизованом слоју за мања постројења до 50 MW_e, и котлова са сагоревањем у циркулационом флуидизованом слоју за опсег снага 50-200 MW_e.

Оваква постројења могла би добити статус повлашћених произвођача енергије и по основу коришћења обновљивих извора енергије. Све поменуте технологије могу бити примењене и у индустријским енерганама, или при реконструкцији, или при градњи нових постројења.

3.3. Технологије когенерације при реконструкцији или градњи нових топлана мале снаге која сагоревају гас или течна горива

У Србији, у системима даљинског и централног грејања ради преко 650 котлова у скоро 300 котларница у близуо 60 градова (само у Београду има преко 290 котловских јединица). Највећи део ових котлова користи гасовити или течна гориво. Постоји могућност и потреба да се многа од ових постројења реконструишу ради спрегнуте производње електричне и топлотне енергије. Најлакше је (и вероватно највише оправдано) да се постројења која користе природни гас као гориво реконструишу за спрегнуту производњу електричне и топлотне енергије.

С обзиром да се и највећем броју случајева ради о јединицама мале снаге, на погоднија технологија је коришћење гасних мотора са унутрашњим сагоревањем, а ређе, у случају нешто већих снага и гасних турбина. Све поменуте технологије могу бити примењене и у индустријским енерганама, или при реконструкцији, или при градњи нових постројења, као што је случај у Клиничком центру Србије у Београду.

3.4. Технологије микрокогенерације у постројењима у индивидуалним стамбеним и пословним зградама

У многим земљама Европе, у анализама области и потенцијала за примену високоефикасних постројења когенерације, истиче се да ће у будућности највећи потенцијал бити дистрибуирана производња у микрокогенеративним постројењима у домаћинствима и пословним зградама. За ове области примене једино разумно гориво је природни гас, како због својих еколошких особина, тако и због лаког развода до сваке зграде или чак сваког појединачног стана, уз потпуно разрађене технологије и системе за мерење потрошње. Имајући у виду планове за проширење дистрибутивне гасне мреже у Србији, са предвиђених преко 600000 нових прикључака у домаћинствима и пословним зградама, вероватно је да је микрокогенерација највећи будући потенцијал за когенерацију.

На светском тржишту постоји понуда различитих технолошких решења за мала и ефикасна постројења за микрокогенерацију. У овој области постоји веома велики простор за даљи развој, све до коришћења савремених технологија горивних ћелија. Већи део ових постројења користи као гориво природни гас, али је могуће и коришћење других типова гасовитих горива, као што су депонијски гас, биогаз и друга.

У индивидуалним котларницама, као постројења когенерације користе се, као и пре, пре свега гасни мотори, а у постројењима која ће се налазити у зградама (техничким подрумима, или на крововима) треба очекивати примену мање бучних технологија без вибрација, као што су микротурбине, и коришћење горивних ћелија. Највеће коришћење постројења когенерације на бази гасовитих горива треба очекивати у јавним и комерцијалним делатностима и у индустрији, а касније са увођењем подстицајних мера и у домаћинствима уз коришћење топлотних пумпи и геотермалне енергије.

4. РАСПОЛОЖИВА ГОРИВА ЗА КОГЕНЕРАЦИЈУ

4.1. Конвенционална горива

4.1.1. Биланси енергије по врстама горива и потрошачима

У Табелама 28, 29 и 30 дати су подаци о промени удела појединих горива у потрошњи финалне енергије у енергетским секторима остварене у 2003. и предвиђене у 2012. години, према пројекцијама у Националној стратегији привредног развоја Србије до 2012. године.

Табела 28: Остварена потрошња финалне енергије у Србији у 2003. години, Mten*

Врста енергије	Укупна потрошња, Mten	Сектори потрошње енергије					Учешће %
		Индустрија	Домаћинства	Саобраћај	Јавне и комерц. услуге	Пољопривреда	
Чврста горива	0,958	0,395	0,375	-	0,188	0,0002	12,36
Течна горива	2,398	0,272	0,050	1,507	0,217	0,352	30,94
Гасовита горива	1,159	0,801	0,227	0,091	0,034	0,005	14,96
Електр. енергија	2,174	0,516	1,188	0,017	0,430	0,023	28,05
Топлотна енергиј	0,573	0,066	0,381	-	0,126	-	7,39
Огревно дрво	0,486	~0	0,417	-	0,069	-	6,24
Укупно, Mten	7,752	2,050	2,637	1,618	1,065	0,380	100,0
Учешће, %	100,00	26,445	34,026	20,878	13,747	4,905	

* 1 t_{ен} (тона еквивалентне нафте) = 41868 10⁶ J

Табела 29: Пројекција потрошње финалне енергије у Србији у 2012. години, Mten

Врста енергије	Укупна потрошња, Mten	Сектори потрошње енергије					Учешће %
		Индустрија	Домаћинства	Саобраћај	Јавне и комерц. услуге	Пољопривреда	
Чврста горива	1,086	0,475	0,395	-	0,216	-	11,09
Течна горива	3,132	0,395	0,056	1,964	0,225	0,492	31,99
Гасовита горива	1,698	1,179	0,242	0,065	0,194	0,018	17,34
Електр. енергија	2,653	0,794	1,201	0,076	0,546	0,036	27,09
Топлотна енергиј	0,764	0,127	0,416	-	0,221	-	7,80
Огревно дрво	0,459	-	0,409	-	0,050	-	4,69
Укупно, Mten	9,792	2,970	2,719	2,105	1,452	0,546	100,0
Учешће, %	100,00	30,33	27,77	21,50	14,83	5,58	

Табела 30: Структура потрошње финалне енергије по врсти енергената

Потрошња	Финална енергија, Mten/год.				Процентуално учешће, %				
	Година	2003.	2006.	2009.	2012.	2003.	2006.	2009.	2012.
Угаљ		0,958	0,993	1,038	1,086	12,36	10,07	11,46	11,09
Природни гас		1,159	1,304	1,490	1,698	14,95	15,58	16,46	17,34
Течна горива		2,398	2,621	2,867	3,132	30,93	31,32	31,67	31,99
Електрична енергија		2,174	2,329	2,486	2,653	28,04	27,83	27,46	27,09
Топлотна енергија		0,573	0,620	0,689	0,764	7,39	7,41	7,61	7,80
Биомаса		0,486	0,501	0,484	0,459	6,27	5,99	5,35	4,7
Укупно		7,752	8,368	9,054	9,792	100,0	100,0	100,0	

Према тим пројекцијама треба очекивати да ће расти потрошња топлотне енергије, што ствара повољне услове за когенерацију. Пораст потрошње природног гаса највише је изражен домаћинствима и у јавним и комерцијалним делатностима. Директно коришћење чврстих горива у потрошњи финалне енергије у индустрији Србије у периоду 2003. до 2012. године ће опадати брже него у укупној потрошњи финалне енергије (са 20% на 16%), док ће коришћење природног гаса практично стагнирати упркос порасту потрошње гаса у укупној потрошњи финалне енергије (од 15% на 17,5%).

Са становишта расположивости горива (примарне енергије) за когенерацију, предвиђа се значајно повећање потрошње природног гаса и биомасе. Према Националној Стратегији привредног развоја Србије до 2012. године, сходно предвиђеним потребама финалне енергије из Табеле 30, очекивана промена удела појединих горива је приказана у Табели 31. Из ових резултата се може уочити стратешки предвиђена тенденција смањења удела угља и нафте (на 46,5% односно 24,6%) уз повећање учешћа природног гаса у укупној потрошњи енергије од 13,1% на 16,5%. Овај правац промена може се очекивати да ће у периоду до 2020. године бити још више изражен.

Табела 31: Структура потрошње примарне енергије по врсти енергената

Година	Примарна енергија, Мтен/год.				Процентуално учешће, %			
	2003.	2006.	2009.	2012.	2003.	2006.	2009.	2012.
Огревно дрво	0,486	0,505	0,495	0,460	3,56	3,38	3,03	2,48
Угаљ	6,574	6,945	7,270	8,613	48,12	46,55	44,55	46,47
Природни гас	1,791	2,367	2,871	3,063	13,11	15,86	17,60	16,53
Течна горива	3,866	3,996	4,293	4,554	28,30	26,79	26,31	24,57
Хидропотенцијал	0,936	1,035	1,019	1,026	6,85	6,94	6,25	5,54
Нови обновљиви	0,009	0,072	0,369	0,819	0,06	0,48	2,26	4,41
Укупно	13,66	14,92	16,32	18,54	100,0	100,0	100,0	100,0

За разматрање структуре горива која ће стајати на располагању при увођењу високоефикасне когенерације важно је имати на уму растући увоз течних и гасовитих горива, па стога и потребу њиховог што рационалнијег коришћења, у чему важну улогу игра когенерација топлотне и електричне енергије. Према Националној Стратегији привредног развоја Србије до 2012. година, учешће увоза природног гаса ће расти са 83,7% на 91,8%, а течних горива са 77,5% на 84,6%, Табела 32.

Табела 32: Зависност од увоза примарне енергије по врсти енергената

Потрошња	Примарна енергија, Мтен/год.				Учешће увоза енергије, %			
	2003.	2006.	2009.	2012.	2003.	2006.	2009.	2012.
Огревно дрво	0,486	0,505	0,495	0,460				
Угаљ свих врста	6,574	6,945	7,270	8,613	6,054	6,091	6,534	6,165
Природни гас	1,791	2,367	2,871	3,063	83,696	87,450	90,596	91,838
Течна горива	3,866	3,996	4,293	4,554	77,470	80,680	83,019	84,584
Хидроенергија*	0,936	1,035	1,019	1,026	~0	~0	~0	~0
Обновљиви извори	0,009	0,072	0,369	0,819				
Укупно	13,66	14,92	16,32	18,54	35,80	38,32	40,70	39,46

* Подразумева се да је увоз електричне енергије пореклом из хидроелектрана

Сличне промене предвиђају се и у потрошњи финалне енергије (Табела 30). Учешће угља ће опадати од 12,4% на 11,1%, а учешће природног гаса расти од 15% на 17,3%. У периоду до 2012. године може се очекивати стагнација потрошње електричне енергије због

очекиваног раста цене и смањења потрошње за грејање станова и пословног простора, али се касније може очекивати пораст потрошње електричне енергије до 2020. године. У том периоду треба очекивати и стагнацију потрошње топлотне енергије за грејање због смањења специфичне потрошње енергије за грејање простора применом виших стандарда енергетске ефикасности зграда.

Због примене за загревања простора, уочљив је велики удео потрошње електричне енергије у домаћинствима, која троше преко 50% укупно произведене електричне енергије. (према подацима Електропривреде Србије за 2006. годину, потрошња у домаћинствима је била 53%, али је та потрошња била још већа током 90-тих година). У средњорочном периоду се очекује значајније повећање удела гасовитих горива, праћено благим падом коришћења електричне енергије за загревање станова, а такође и могућом производњом електричне енергије у (микро)когенерацији са топлотном енергијом.

Удео увоза угља у укупној потрошњи није велики, јер се упоређује са великомпотрошњом домаћег угља произведеног у отвореним коповима и у рудницима са подземном експлоатацијом. Међутим, ако се упореди са производњом само из рудника са подземном експлоатацијом, увоз квалитетних угљева, који последњих година износи око 0,2 Мтен/годишње, је већ сада скоро два пута већи од производње у домаћим рудницима са подземном експлоатацијом. С обзиром да је угаљ из рудника са подземном експлоатацијом један од ретких домаћих енергетских извора који се може користити у дистрибуираној производњи енергије, а тиме и у постројењима са когенерацијом, повећање производње у овим рудницима и отварање нових рудника је од изузетног значаја за повећање учешћа домаћих горива у будућој дистрибуираној производњи енергије у Србији.

У структури потрошње горива у постојећим постројењима когенерације доминира угаљ у реконструисаним блоковима великих термоелектрана „Никола Тесла А“ и „Костолац А“, а у осталим термоелектранама-топланама се користе увозна течна и гасовита горива, па им је садашње ангажовање у когенерацији релативно мало. Насупрот томе, према Табели 10, у структури садашње потрошње горива у топланама Србије доминира природни гас (52%), а следе га мазут (28%) и угаљ (20%), а предвиђања у Националној стратегији привредног развоја Србије до 2012. године су да ће учешће природног гаса у топланама расти до око 66%, а течних горива и угља опадати на око 16% и 18%, респективно. У сваком случају, увозна зависност централизованог снабдевања топлотном енергијом је преко 80%, па је когенерација добар начин да се енергија увозних горива што рационалније искористи. Исто важи и за потрошњу горива у индустријским енерганама, где је учешће угља око 30%, а учешће течних и гасовитих горива око 70%, па је когенерација и у овом случају оправдана и спроводљива уз ревитализацију постојећих когенерационих постројења.

4.1.2. Могућности коришћења угља површинских копова

С обзиром на велику и растућу енергетску зависност од увоза, јасно је да се когенерација мора првенствено усмеравати на домаћи угаљ, било да се ради о реконструкцији постојећих, било о градњи нових капацитета. Иако су резерве лигнита у отвореним коповима Колубаре и Костолца ангажоване за планиране нове и/или заменске капацитете термоелектрана, који су и иначе у близини великих центара потрошње топлотне енергије (Београд, Пожаревац, Смедерево), оне се могу користити за когенерацију уколико се изврши реконструкција парних турбина у постојећим термоелектранама ради когенерације (као што је започета реализација система грејања Београда из ТЕ "Никола Тесла А") или изградње нових заменских капацитета са топлификационим турбинама. За ове случајеве

постојећа производња лигнита није ограничење, јер се потрошња практично не повећава увођењем когенерације.

За ове сврхе може се рачунати и са повећаном производњом из подводне експлоатације угља у Ковину, мада више за потребе индустрије и система даљинског грејања околних градова. Садашња годишња производња од 100000 тона је мања од планиране (250000 тона годишње), а може се вишеструко повећати. У наредном периоду је планирано повећање годишње производње угља на 500000 тона, а касније и до 2350000 тона годишње. Са повећањем производње угља у овом басену са подводном експлоатацијом, према неким проценама могућа је градња термоелектрана 3x210 MW_e (уз производњу угља до 6,5 милиона тона годишње), а овај угаљ може бити искоришћен како у индустрији, тако и за ТЕ-ТО средње снаге.

Расположиве резерве лигнита могу бити ограничење за градњу малих и средњих постројења когенерације у системима даљинског грејања малих градова или у индустрији. Поред ограничених количина, лигнити из великих копова Колубара и Костолац, нису погодни за транспорт на велика растојања, да би се користили у мањим градовима у Србији. Међутим, у Србији постоји велики број малих лежишта квалитетног мрког и каменог угља, чија је експлоатација последњих деценија драстично смањена из економских и других разлога.

Угаљ рудника са јамском експлоатацијом је занемарен у Стратегији развоја енергетике Србије до 2015. године, али је у Програму спровођења оцењено да се производња у сада активном рудницима може повећати од садашњих 500000 тона, на око милион тона годишње, а отварањем нових малих рудника са површинском експлоатацијом чак на 3 до 5 милиона тона. Имајући у виду већу топлотну вредност ових угљева (око 15 MJ/kg), њихова енергетска вредност је још значајнија. Ови угљеви представљају добру енергетску основу за градњу малих и средњих капацитета когенерације у близини рудника и мањих индустријских градова. Уз коришћење котлова са сагоревањем у флуидизованом слоју (за сагоревање угљева из више рудника), могу се градити и већа постројења или постројења која користе, поред угља, и биомасу или комунални и индустријски отпад.

Анализе у Националној стратегији привредног развоја Србије до 2012. године указују на значај коришћења расположивих резерви угља малих рудника, укључујући когенерацију. Данашња енергетска вредност производње малих рудника чини око 9,5% енергетске вредности увезених течних горива, а енергетска вредност само ситних фракција (које се данас одлажу на депоније) чини око 5% енергетске вредности увоза нафте. Уколико би сав произведени угаљ (око 5 милиона тона годишње) био сакупљен, могао би снабдевати кондензационо постројење снаге 1000 MW са годишњом производњом око 6 TWh електричне енергије, а уколико би тај угаљ био коришћен у топланама за грејање оближњих градова и производњу топлотне енергије у индустрији (17 постројења, по једна топлана за сваки рудник) укупна инсталирана снага би била око 3300 MW_t. Данас је инсталирана снага топлана у Србији око 6000 MW_t, а годишња потрошња горива 530000 тен/год (од чега 80% постројења троши течном или гасовитом горивом), па би коришћење угља малих рудника омогућило повећање капацитета система даљинског грејања за око 50%, односно замену 50% увезеног горива за потребе грејања домаћинства. У случају градње постројења за спрегнуту производњу електричне и топлотне енергије могући ефекти би били још већи (око 5 TWh/год произведене електричне енергије и око 4,5 TWh/год топлотне енергије, док данашње топлане производе 5,6 TWh/годишње).

Преглед могућих постројења (топлана, термоелектрана или ТЕ-ТО) и њихов распоред у Србији (Табеле 33 и 34) показује значај који угаљ из малих рудника може имати у дистрибуираној производњи енергије у Србији, посебно у увођењу когенерације и система даљинског грејања у мањим градовима Србије. У Табели 33 дати су подаци о могућим топланама (мања постројења), а у Табели 34 подаци о ТЕ-ТО средње снаге), које се могу изградити у наредном периоду на основу повећане производње активних рудника и отварања 4 рудника са површинском експлоатацијом и 5 рудника са подземном експлоатацијом.

Табела 33: Топлане које се могу изградити у наредном краткорочном периоду

Бр.	Постројење за даљинско грејање	Угаљ из рудника	Снага, MW _t
Само ситне класе садашње производње 0 – 15 мм			
1	Зајечар	Вршка Чука	23,2
2	Рашка и Бањевац	Ибарски	24,5
3	Ресава, Параћин	Рембас	105,2
4	Соко Бања	Соко	30,0
5		Јасеновац	22,0
6		Штаваљ	13,8
7	Зајечар	Лубница	7,8
8	Боњевац	Боговина	35,8
Укупна нова производња 0 – 50 мм			
9	Рашка, Бањевац (Краљево)	Прогорелица	74,0
Укупна разлика садашње и нове производње 0 – 50 мм			
10		Јасеновац	21,5
11		Штаваљ	52,3
	Укупно		410,1

Табела 34: ТЕ-ТО које се могу изградити у наредних десетак година

Бр.	Постројење за снабдевање енергијом градова и индустрије	Угаљ из рудника	Укупна топлотна снага, MW _t	Укупна електрична снага, MW _e
Само ситне класе садашње производње 0 – 15 мм				
1	Зајечар	Вр. Чука, Лубница, Боговина	66,8	26,0
2	Параћин, Ћуприја	Рембас	105,2	41,0
Нова производња 0 – 50 мм нових рудника са површинском експлоатацијом				
3	Ваљево, Ужице, Пожега	Бела Црква, Драгачево, Расна	592,0	230,0
Повећање производње и ситне класе садашње производње 0 – 50 мм				
4	Зајечар, Неготин, Боњевац, Бор	Вр. Чука, Лубница, Боговина	131,4	51,0
Нова производња 0 – 50 мм нових рудника са подземном експлоатацијом				
5	Чачак, Ужице, Краљево	Мелница, Бајовац, Зап. басен	964,0	374,0
6	Крагујевац, Чачак, Краљево	Пољана, Коса	908,0	352,0
Повећање производње активних рудника				
7	Соко Бања, Ниш	Соко	171,0	66,0
8	Параћин, Ћуприја	Рембас	186,0	72,0
	Укупно		3124,4	1213,0

Градња ових двадесетак постројења мале и средње снаге, која би производила топлотну енергију за мање градове и индустрију уз производњу електричне енергије у постројењима когенерације, била би још повољнија због могућности да се у оваквим постројењима,

коришћењем одговарајуће технологије (сагоревање у флуидизованом слоју), могу сагоревати и комунални и индустријски отпад, као и отпадна биомаса, па тиме ова постројења могу имати статус повлашћених произвођача електричне енергије према Закону о енергетици.

4.1.3. Коришћење природног гаса

Природни гас је најпогодније гориво за постројења когенерације, како у великим, средњим и малим постројењима у комуналној енергетици и индустрији, тако и у микрокогенерацији у домаћинствима и у јавним комерцијалним делатностима. За Србију је природни гас у суштини увозно гориво, јер са даљим повећањем његовог коришћења и смањењем домаће производње увозна зависност стално расте. У Табели 35 приказана је структура потрошње природног гаса у Србији у периоду од 1990. до 2000. године, из које се види да је основна потрошња везана за индустрију и све више за енергетску потрошњу у топланама, док је потрошња у домаћинствима и за производњу електричне енергије била релативно мала.

Табела 35: Структура потрошње природног гаса у нашој земљи

Сектор потрошње	1990. г.	1995. г.	1996. г.	1997. г.	1998. г.	2000. г.
Индустрија, %	68,52	56,03	55,23	52,94	46,57	50,06
Сировина, %	18,03	14,55	18,90	22,03	25,36	18,34
Топлане, %	9,90	19,62	16,93	15,74	19,38	22,21
Широка потрошња, %	3,55	9,81	8,94	9,30	8,65	9,39
Електрична енергија, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,80
Укупно	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Ако се ова структура потрошње упореди са структуром потрошње природног гаса у земљама Европе, уочава се да је учешће гаса у подмиривању потреба производње електричне енергије у Европи око 21%, док је у Србији практично занемарљиво. Са структуром потрошње у којој расте учешће сезонске потрошње у топланама јављају велики проблеми у снабдевању гасом, посебно у погледу велике сезонске неравномерности потрошње, нарочито изражене у току зимског периода. Недостатак подземног складишта гаса и неравномерност потрошње услед раста потрошње у топланама доводи до све већих проблема у обезбеђењу потребних количина гаса. Основни проблем топлана је што у најхладнијим периодима зиме немају довољне количине гаса, а проблем за испоручиоце гаса је што топлане не могу да обезбеде континуирану потрошњу током године, као што могу когенерациона постројења која би радила током целе године. Осим тога, неразвијена дистрибуциона мрежа значајно утиче на ниво потрошње, те је капацитет постојећег магистралног гасовода недовољно искоришћен.

Разрешење овог проблема имаће велики значај за даљи развој енергетике Србије, при чему треба тај проблем дугорочно решавати путем изградње савремених когенерационих постројења и сезонских подземних складишта гаса, али и већим коришћењем гаса у широкој потрошњи уз адекватну тарифну политику. То подразумева потребу да се до краја реализује планирани пројекат гасификације, који је до сада спроведен у мање од 30% општина Србије.

Изградња гасоводне инфраструктуре је предуслов повећане потрошње природног гаса. Реализацијом Програма проширења северног дела гасоводног система обезбеђен је транспортни капацитет за потрошњу и транзит у обиму од 6,1 милијарди м³ годишње. Изградњом јужног дела гасоводног система (магистрални гасовод Димитровград-Ниш-

Појате) обезбедиће се други улаз за увоз гаса у обиму од 1,8 милијарди м³ годишње. Имајући у виду да потрошња природног гаса у Србији још није прешла ни 3 милијарде м³, јасно је да постоје значајни расположиви капацитети за већу потрошњу. Потребно је динамично повећање потрошње природног гаса у наредном периоду с обзиром да су, са изузетком електричне енергије, ограничене могућности обезбеђења домаће енергије за велики део финалне потрошње. Будући да је природни гас атрактивно гориво, са повољним енергетским и еколошким карактеристикама, његова растућа примена у Србији није спорна, а њен географски положај пружа повољне услови за увоз природног гаса.

Планом гасификације Србије предвиђено је да потрошња природног гаса оствари високу стопу раста због повећања потрошње и због потребе постепене супституције електричне енергије за грејање, тако да би у 2020. години износила око 5,8 милијарди м³, што је још увек испод могућности капацитета за увоз. Највећи део повећања будуће потрошње гаса треба да буде остварен у сектору производње електричне енергије, не само у индустријским, него и великим електропривредним електранама, али и у широкој потрошњи, путем когенерације у малим локалним изворима, у складу са развојем дистрибуиране производње енергије. Имајући у виду ове планове, природни гас пружа могућност за увођење постројења когенерације, како у електропривреди и комуналној и индустријској енергетици (уз комбиноване гасно-парне циклусе), тако и у широкој потрошњи, укључујући и дистрибуирану производњу електричне и топлотне енергије у постројењима мале снаге (микрокогенерација).

4.2. Неконвенционална горива

4.2.1. Коришћење отпадне биомасе

Садашњи удео биомасе у производњи енергије у Србији, са изузетком огревног дрвета, је занемарљив., али су за постројења когенерације на располагању значајне количине отпадне биомасе из експлоатације шума, индустрије прераде дрвета, целулозе и папира, као и из пољопривредне производње. Расположиви енергетски потенцијал отпадне биомасе у Србији, на основу података Студије урађене за потребе Националног програма енергетске ефикасности, дати су у Табели 36.

Табела 36: Енергетски потенцијал отпадне биомасе у Србији

Врста биомасе	Енергетски потенцијал	
	ТЈ/год	Мтеп/год
Огревно дрво	17000	0,40
Дрвни отпад	26000	0,60
Шумска биомаса - укупно	43000	1,00
Остаци пољопривреде - укупно	65000	1,56
Укупно биомаса	108000	2,56

Процена потенцијала је песимистичка, јер је узета у рачун само 1/3 расположиве количине отпадне биомасе. Подаци су дати само за шумску биомасу (огревно дрво, остаци при сечењу и одржавању шума, остаци при примарној преради дрвета и у индустрији намештаја, папира и целулозе) и за остатке пољопривредне производње (пшенична слама, остаци кукуруза, окресци у воћарству и виноградарству) и сточарства (течни стајњак). Уколико би била организована одговарајућа инфраструктура за сакупљање, транспорт, складиштење и припрему биомасе, расположиви потенцијал би могао у потпуности

задовољити потребе за топлотном енергијом у малим и средњим постројењима за спрегнуту производњу електричне и топлотне енергије у мањим градовима у Србији, па и за ко-сагоревање у великим постројењима – термоелектранама.

4.2.2. Коришћење комуналног отпада

Коришћење комуналног отпада у градовима Србије, у којима постоји организација сакупљања отпада и одлагања на депоније, не може да буде главни извор енергије за постројења централизованог снабдевања енергијом, већ се може користити као додатно гориво у постројењима која користе угаљ или биомасу. Међутим, у већим градовима могуће је изградити ТЕ-ТО које би користиле комунални отпад као једино гориво, каквих примера у Европи има (Беч, Осло и др). Према Националном програму заштите животне средине у Србији је предвиђено усклађивање националних прописа из области управљања отпадом са Оквирном директивом ЕУ о отпаду 75/442/ЕЕС. У том смислу предвиђа се увођење одвојеног сакупљања и третмана отпада из домаћинства и индустрије; успостављање регионалних санитарних депонија према техничким и оперативним захтевима из Директиве о депонијама 99/31/ЕС, градња постројења за спаљивање органског отпада, подстицање коришћења отпада као алтернативног горива у цементарама и железарама, рециклирање и поновно коришћење амбалажног отпада (стакло, папир, картон, метал и пластика) на 25% од његове количине, компостирање зеленог отпада, и изградња постројења за спаљивање и сагоревање комуналног отпада у циљу производње енергије. У периоду после 2015. године, предвиђено је да се достигне рециклирање отпада од 25%, и садашњи европски просек од 18% отпада за сагоревање, 49 % за одлагање на депоније и 33% за рециклирање или компостирање.

У Србији се сакупи око 0,8-1,1 kg отпада по становнику дневно, а претпоставља се да ће у већим градовима у Србији (Београд, Крагујевац, Нови Сад, Ниш и др.) количине комуналног отпада достићи данашње вредности у развијеним земљама Европе од 1,55 kg/capita/дневно. Пре рециклирања горња топлотна моћ комуналног отпада је око 10 MJ/kg, а доња топлотна моћ 8-9,3 MJ/kg при садржају влаге око 31,56%. Рециклирање смањује топлотну моћ отпада, јер се најчешће и најлакше рециклирају материјали са високом топлотном моћи (хартија која има топлотну моћ 16 до 26 MJ/kg и други). Постројења која у свом саставу имају претходно одвајање само метала и стакла могла би да рачунају са доњом топлотном моћи 9 - 10 MJ/kg (јер се у тим постројењима хартија и картон не одвајају). Ако се буде спроводила политика предвиђена Националним програма заштите околине у складу са политиком Европске уније, треба рачунати (после 2015 године) са степеном рециклирања од 25% и доњом топлотном моћи преосталог отпада од 8 – 9 MJ/kg. Постројења која раде са горивом добијеним прерадом отпада треба да рачунају са топлотном моћи од око 14 MJ/kg, будући да се не одвајају хартија и картон, јер се тежи да се добије гориве такве топлотне моћи да би могло и да се транспортује на већа растојања.

Сагоревање комуналног отпада има пре свега еколошки значај, будући да количина која се одлаже на депоније после сагоревања чини 10-20% првобитних количина сакупљеног отпада, што је од посебног значаја за већа насељена места. Примера ради, у Табели 37 дат је прогнозирани максимални енергетски потенцијал комуналног отпада (без рециклирања) за општине из ужег градског језгра Београда, а у Табели 38 за укупну количину отпада који се сакупља у приградским општинама. Снага постројења које би сагоревало сву дневну количину отпада сакупљену у ужем градском подручју и производило топлу воду за грејање могла би бити 85 – 140 MW_t, а у случају постројења когенерације електрична снага постројења била би 30 – 50 MW_e.

Табела 37: Енергетски потенцијал комуналног отпада у ужем градском језгру Београда

Година		2006.	2012.	2018.	2024.	2030.
Укупно дневно	t/дан	1137	1321	1500	1687	1875
Укупно годишње	t/год.	415000	482165	547500	615755	684375
Укупно дневно*	TJ/дан	10,5	12,25	13,9	15,64	17,38
Укупно годишње*	TJ/год	3832	4470	5073	5708	6344

* Рачунато са доњом топлотном моћи нерециклираног отпада од 9,27 MJ/kg

Табела 38: Енергетски потенцијал отпада у приградским општинама Београда

Година		2006.	2012.	2018.	2024.	2030.
Укупно дневно	t/дан	273	315	360	405	450
Укупно годишње	t/год.	99.645	114.975	131.400	147.825	164.250
Укупно дневно*	TJ/дан	2,5	2,92	3,34	3,75	4,17
Укупно годишње*	TJ/год	912	1065	1219	1369	1522

* Рачунато са доњом топлотном моћи нерециклираног отпада од 9,27 MJ/kg

Снага постројења за сагоревање отпада у приградским општинама (што би могло да одговара мањим градовима у Србији), рачуната као у претходном случају била би око 20 – 35 MW_t, или 5 – 9 MW_e. Уколико би постројења сагоревала отпад само једне општине, због неекономичности транспорта, појединачна постројења била би снаге 5 -10 MW_t или 1 – 2 MW_e.

Највећи број постројења изграђених у Европи и у свету за сагоревање комуналног отпада користи технологије сагоревања на решетки (ређе сагоревање у ротационим пећима) и у флуидизованом слоју. Предност постројења која користе технологију сагоревања на решетки (и у ротационим пећима) је што могу да савладају велике количине отпада, сагоревање је на вишим температурама и мање су осетљиве на састав, величину и облик отпада. Постројења која користе сагоревање у флуидизованом слоју, имају много већи степен корисности, сагоревање је на нижим температурама (предност за неке врсте отпада, али ствара тешкоће у задовољењу емисионих стандарда), захтева униформни облик и величину отпада (због механичког ложења), лакше савладава промену влажности горива, али могу имати тешкоће при сагоревању отпада са крупним несагоривим комадима.

На постојећим депонијама, или депонијама које су затворене могуће је градити постројења за сагоревање депонијског гаса, који у противном случају одлази неконтролисано у атмосферу. Сматра се да око 25% метана који настаје и ослобађа се у атмосферу деловањем човека, чини метан са депонија комуналног отпада. Једини начин да се спречи загађивање околине од емисије метана из старих депонија је коришћење депонијског гаса за производњу електричне енергије. Према америчким подацима на сваких 1 милион тона комуналног отпада може се добити ~ 0.8 MW_e електричне енергије или 11500 m³ депонијског гаса дневно. На годишњем нивоу ова количина гаса чини енергетски потанцијал од 150 TJ. Рачунајући са око 2,5 милиона тона комуналног отпада на Београдској депонији у Винчи, може се изградити постројење снаге реда 2 MW_e.

5. МОГУЋНОСТИ И ОГРАНИЧЕЊА РАЗВОЈА КОГЕНЕРАЦИЈЕ

5.1. Стратегијски циљеви енергетске политике у Србији

Стратегијски циљ енергетске политике у Србији је да се максимално искористе домаћи ресурси, у првом реду, обновљиви извори енергије, који ће обезбедити максималну могућу независност од увоза енергетских сировина, безбедност енергетских система кроз децентрализацију извора и одрживи развој, уз очување животне средине и перспективе економско-социјалног напретка. Тај циљ подразумева максималну енергетску ефикасност применом савремених енергетских технологија са максималним степеном корисног дејства и минималним губицима при претварању једног вида енергије у други, при чему треба у што већој мери користити домаће енергетске изворе и технике когенерације. Безбедност енергетских система подразумева децентрализацију извора и избегавање великих преносних система (чиме се такође делује и на смањење губитака при транспорту енергије). Коришћење у што већој мери (до граница економичности) обновљивих извора енергије представља приоритет, чије остварење подразумева коришћење енергије сунца, ветра, хидропотенцијала и биомасе. Максимална заштита животне средине при производњи енергије подразумева минимизацију емисија штетних материја, које загађују атмосферу, тло и воду, уз очување биљног и животињског света.

Основни правци будућег развоја енергетике Србије до 2020. године обухватају обезбеђење довољности и стабилности будућих извора енергије у земљи, што значи оријентацију првенствено на домаће изворе, будући да се гро производње електричне енергије и данас базира на домаћем угљу, уз даље искоришћавање расположивих хидропотенцијала и енергије ветра, док ће се увозна енергија (првенствено течна горива и гас) користити само у склопу когенерације. Обезбеђивање топлоте засниваће се на великим системима даљинског грејања у склопу когенерације са изворима у великим термоелектранама, а за индивидуалне потребе грејања коришћењем природног гаса и биомасе.

Најзначајнији извори електричне енергије сада су, а такође се предвиђа да остану у блиској будућности, парни турбоагрегати, па се предвиђа да се они реконструкцијом прилагоде когенерацији кадгод је то технички и економски оправдано. Таква решења су већ примењена у случају Обреновца (систем даљинског грејања се снабдева врелом водом добијеном реконструкцијом два блока термоелектране „Никола Тесла А“) и Костолца и Пожаревца (даљинско грејање се обавља врелом водом добијеном реконструкцијом два блока термоелектране „Костолац А“). Технологије гасних турбина и гасних мотора биће важни извори електричне и топлотне енергије у когенерацији тамо где у близини не буде било термоелектрана на пару.

Законом о енергетици Републике Србије, Стратегијом развоја енергетике Србије до 2015. године и Програмом њеног остваривања до 2012. године, као и Националном стратегијом привредног развоја Србије до 2012. године и осталим стратешким документима, као државна стратегија проглашава се спрегнута производња електричне енергије и топлоте (когенерација) где год је то могуће и оправдано. У том смислу, за децентрализовану производњу топлоте, нужно је да се промовише микрокогенерација у свим случајевима када се као основни енергент за широку употребу користи природни гас, али и биомаса, угљ из малих рудника, као и комунални отпад. Заштита животне средине и рационална потрошња горива остају најважнији стратешки приоритети у свим овим случајевима.

5.2: Препреке увођењу когенерације

Кључне препреке које су до сада стајале на путу и често онемогућавале реализацију пројеката когенерације у Србији су непостојање стабилног законодавног окружења са уграђеном обавезом откупа електричне енергије из когенерације и довољно високом ценом (односно накнадом за откуп вишкова) енергије из когенерационих постројења. К томе, препреке представљају и ограничења за снагу постројења из којих је електропривреда обавезна да откупљује енергију (што је у већини случајева индустријске когенерације недовољно), као и ограничење инсталисане снаге за сва постројења која су обухваћена категоријом малих електрана (ветроелектране, мале хидроелектране и когенерација у малим термоенергетским објектима), као и одговарајући електроенергетски услови њиховог прикључења на електроенергетску мрежу.

Иако је Законом о енергетици Србије когенерационим постројењима пружена могућност да, под условима да постигну одређену ефикасност трансформације примарне енергије горива у секундарну (топлотну и електричну) енергију, стекну статус повлашћених произвођача електричне енергије, подзаконска акта, којима би то законско опредељење било спроведено још увек (средином 2007. године) нису донесена. У ту категорију препрека спада и нерегулисан приступ транспортном или дистрибутивном гасоводном систему, као и непостојање тарифа за уговарање цена прикључка и испорученог гаса.

Посебно је велики недостатак информација и промоције о предностима когенерације у Србији (шта више, разни „експерти“, ангажовани кроз „tvining“ програме обуке особља у Министарству рударства и енергетике шаљу негативне поруке о когенерацији). К томе, лоше и дугорочно неизвесно привредно, власничко (приватизационо) и организационо стање потенцијалних кандидата за инвестирање у когенерацију из сектора индустрије, јавних и комерцијалних делатности, пољопривреде и широке потрошње не обезбеђује услове за благовремено опредељење, па се граде посебни извори топлоте, често врло велике јединичне снаге (на пример 140 MWt у систему даљинског грејања у Београду), без обавезе провере могућности и оправданости когенерације. Међу бројним осталим препрекама су и неразвијеност финансијског тржишта, неповерење банака и скупи капитал, неискуство локалних фирми у организацији пројеката, слабост управљачких структура које доносе развојне/пословне одлуке, неискуство надлежних административних служби у поступку добијања дозвола и друге.

Имајући све то увиду, потребна је снажно изражена политичка воља за стварање јасних претпоставки за производњу енергије путем когенерације. Због посебности когенерације, регулатива у надлежности енергетског сектора која обухвата когенерацију је расцепкана у низу посебних подзаконских прописа, којима се уређују тржишта електричне енергије, топлотне енергије и природног гаса. Стога би, можда, требало (што није предвиђено у Закону о енергетици Србије) донети засебан интегрални подзаконски акт о когенерацији. Овим актом би требало јасно повезати и објединити све правне аспекте когенерације као интегралног дела опште енергетске политике. Овакав приступ је у складу са енергетском политиком Европске уније и актуалних напора Европске комисије да обједини подручје когенерације у једну директиву 2004/8/ЕС од 11 фебруара 2004. године..

Накнада или откупна цена за произведену електричну енергију у когенерацији, затим набавна цена природног гаса, као и услови димензионисања постројења и прикључења на мрежу, као најважнији фактори за опредељење за реализацију већег броја пројеката

когенерације са прихватљивом стопом повраћаја инвестиције, морају бити прецизно дефинисани. Стога мере за уклањање главних препрека укључују гарантовани и потстицајни откуп вишка електричне енергије произведене у когенерационим постројењима. Потстицаје је потребно рашчланити по категоријама когенерације (преко инсталисане топлотне и електричне снаге) на микро, мале, средње и велике изворе, дефинисаним у функцији потреба за топлотном/електричном енергијом. При томе се рачуна на одређивање за преферентне технологије когенерације и изворе примарне енергије. Потребно је такође предвидети адекватно дефинисање мрежних услова, као и разграничити когенерациона постројења на она која су димензионисана за покривање сопствених потреба или за продају топлотне енергије трећима и она намењена за производњу и продају електричне енергије електроенергетској мрежи.

Посебно је важно утврдити регулисане и повлашћене цене горива за погон когенерационих постројења, као и решавање накнаде трошкова за испоруку вршн енергије (пенализација за испаде напајања из електроенергетске мреже, електроенергетска сагласност уз уговарање максималне снаге независно од њеног кратког коришћења и др.). Такође треба обезбедити Законом о енергетици Србије прописане повлашћене и поједностављене услове прикључка на мрежу и приоритетни диспечинг вишкова електричне енергије произведене у когенерационим постројењима од стране оператора система и тржишта.

Осим тога, потребно је увести вредновање доприноса когенерационих постројења у смањењу вршног оптерећења избегнутим трошковима за градњу нових енергетских капацитета и смањењу преносних губитака енергије, уз посебно вредновање заштите животне средине. Такође је потребно убрзавање и поједностављење административног поступка исходавања потребних дозвола особито за мале и средње когенерације и обезбеђивање финансирања когенерације потстицајним финансијским механизмима (одобравање каматних стопа нижих од тржишних за наменске кредите, затим бесповратна средства за процене изводљивости пројеката, фискални и други потстицаји).

У постојећој техничкој регулативи, коришћење когенерације није довољно дефинисано. На пример, постоје техничке препоруке Електромереже Србије и дистрибутивних предузећа за прикључак малих генератора (100-16000 kW) на јавну (преносну или дистрибутивну) мрежу (средњег напона), док нема никаквих техничких прописа ни препорука за микрокогенерацију, која ће, без сумње, бити усмерена на дистрибутивну мрежу ниског напона. Такође нема ни адекватних законских прописа за ту врсту когенерације, коју, иначе, посебно апострофира Директива 2004/8/ЕС о потстицању когенерације.

6. ЗАКЉУЧАК

У енергетском сектору Републике Србије, поред обновљиве хидроенергије, користе се за производњу топлоте и фосилна горива, у првом реду домаћи угаљ, ниске топлотне вредности и увозна течна горива и природни гас (претежно увозни енергенти, пошто домаћа производња не може да подмири ни петину потребе у земљи). При томе се у постојећим изворима когенерације не производи ни 1% укупне производње електричне енергије, што је за ред величине мање од просека у Европској Унији. Осим хидроенергије, у овом тренутку (фебруар 2007. године) други обновљиви извори се не користе ни за производњу електричне енергије у електропривреди нити за централизоване системе за производњу топлоте. С друге стране, за децентрализовану производњу топлоте, а посебно за индивидуалне системе грејања, посебно у руралним срединама, претежно се користе биомасе у форми огревног дрвета и других дрвених отпадака.

Главни удео когенерације сада и у будућности очекује се у великим електропривредним термоелектранама на чврсто гориво (лигнит) у Колубарском (ТЕ „Никола Тесла А“, ТЕ „Колубара А“) и Костолачком угљеном базену (ТЕ „Костолац А“), чиме би топлотом преко система даљинског грејања били снабдевани најближи потрошачки центри (Београд, Пожаревац, Обреновац, Лазаревац). Поред њих, предвиђа се и прилагођавање постојећих већих система за централизовано грејање на природни гас (у Београду, Новом Саду, Зрењанину, Крагујевцу, Нишу и другим градовима) за рад у когенерацији. Технички потенцијал когенерације који се може активирати после 2020. године у оквиру термоелектрана са парним циклусом је око 6 TWh годишње, а термоелектрана на бази гасног или комбинованог гасног и парног циклуса око 3 TWh. Тиме би се тек постигао данашњи просечни удео когенерације у укупној производњи електричне енергије који остварује Европска Унија.

Економски потенцијал микрокогенерације у складу са техничким потенцијалом одређен је економским параметрима, временом коришћења и типовима уређаја. Постоје комерцијалне расположиве и проверене све врсте технологија за увођење постројења когенерације, велике, средње и мале снаге и микрокогенерацију, како за реконструкцију постојећих постројења тако и за градњу нових постројења. Тежиште је на уређајима на природни гас и изузетно на течна горива. Директива Европске Уније 2004/8/ЕС посебно подстиче микрокогенерацију, лоцирану у индивидуалним стамбеним објектима, занатским радњама и малим и средњим предузећима у деловима земље где се предвиђа гасификација. Технички потенцијал ове когенерације је реда 450 GWh. Овај потенцијал је у суштини зависан од перспективног развоја гасификације у Србији до 2020. године.

И поред ограничених резерви фосилних горива у Србији, горива не би требало да представљају ограничење за било које врсте постројења когенерације. При томе је оптимално користити угаљ из великих отворених копова за постројења когенерације која би била грађена реконструкцијом постојећих термоелектрана. Такође, потребно је више користити угаљ из малих рудника јамске и површинске експлоатације за постројења у системима даљинског грејања и у индустрији, у мањим градовима и у постројењима мале и средње снаге, као и биомасу, комунални и индустријски отпад, самостално или у комбинацији са угљем. Коришћење природног гаса за когенерацију треба да буде у великим новим постројењима (са комбинованим гасно-парним циклусима), затим у новим постројењима средње снаге изграђеним при градњи нових и реконструкцији постојећих топлана мале и средње снаге, као и у микрокогенерацији у домаћинствима и јавним и

комерцијалним делатностима. Потребне количине гаса биће расположиве, а његово коришћење зависиће само од економских услова и изградње дистрибутивне мреже, јер постоје технички услови за увоз и транспорт довољних количина гаса магистралним постојећим или планираним новим гасоводима.

Највећи број когенерационих уређаја замениће постојеће уређаје малих потрошача енергије за грејање на чврста горива или електричну енергију. Међутим, иако су услови за развој такве (микро)когенерације у Србији, због њене континенталне климе и дугог трајања грејне сезоне (око 6 месеци) сасвим повољни, она још није адекватно законски кодификована. Посебан проблем представљају и цене продаје и куповине електричне енергије између електроприврених субјеката и власника когенерације, јер је у националном интересу да те цене буду стимулативне, о чему треба водити рачуна при доношењу одговарајућих законских и подзаконских аката.