# ЗБОРНИК РАДОВА

## СТРУЧНО-НАУЧНА КОНФЕРЕНЦИЈА
## ТОПС 2023

**Златибор, 2023.**

# ЗБОРНИК РАДОВА

СТРУЧНО-НАУЧНА КОНФЕРЕНЦИЈА ТОПС 2023

Златибор, мај 2023

**Зборник радова**

Стручно-научна конференција ТОПС 2023

**Издавач**

Пословно удружење „Топлане Србије“, Шабац 2023

**За издавача**

Дејан Стојановић

**Уредник**

Душан Мацура, 1973

**Графички уредник**

Демо гроуп Шабац

**Избор тема за радове по позиву**

Проф. др Маја Тодоровић, дипл.маш.инж.

Дејан Стојановић, дипл.маш.инж.

Душан Мацура дипл.елект. инж.

**Штампа**

Демо гроуп Шабац

Тираж: 200

**Организатори**

Пословно удружење „Топлане Србије“

Европска банка за обнову и развој (EBRD)

SWITZERLAND - STATE SECRETARIAT FOR ECONOMIC AFFAIRS – SECO

Агенција САД за међународни развој (USAID)

Друштво термичара Србије

**Програмски одбор**

Дејан Стојановић

Маја Тодоровић

Душан Марјановић

Садржај

ЕНЕРГЕТСКА ТРАНЗИЦИЈА СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА-МОГУЋНОСТИ И ИЗАЗОВИ-М.Живковић и Д.Ивезић ..... 1

ЗАПАДНИ БАЛКАН И ЕВРОПСКА УНИЈА У ЕНЕРГЕТСКОЈ ТРАНЗИЦИЈИ-Љ. Маћић .. 12

РАЗВОЈ СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА У КОНТЕКСТУ ЕВРОПСКИХ ПРОПИСА У ОБЛАСТИ ЕНЕРГЕТИКЕ И КЛИМЕ-Б.Грбић ..... 19

ШТА ЈЕ КОГЕНЕРАЦИЈА У ПРОПИСИМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ?-Б.Лепотић Ковачевић 27

ОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ У СИСТЕМУ ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА-А. Илић ..... 40

ОДРЖИВО КОРИШЋЕЊЕ БИОМАСЕ КАО ЕНЕРГЕНТА-М.Младеновић ..... 47

МАПА ПУТА ЕНЕРГЕТСКЕ ТРАНЗИЦИЈЕ ГРАДА НИША ДО 2050. ГОДИНЕ-М.Лаковић ..... 58

АУТОМАТИКА СИСТЕМА ГРЕЈАЊА (НИ)ЈЕ СКУПА?-М.Ристановић ..... 68

КОРИШЋЕЊЕ УРБАНИХ ВОДЕНИХ ЦИКЛУСА КАО ИЗВОРА ТОПЛОТЕ ЗА СИСТЕМЕ ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА-М.Бањац ..... 76

МОГУЋНОСТИ КОРИШЋЕЊА ТОПЛОТНИХ ПУМПИ ВОДА-ВОДА И СОЛАРНЕ ФОТОНАПОНСКЕ ЕНЕРГИЈЕ У СИСТЕМИМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА – ОДРЖИВИ ЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ И БУДУЋНОСТ ГРЕЈАЊА ГРАДОВА У СРБИЈИ И РЕГИОНУ-Б.Цветиновић ..... 82

ВЕШТАЧКА ИНТЕЛИГЕНЦИЈА-УПРАВЉАЊЕ ЕНЕРГЕТСКИМ УСЛУГАМА-Р.Савић .. 94

ПОВЕЋАЊЕ УДЕЛА ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ У ДАЉИНСКОМ ГРЕЈАЊУ СРБИЈЕ – БИТНА КАРИКА У ПРОЦЕСУ ДЕКАРБОНИЗАЦИЈЕ СРБИЈЕ-П.Васиљевић .. 103

TRIGENERATION FACILITY IN CLINIC CENTER AND SPORT CENTER ČAIR IN NIS-В.Павићевић ..... 109

ЕКОНОМСКО - ФИНАНСИЈСКА АНАЛИЗА СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ ЗА 2021. ГОДИНУ - М. Вујновић ..... 132

# УВОДНА РЕЧ

Пословно удружење “Топлане Србије” ове године организује 21. Сусрете топлана и стручно-научну конференцију ТОПС 2023 у периоду од 27. до 31. маја на Златибору.

Имајући у виду енергетску ситуацију у свету и изазове пред којима се налази енергетски сектор, једна од кључних тема Стручно-научне конференције ТОПС 2023 је обезбеђење сигурности снабдевања топлотном енергијом, уз повећање коришћења обновљивих извора енергије, мера енергетске ефикасности, процеса дигитализације и декарбонизације и задовољства купаца топлотне енергије.

На конференцији поред реномираних компанија из енергетског сектора, присуствоваће и истакнути експерти из области енергетике.

Резултат интензивирања сарадње између експерата и енергетских субјеката и усаглашавања заједничких циљева, представља наш заједнички интерес.

Умрежавањем великог броја актера процес енергетске транзиције чинимо мање неизвесним.

Данас, када се питање енергетске стабилности намеће као примарно на конференцији желимо да чујемо решења, размишљања представника земаља из региона, као и искуства из неких од европских земаља. На овај начин, ТОПС жели да прошири комуникацију, добије свој регионални и међународни карактер и тако се додатно позиционира на мапи скупова који се баве енергетиком.

Свесни чињенице да је начин коришћења енергије једна од значајних тема у будућности, ове године, на позив организатора, присуствоваће и студенти Машинског факултета из Београда, Ниша, Крагујевца и Факултета техничких наука из Новог Сада.

Дубоко верујем да је ово добар начин да студенти добију нове информације, виде примере добре праксе, нова техничка решења и кроз процес дисеминације квалитетних идеја едукују наше друштво, унапреде своје образовање и практично делују у будућности.

Уз дужно поштовање на разумевању значаја система даљинског грејања у Републици Србији захваљујемо се на пуној подршци Европској банци за обнову и развој (EBRD) i SWITZERLAND - STATE SECRETARIAT FOR ECONOMIC AFFAIRS – SECO , Агенцији САД за међународни развој (USAID), као и сталном партнеру Друштву термичара Србије.

Дејан Стојановић, дипл.инж.маш

# ЕНЕРГЕТСКА ТРАНЗИЦИЈА СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА-МОГУЋНОСТИ И ИЗАЗОВИ

Проф. др Марија Живковић, проф. др Дејан Ивезић
Универзитет у Београду, Рударско-геолошки факултет, Београд, Србија
marija.zivkovic@rgf.bg.ac.rs, dejan.ivezic@rgf.bg.ac.rs

**РЕЗИМЕ**

*Највише енергије у зградама у Србији троши се на загревање простора. Због тога ће системи даљинског грејања имати важну улогу у процесу транзиције целокупног енергетског сектора. Мере и активности морају да буду усмерене и на потрошњу и производњу енергије. У раду је дат преглед потенцијала различитих обновљивих и алтернативних извора енергије, који се могу користити за производњу топлотне енергије. Приказани резултати су приказани са различитим нивоом детаљности, у зависности од расположивих података, а који могу да служе као основа за планирање развоја сваког од система и дефинисање реалних и остваривих циљева.*

**Кључне речи:** *системи даљинског грејања; транзиција; обновљиви извори енергије; потенцијали.*

## УВОД

Потрошња енергије у градовима чини више од две трећине укупне потрошње енергије у свету[1]. У структури потрошње доминирају фосилна горива, тако да последична емисија угљендиоксида чини око 70% светске емисије гасова са ефектом стаклене баште. Највећи део енергије у урбаним подручјиматроши се за задовољење топлотних потреба. У структури енергије која се троши за топлотне потребе доминирају фосилна горива, а њихово учешће превазилази 75%[1]. Због тога је сектор топлотне енергије препознат као кључан у енергетској транзицији ка одрживијим енергетским системима.
Трансформација енергетских система треба да буде усмерена ка осигурању поузданих и приуштивих енергетских услуга, уз смањен утицај на животну средину и смањену увозну зависност[2]. Енергетској транзицији система даљинског грејања се може допринети активностима и мерама и на страни потрошње и страни производње. У ранијем периоду, глобално посматрано, већа пажња је била посвећена смањењу потрошње, односно потребне корисне енергије,највише кроз енергетску санацију објеката, док сеу скорије време, више пажње се усмерава на трансформацију начина производње топлотне енергије[3]. Одговарајуће активности на страни производње треба да буду усмерене ка декарбонизацији кроз коришћење обновљивих извора енергије или увођењем ефикаснијих метода за искоришћење енергије. Очекивани ефекти транзиције система даљинског грејања (СДГ) имаће огроман позитиван утицај на трансформацију целокупног енергетског сектора. Ипак,

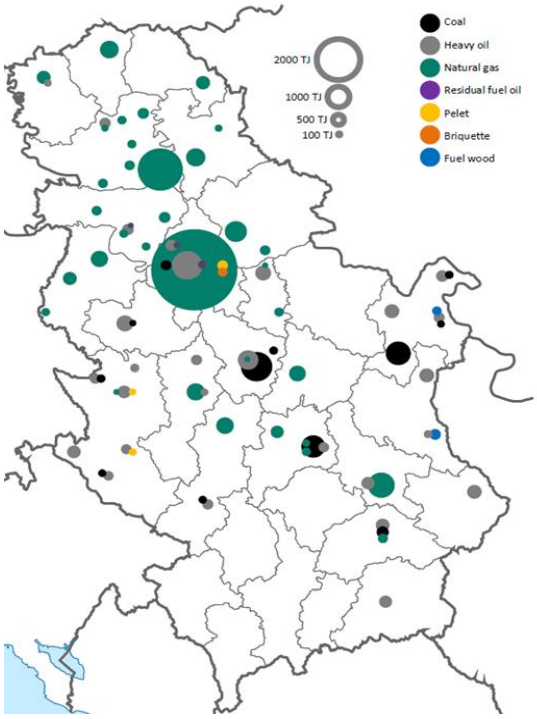
посматрано са нивоа система даљинског грејања, или позиције крајњег потрошача, процес транзиције може да доведе до неких нежељених последица и због тога се мора пажљиво планирати.
Упркос очекиваним бројнимкористима и позитивним исходима који се идентификују у ширем енергетском систему, пракса показује да се многи европски системи даљинског грејања који су у процесу транзиције сусрећу са неочекиваним изазовима[1]. Унапређење енергетске ефикасности у зградама смањује потребу за топлотном енергијом. То је позитиван исход за енергетски систем у целини, али може имати негативан утицај на пословање компаније која продаје топлотну енергију. То даље може да утиче на вољу компанија за инвестирање у чистије изворе и ефикасније начине производње, чиме се даљи прогрес доводи у питање.
У околностима значајног повећања производње електричне енергије из обновљивих извора енергије, јавља се потреба повезивањем (енгл. coupling) развоја сектора топлотне и електричне енергије,што се остварује кроз комбиновану производњу електричне и топлотне енергије, као и производњу топлотне енергије коришћењем великих топлотних пумпи. У добро интегрисаном енергетском систему,системи даљинског грејања могу да реагују на промене цена електричне енергије и помогну балансирању већом производњом или већом потрошњом електричне енергије.
Додатни и кључни изазов, који је и основни предуслов успешне транзицијеСДГ, јесте да топлотна енергија буде приуштива за потрошаче. Често се појам транзиције иницијално везује за декарбонизацију, што је само део жељеног циља. Декарбонизација треба да буде праћена ценама енергије приуштивим за кориснике, смањењем рањивости система кроз смањење увозне зависности ивећу диверсификацију извора снабдевања.
Системи даљинског грејања у Србији налазе се на почетку пута енергетске транзиције. Пракса показује да је крајњи циљ најчешће одређиван потребом за смањењем емисије гасова стаклене баште у одређеном проценту, док путеви до циља могу бити различити. Одабир оптималног пута није једноставан и треба да буде извршен уз пажљиву анализу могућих препрека. Начин промене енергетског микса који се користи за производњу топлотне енергије одређен је пре свега расположивим обновљивим и алтернативном изворима у свакој од локалних заједница у којима постоје системи даљинског грејања. У случају СДГ у Србији, подаци о потенцијалима неких енергетских извора не постоје или постоје на нивоу грубе процене теоретског или техничког потенцијала.
У раду је приказана процена расположивог техничког потенцијала обновљивих извора енергије, отпадне топлоте из индустрије, топлоте пречишћених отпадних вода, као и потенцијал за увођење високо ефикасне когенерације у СДГ. Циљ рада је да помогне што реалнијем сагледавању могућности трансформације сваког СДГ у Србији.

## 2 МАТЕРИЈАЛИ И МЕТОДЕ

### 2.1 Преглед тренутног стања

О значају сектора топлотне енергије у енергетском систему Србије говори чињеница да потрошња енергије у зградама у Србији (домаћинства, јавни и комерцијални сектор) чини 45,45% финалне потрошње енергије[4]. Највише енергије која се троши у зградама се односи на грејање простора и чини око 60%[5].Од укупног броја домаћинстава у Србији око 20% је прикључено на системе даљинског грејања, односно у просеку 43,8% домаћинстава у градовима[6, 7]. У неким урбаним подручјима, нпр. Нови Београд и Бор, овај проценат износи преко 90%[6].

Тренутно је сва производња топлотне енергије заснована је на процесима сагоревања, од чега око 99% чине фосилна горива, а остатак дрвна биомаса. Доминантно коришћени енергент је природни гас, а затим мазут и угаљ. Само угаљ и огревно дрво се могу сматрати домаћим енергентима. Висока увозна зависност природног гаса и нафте чини и систем даљинског грејања високо увозно зависним (преко 70%). Поред високе увозне зависности, треба имати у виду ипотпуну зависностод снабдевања природним гасом из Руске Федерације.
Детаљна анализа могућности трансформације СДГ могућа је једино уколико се детаљно и пажљиво сагледа тренутно стање сваког од СДГ у Србији. Као основа анализу коришћени су подаци објављени у Годишњим извештајима о раду топлана[6].
Пројекцијепутања транзицијецелокупног сектора би требало да се раде применом тзв. ”bottom up” приступа. Постављање остваривих циљева мора да буде праћено мапирањем свих локално расположивих обновљивих извора енергије, чије је увођење у производњу енергије технички рационално и економски оправдано, уз уважавање специфичности сваког СДГ, а имајући у виду посебно укупну инсталисану снагу великих система (Слика 1).




*Слика 1. Системи даљинског грејања према произведеној енергији и коришћеним енергентима[8]*

За неке од система достизање већег учешћа обновљивих извора енергије представљаће велики изазов, док ће за неке представљати нерешив проблем. Сваки СДГ треба да има свој циљ који ће бити одређен на основу прегледа расположивих и доступних извора за производњу топлотне енергије.

## 2.2 Методологија

Процес енергетске транзиције система даљинског грејања веома је сложен, јер поред техничких аспеката обухвата и социолошке и економске аспекте који су међусобно условљени.Уколико се посматрају само технички аспекти унапређења и трансформације,

проблем се своди на одређивање потенцијала уштеде енергије на страни потрошача, повећању ефикасности у производњи и дистрибуцији и укључивање обновљивих и алтернативних извора енергије (Слика 2).

*Слика 2. Могућности за трансформацију система даљинског грејања–технички аспекти*

У оквиру истраживања приказаног у овом раду, размотрени су технички аспекти транзиције СДГ у Србији и анализирани су:

- Расположива снага и енергија у постојећим мрежама за прикључење нових потрошача. Као критеријум коришћен је индикатор линијска густина топлотног оптерећења;
- Технички потенцијал отпадне топлоте из индустрије који би могао да се користи директно или топлотним пумпама;
- Потенцијал коришћења дрвне биомасе;
- Потенцијал коришћења отпадне топлоте из система за пречишћавање отпадних вода;
- Могућност коришћења и интеграција високоефикасних когенерационих постројења на природни гас;
- Потенцијал комуналног отпада;
- Потенцијал соларне енергије.

Као резултат спроведене анализе предложена је промена структуре производње топлотне енергије у СДГ до 2030. године.

## 3 РЕЗУЛТАТИ И ДИСКУСИЈА

### 3.1 Расположива снага и енергија у постојећим системима

Значајан потенцијал за побољшање ефикасности пословања у постојећим СДГ је у прикључењу нових потрошача. Потенцијал је идентификован у системима даљинског грејања чији је линијска густина топлотног оптерећења мања од 2,5 MWh/m [9]. У Табели 1 су приказани СДГ са потенцијалом прикључења нових потрошача.

*Табела1. Линијска густина топлотног оптерећења и потенцијал за нове кориснике[10]*

| Бр. | СДГ | Линијска густина топлотног оптерећења | Енергија расположива за нове кориснике |
|---|---|---|---|
| | | MWh/m | MWh |
| 1 | Панчево | 1,88 | 46.084 |
| 2 | Суботица | 2,00 | 24.081 |
| 3 | Крушевац | 2,28 | 11.559 |
| 4 | Трстеник* | 0,95 | 63.388 |
| 5 | Пожаревац | 1,18 | 248.023 |
| 6 | Лазаревац | 1,46 | 93.623 |
| 7 | Сремска Митровица | 0,87 | 80.001 |
| 8 | Обреновац | 0,48 | 1.050.829 |
| 9 | Пирот | 0,99 | 43.060 |
| 10 | Сомбор | 1,29 | 30.835 |
| 11 | Бечеј | 0,59 | 38.102 |
| 12 | Нови Пазар | 2,37 | 676 |
| 13 | Нова Варош | 1,84 | 3.143 |
| 14 | Зајечар | 1,50 | 20.876 |
| 15 | Велика Плана | 2,30 | 631,6 |
| 16 | Ковин | 1,71 | 5.133 |
| 17 | Косјерић | 1,73 | 1.550 |
| 18 | Мали Зворник | 1,82 | 1.370 |
| 19 | Темерин | 2,04 | 1.130 |
| 20 | Србобран | 1,94 | 1.212 |
| 21 | Житиште | 1,01 | 1.487 |
| 22 | СтараПазова | 2,27 | 1.530 |
| 23 | Сента* | 0,70 | 53.673 |
| 24 | Баточина | 1,35 | 1.728 |

*Теоретски потенцијал који практично није могуће реализовати

## 3.2 Потенцијал за високоефикасну когенерацију на природни гас

Увођење високоефикасне когенерације у системе даљинског грејања може бити оправдано, само уколико се обезбеди потрошња топлотне енергије током већег дела године. Ово је могуће постићи само у системима у којима постоје потрошачи који користе потрошну топлу воду у току целе године. Након разматрања постојећег стања закључак је да је когенерацију оправдано увести у Бору, уз прелазак са угља на природни гас. Процењена топлотна снага постројења је 50 MWt, а годишња производња топлотне енергије 150 GWh.

## 3.3 Потенцијал комуналног отпада

Процењена снага спалионица комуналног отпада приказана ју у Табели 2. Процена је извршена на основу података приказаним у Програму управљања отпадом у Републици Србији за период 2022 – 2031. године[11] Поред Београда, као потенцијалне локације за изградњу спалионица идентификовани су Ниш и Крагујевац (Табела 2). Процена је извршена на основу расположивих техничких карактеристика постројења спалионице отпада Винча [12].

*Табела 2. Технички потенцијал енергије произведене у спалионицама отпада[10]*

| Град | Топлотна енергија | | Електрична енергија | |
|---|---|---|---|---|
| | $MW_t$ | GWh | $MW_e$ | GWh |
| Београд | 56,5 | 200 | 25 | 175 |
| Ниш | 27,4 | 97 | 12 | 85 |
| Крагујевац | 24,9 | 88 | 11 | 77 |
| Укупно | **108,8** | **385** | **48** | **337** |

## 3.4 Потенцијал за коришћење биомасе

Потенцијал биомасе одређен је на основу података објављеним у извештајима Републичког завода за статистику, по регионима и општинама. План увођења биомасе у производњу топлотне енергиједо 2030. године приказан је уТабели 3. Процењено је да би укупна годишња производња енергије из биомасе могла да достигне 369,7GWh.

*Табела 3. Потенцијал за производњу топлотне енергије из биомасе до 2030. године[10]*

| СДГ/година | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh |
| Нови Пазар | 12,08 | - | - | - | - | - | - | - | **12,08** |
| Крушевац | 0,08 | - | - | - | - | - | - | 112,37 | **112,44** |
| Врање | - | 28,21 | - | - | - | - | - | - | **28,21** |
| Зајечар | - | 35,36 | - | - | - | - | - | - | **35,36** |
| Смедерево | - | - | 39,49 | - | - | - | - | - | **39,49** |
| Нова Варош | - | - | 10,69 | - | - | - | - | - | **10,69** |
| Књажевац | - | - | 16,64 | - | - | - | - | - | **16,64** |
| ГорњиМилановац | - | - | 12,32 | - | - | - | - | - | **12,32** |
| Нови Пазар | - | - | - | 12,08 | - | - | - | - | **12,08** |
| БајинаБашта | - | - | - | - | - | - | 12,48 | - | **12,48** |
| Бор | - | - | - | - | - | - | - | 77,87 | **77,87** |
| **Укупно** | **12,15** | **63,58** | **79,14** | **12,08** | **0,00** | **0,00** | **12,48** | **190,24** | **369,67** |

## 3.5 Технички потенцијал топлоте пречишћених отпадних вода

Методологија која је примењена за одређивање техничког потенцијала за коришћење отпадне топлоте из канализационих вода у основи има одређивање топлотног потенцијала

пречишћене отпадне воде који се може регенерисати. Технички потенцијал је одређен коришћењем расположивих података мерења постројења за пречишћавање отпадних вода у Шапцу [8]. Као резултат добијен је индикатор који даје количину произведене топлотне енергије по становнику. Коришћењем наведене методологије одређена је вредност индикатора која износи 379,8kWh/становнику годишње, што је даље примењено за грубу процену теоретског потенцијала за овакав начин производње топлотне енергије. Теоретски потенцијал је процењен на 1766GWh годишње,док је одговарајућа топлотна снага 470 MW. Процена снаге и годишње производње топлотне енергије дата је у Табели4.

*Табела 4. Потенцијал коришћења топлоте отпадних вода[10]*

| **СДГ** | **Топлотне пумпе** | |
|---|---|---|
| | **Номинална снага (MW)** | **Произведена топлотна енергија (GWh)** |
| Београд | 187 | 486 |
| Нови Сад | 40 | 101 |
| Крагујевац | 20 | 49 |
| Ниш | 20 | 50 |
| Суботица | 15 | 39 |
| Панчево | 10 | 25 |
| Зрењанин | 9 | 22 |
| Чачак | 9 | 22 |
| Краљево | 7 | 17 |
| Крушевац | 6 | 16 |
| Шабац | 6 | 15 |
| Бор | 4 | 9 |

## 3.6 Потенцијал соларне енергије

У основи коришћења соларне енергије за производњу топлотне енергије је трансформацијаенергије зрачења у унутрашњу енергију радног медијума који се користи у соларним колекторима. За овакав начин производње топлотне енергије потребне су велике површине, велики број сати трајања инсолације и велики топлотни проток соларне енергије. Коришћење соларне енергије је могуће у свим СДГ, а количина произведене топлотне енергије зависи од величине расположивих локација за постављање соларних колектора и изградњу сезонског складишта топлоте.

У анализираном периоду до 2030. године као реално остварив пројекат идентификован је пројекат изградње солар термал постројења у Новом Саду, а као перспективне наведене су и локације у Источној Србији. Очекивана производња топлотне енергије из постројења у Новом Саду је 120 GWh годишње, док би уз коришћење топлотних пумпи производња достигла 200 GWh годишње.

## 3.7 Отпадна топлота из индустријских постројења и процеса

Финална потрошња енергије у индустријском сектору чини скоро 25% финалне потрошње енергије у Републици Србији. Процењује се да је 50-70% потрошње енергије у индустрији

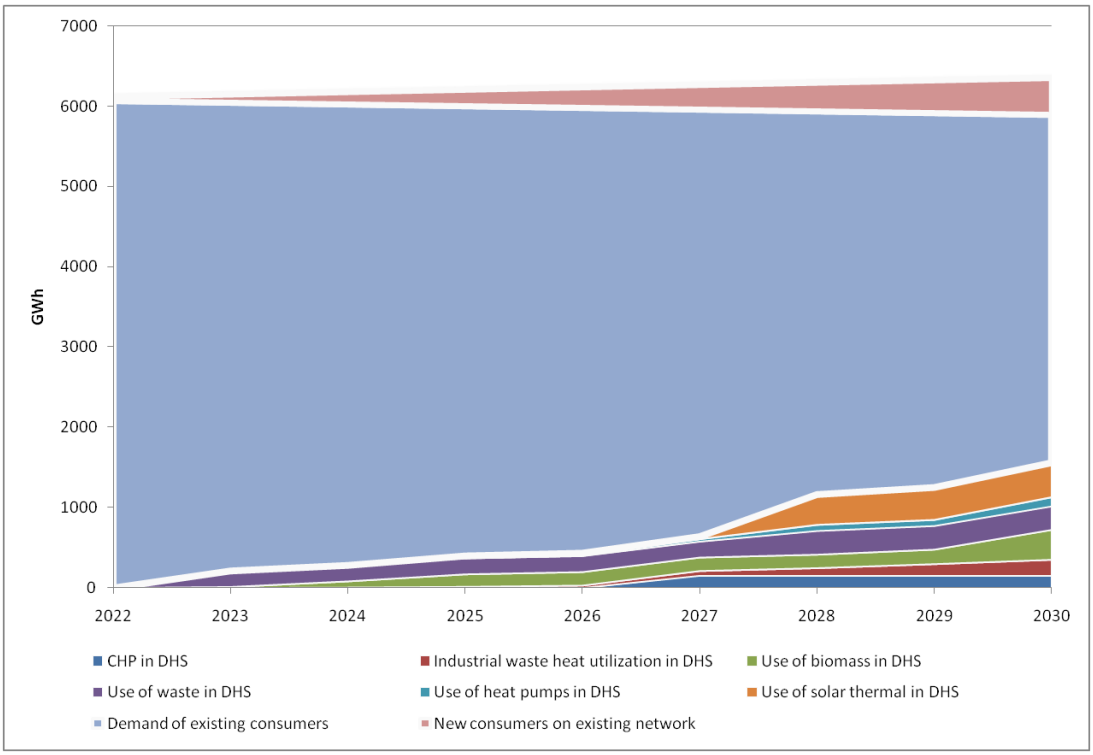
намењено производњи топлотне енергије у различитим индустријским процесима. Производња је праћена великим губитком енергије у виду отпадне топлоте: кроз зидове процесне опреме, као енергија димних гасова или отпадних вода, итд.
Коришћење отпадне топлоте за задовољење топлотних потреба, унутар или ван индустријских објекта, иако могуће и пожељно, није једноставно. Расположиве температуре отпадне топлоте су различите, као и сами носиоци отпадне топлоте. Доступност отпадне топлоте у великој мери зависи од типа индустријског процеса, док потенцијални потрошачи често могу бити удаљени од локације индустријског објекта. У таквим случајевима топлоту је потребно пренети до потенцијалног потрошача. У Табели 5 приказане су процењене количине отпадне топлоте које би могле бити искоришћене у СДГ, директно, или коришћењем топлотних пумпи.

*Табела 5. Технички потенцијал отпадне топлоте из индустријских постројења и процеса које се може користити у СДГ директно или применом топлотних пумпи (MWh)[10]*

| **Индустријски подсектор** | **Високотемпературна отпадна топлота која се може регенерисати** | **Нискотемпературна отпадна топлота која се може регенерисати коришћењем топлотних пумпи** | **Укупна топлота за СДГ*** |
|---|---|---|---|
| Гвожђе и челик | 24.408 | 19.970 | 50.967 |
| Хемијска и петрохемијска индустрија | 62.270 | 30.821 | 103.262 |
| Обојени метали | 4.846 | 3.965 | 10.120 |
| Неметаличне минералне сировине | 87.665 | 18.456 | 112.211 |
| Транспортна средства | 1.546 | 1.250 | 3.209 |
| Индустрија машина | 8.528 | 6.701 | 17.440 |
| Храна, пиће и дуван | 64.976 | 224.754 | 363.900 |
| Папир и штампа | 16.873 | 399 | 17.403 |
| Дрво и производи од дрвета | 5.902 | 139 | 6.088 |
| Текстил и кожа | 17.047 | 13.778 | 35.371 |
| Не специфицирано | 21.853 | 17.512 | 45.145 |
| **Укупно** | **315.915** | **337.744** | **765.115** |

* Предвиђено коришћење топлотних пумпи са COP = 4.

Индикативна промена структуре производње енергије у системима даљинског грејања дата је на Слици 3.




*Слика 3. Транзиција система даљинског грејања према предложеном акционом плану до 2030. године [10]*

## 3.8 Ограничења и изазови

Неоспорно је да потенцијал за транзицију ка одрживијим системима даљинског грејања постоји и на страни потрошње и на страни производње. Ипак, шире коришћење наведеног потенцијала прате одређена ограничења и препреке.

Да би енергија произведена коришћењем великих топлотних пумпи била декарбонизована потребно је да транзицију СДГ прати и транзиција електроенергетског система. Садашњи енергетски микс за производњу електричне енергије доводи у питање могућност смањења емисије угљендиоксида у случајевима када енергија произведена топлотним пумпа замењује енергију произведену природним гасом [8].

У већини градова и општина изградња постројења за пречишћавање отпадних вода је у иницијалној фази. Локације постројења могу бити такве да повезивање са СДГ буде економски или технички неоправдано. С обзиром да је реч о значајној локално доступној енергији, независној од доба дана, годишњег доба и сл., при избору локације постројења треба имати у виду и потребу за повезивањем са постојећим СДГ.

Коришћење соларне енергије за производњу топлотне енергије захтева велику површину на коју би се поставили соларни колектори и изградило сезонско складиште топлоте. С обзиром да је реч о земљишту које се налази у градским срединама, обезбеђивање истог може бити велики трошак, чиме се директно утиче на исплативост инвестиције, али и приуштивост енергије за потрошаче.

Сагоревање дрвне биомасе, иако у нето билансу не доприноси емисији угљендиоксида, праћено је емисијом значајних количина загађујућих материја. Одрживост коришћења биомасе као енергента треба да буде праћена анализом потрошње енергије у целокупном циклусу и ланцу снабдевања, а посебно потрошње енергије у транспорту и припреми.

Приказани потенцијали отпадне топлоте у индустрији добијени су применом тзв. ”top down” методологије, полазећи од биланса потрошње енергије у индустријским подсекторима. Даља, детаљнија анализа мора да обухвати ”bottom up”приступ уз анализу конкретних постројења, њихових локација, сопствених потреба индустрије за отпадном топлотом, одређивањем расположивих количина и температуре отпадне топлоте, као и њене дневне или сезонске расположивости.

## ЗАКЉУЧАК

Системи даљинског грејања у Србији налазе се на почетку процеса енергетске транзиције.Формулисање жељеног циља и пут ка њему морају бити разрађени уз добро познавање почетне тачке на том путу. Сагледавање тренутног стања СДГ у Србији указује на низ специфичности које треба имати у виду при планирању индикативне путање. Из искустава система који су већ на путу транзиције јасно је да је процес комплексан и компликован,и да обухвата не само техничке (инжењерске), већ и економске и социјалне аспекте.

Искуство из европских држава говори да се као основни циљ транзиције наводи најпре декарбонизација сектора.Транзиција ка нискоугљеничним системима даљинског грејања подразумева не само шире коришћење обновљивих извора енергије, већ и развој паметних мрежа, складишта енергије, развој нових модела пословања, али и механизама подршке и финансирања.

У раду су приказани потенцијали обновљивих и алтернативних извора енергије који би у наредном периоду требали бити укључени у енергетски микс СДГ. Показано је да би до 2030. године учешће обновљивих извора енергије у производњи топлотне енергије у СДГ могло да достигне 20-25%. Резултати приказани у овом раду могу бити корисни у процесу планирања даљег развоја СДГ и допринети остварењу реално постављених циљева.

## ЛИТЕРАТУРА


[1] International Energy Agency, District heating needs flexibility to navigate the energy transition, 2019, https://www.iea.org/commentaries/district-heating-needs-flexibility-to-navigate-the-energy-transition.

[2] United Nations Foundation, Sustainable Development Goals, 2015, https://unfoundation.org/what-we-do/issues/sustainable-development-goals/?gclid=Cj0KCQjw0tKiBhC6ARIsAAOXutm4bMsjljRcFZgy4xBYkx2hbjzu3QVmeSjLXUF5i_ctyfba9yADnDQaAp1gEALw_wcB.

[3] European Commission, Heating and cooling, 2020,https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en

[4] Републички завод за статистику Србије, Енергетски биланс, 2017, https://www.stat.gov.rs/media/3994/ukupan-energetski-bilans-2017.pdf.

[5] Econoler, National building energy efciency study for Serbia, World Bank, 2012.

[6] Пословно удружење „Топлане Србије“, Извештај о раду, 2018.

[7] Републички завод за статистику Србије, Потрошња енергије у домаћинствима, Београд, Србија, ISBN 978-86-6161-207-7.

[8] Živković, M., Ivezić, D.: *Utilizing sewage wastewater heat in district heating systems in Serbia: effects on sustainability*,Clean Technologies and Environmental Policy, Vol. 24, 2015, pp. 579–593.

[9] Ivan Dochev, I., Peters, I., Seller, H., Schuchardt, G.K.: *Analysing district heating potential with linear heat density. A case study from Hamburg, Energy Procedia*, Vol. 149, 2018, pp 410-419.
[10] Renewable District Energy in the Western Balkans (ReDEWeB), Programme-Action Plan draft, 2023.
[11] Република Србија, Програм управљања отпадом у републици Србији за период 2022 – 2031.године, 2022, https://www.ekologija.gov.rs/sites/default/files/2022-02/program_upravljanja_otpadom_u_rs_za_period_2022-2031._god_0_2.pdf.
[12] Ivezić, D., Živković, M., Madžarević, A., Grujić, M.:*Assessments of effects of implementation of strategic plans for development of Belgrade District heating system*, Sustainable Cities and Society, Vol. 61, 2020, 102304.

# ЗАПАДНИ БАЛКАН И ЕВРОПСКА УНИЈА У ЕНЕРГЕТСКОЈ ТРАНЗИЦИЈИ

Љубо Маћић
Економски институт, Београд
ljubo.macic@ecinst.org.rs

**РЕЗИМЕ**

*Након две деценије постепене, још незавршене интеграције Западног Балкана са тржиштем електричне енергије Европске уније (ЕУ), приоритено питање постаје прихватање енергетско-климатске политике ЕУ. Услови у којима регион улази у процес декарбонизације знатно су тежи, како у погледу друштвеног богатства, тако и у погледу удела угља у енергетском миксу, од оних које су у просеку имале чланице ЕУ на почетку процеса. Предлози и захтеви ЕУ везани за брзину транзиције региона нису праћени адекватном формализованом финансијском подршком какву имају сличне чланице ЕУ нити се она најављује. ЕУ је неспремна дочекала турбулентне промене у енергетици и тек сада предузима мере којима покушава да заштити своје интересе и ојача позицију.*
*Овде су анализиране наведене промене и околности, како би се скренула пажња на потребу да Србија и земље региона активније прате промене, траже за себе што повољније путеве декарбонизације енергетике и адекватно штите своје интересе у процесу прилагођавања својих политика енергетским и климатским циљевима ЕУ.*

**Кључне речи**: *енергетска транзиција, ЕУ интеграције, Западни Балкан,*

## УВОД

Готово две деценије земље региона са западног дела Балканског полуострва и потписнице Уговора о Енергетској заједници (ЕнЗ), означене као Западни Балкан, спроводе реформе у енергетици. Енергетика се овим, више него други сектори прилагођава европским правилима и интегрише у Европску унију. У почетку је на то Западни Балкан гледао са надом, видећи себе у ЕУ, а сада више са опрезом. Све до недавно, кључно питање је била интеграција у јединствено ЕУ енергетско тржиште – још недовршена, а сада се тежиште помера на прихватање енергетско-климатске политике ЕУ.

Ти процеси се одвијају мање или више успешно, али свакако уз неоправдану пасивност, пропусте и кашњења са стране земаља Западног Балкана. Понекад се испостави и да су прихватане обавезе које објективно нису остваривe.

## 2 ШТА СУ ЗЕМЉЕ РЕГИОНА ПРИХВАТИЛЕ?

Током протекле деценије земље Западног Балкана и потиснице Уговора о Енергетској заједници:

- ссагласиле су се, кроз Уједињене нације, да ће смањивати емисије гасова који изазивају климатске промене и угрожавају планету,
- прихватиле су да следе европски пут декарбонизације и преласка на чисту енергију,

- прихватиле су да успостављају националне правне и стратешке оквире за такве политике,
- прихватиле су претходно рокове за постепено повлачење из погона електрана на угаљ које се до 2027. не ускладе са Директивом о великим ложиштима и Индустријском директивом о емисијама,
- а одлукама Министарског савета Енергетске заједнице крајем 2022. године, прихватиле су енергетске и климатске циљеве за 2030. Ови циљеви приближавају земље региона европским амбицијама. Међутим, треба рећи и да процедура одлучивања није била правно перфектна, да је било и притисака да се усвоје нереално високи циљеви, да јој нису претходиле аналитичке подлоге какве су обавезне у ЕУ пракси усвајања овакве регулативе.

## 3 У КАКВОЈ ЈЕ ПОЗИЦИЈИ РЕГИОН У ОДНОСУ НА ЧЛАНИЦЕ ЕУ?

Услови у којима регион улази у процес декарбонизације знатно су тежи од оних које су у просеку имале чланице ЕУ на почетку тог процеса. Наиме:

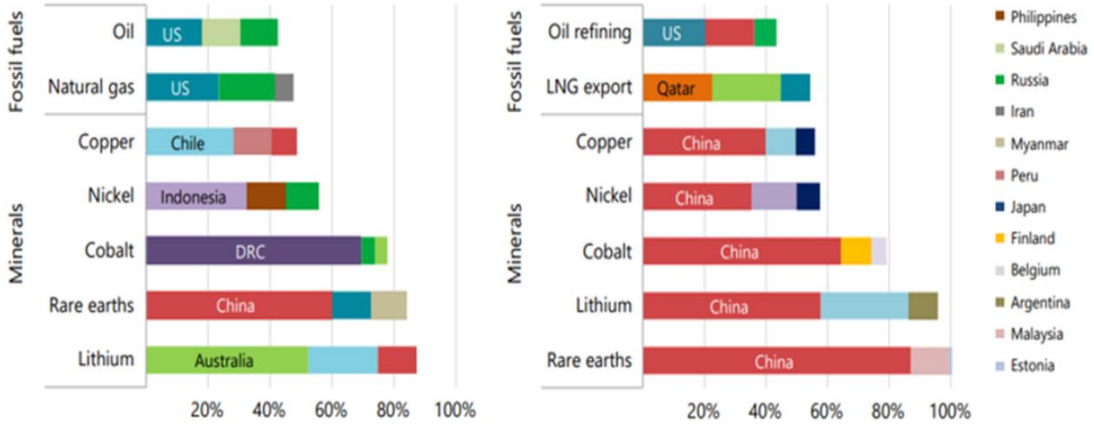
- Бруто друштвени производ (БДП) по становнику је најважнији индикатор ресурса, односно капацитета државе да преузима одговорност у борби против климатских промена. То је прихваћено и од стране УН. БДП, мерен по куповној моћи, БиХ, Црне Горе, Србије, Северне Македоније и Албаније је између 32 и 48% у односу на ЕУ27 просек, а то је знатно ниже и од Бугарске, у којој је 57%, што је најниже у ЕУ.
- Удео угља у производњи електричне енергије је најважнији индикатор изазова и трошкова декарбонизације. Он се, као и висина БДП, мора експлицитно уважити када се цене трошкови и остваривост енергетско климатских циљева. Када је ЕУ улазила у транзицију имала је у просеку око 30% удео угља у производњи електричне енергије. У ЕУ само Пољска има већи (око 70%) и Чешка упоредив (око 44%) удео угља, у односу на БиХ, Србију, Македонију и ЦГ (око 41 до 67%). Међутим, у току ове енергетске кризе, угаљ је био кључни чинилац обезбеђења енергетске сигурности у региону (као и у неким чланицама ЕУ) и ублажио је преношење екстремних цена електричне енергије из ЕУ.
- Глобално важна, а за регион релевантна, је правичност алокације одговорности за промену глобалне климе и критеријума за утврђивање националних доприноса за ублажавање промена. Неки механизми правичности (ниво БДП-а, финансијска подршка) су уграђени у међународне споразуме као што је Париски. Међутим, далеко правичније би било да се национални циљеви одређују према укупној, кумулативној досадашњој емисији ГХГ – гасова са ефектом стаклене баште, чији утицај на садашње климатске промене је релевантнији. САД и ЕУ су кумулативно у индустријској ери емитовале 47%, а у 2017. само 25% укупних глобалних емисија. Очигледно је да не постоји критична маса да се приступ овом питању промени, иако постоје сличне иницијативе на глобалном нивоу (Индија…). Појављују се и захтеви сиромашних, например неких афричких земаља за надоканду штете од климатских промена које их евидентно погађају у протеклим годинама и сада. Имајући у виду и величине кумулативних емисија, било би неопходно, а правично је, да се, уз експлицитно утврђене климатске и енергетске циљеве, да се за земље региона експлицитно и симетрично утврде обавезе ЕУ да пропорционално финансијски подржи декарбонизацију у региону,.
- Одлуке Министарског савета Енергетске заједнице, па ни закључци не садрже ништа што указује на спремност ЕУ да, симетрично обавезама које су преузеле стране Уговора о ЕнЗ, систематски, дугорочно формализовано или институционализовано, преузме обавезе подршке каква се примењује у самој ЕУ у циљу декарбонизације. Нити Економски и

инвестициони план за западни Балкан, који је пратио потписивање Софијске декларације о зеленој агенди за Западни Балкан 2020. године, нити ИПА, нити други облици свакако вредне подршке ЕУ до сада расположиви, нису таквог карактера и обима да би се могли сматрати довољним за спровођење декарбонизације.

## 4 КАКО СЕ ИЗ ПОЗИЦИЈЕ ЗАПАДНОГ БАЛКАНА МОЖЕ ГЛЕДАТИ НА ОНО ШТО СЕ ДАНАС ДОГАЂА У ЕНЕРГЕТИЦИ ЕВРОПСКЕ УНИЈЕ И ГЛОБАЛНО?

Било је неочекивано:

- да Европска комисија (ЕК) већ годинама не реагује на упозорења да постојећи тржишни модел није прилагођен измењеној понуди енергије у којој све брже расту и све чешће доминирају варијабилни обновљиви извори енергије, чији су варијабилни трошкови практично нула,
- да анализа стратешких ризика ЕК и водећих чланица Уније није узела у разматрање крхку структуру у односима великих светских произвођача и купаца гаса,
- да је ЕУ више превидела него предвидела геополитичка померања која нису била непредвидива, а која из темеља мењају услове снабдевања Европе природним гасом,
- да се став према коришћењу природног гаса (па и угља) у производњи електричне енергије мења мимо принципа, а у складу са *ad hoc* виђењем потреба (нпр. од залагања за напуштање гаса, до недавне најаве немачке Владе да ће се до 2030. изградити 25.000 MW у електранама на гас),
- да је ЕУ закаснело ставила у фокус дугорочне ризике везане за критичне минерале, фундаментално важне за одрживост декарбонизације. Тиме је изгубила неке могућности приближавања њиховим изворима, нпр. у Африци, које су јој у међувремену постале недоступне (Слика 1). ЕУ сада добија 98% ретких земаља, 97% литијума и 93% магнезијума из Кине. У наредним деценијама, како рапидно расту потребе минерала и метала за производњу батерија и опреме за коришћење обновљивих извора енергије (ОИЕ) и електрификацију, ови ризици могу постати већи него што су до сада повремено били за снабдевање гасом и нафтом.

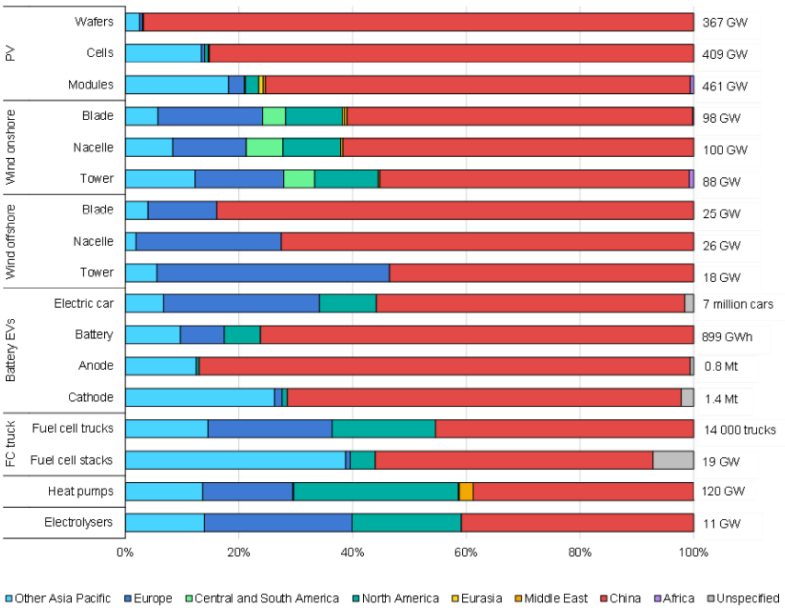



*Слика 1. Концентрација екстракције и прераде појединих минерала и фосилних горива, 2019. (Извор: ИЕА)*

- Да је опредељење чврсто да се будућност ЕУ енергетике базира на низу нових технолоија, од којих неке битне још нису достигле комерцијалну зрелост (нпр.

технологије везане за водоник, складиштење угљен диоксида и др.). На другој страни нпр. корпоративна улагања у истраживања и развој у друштвеном производу су знатно нижа него код конкуренције (1,5% у односу на нпр. 2,6% у САД и Јапану)

- Да је ЕУ изгубила почетну предност на глобалним тржиштима опреме за ОИЕ (Слика 2). Од свих у свету запослених везаних за ОИЕ, данас је скоро 40% у Кини, а једва 11% у ЕУ.




*Слика 2. Регионална расподела капацитета за производњу чистих енергетских технологија и компоненти, 2021 (Извор: ИЕА)*

ЕУ је дакле промовисала смањење енергетске зависности преко веома амбициозних, па и агресивних зелених циљева, за чије остварење се неопрезно ослања на критично монополисане екстерне изворе снабдевања и технологија, односно опреме и сировина.
Међутим, позитиван сигнал из ЕУ, који би могао бити важан и за Западни Балкан, је да се од недавно виде нека темељитија померања из стања и регулатива која су претходно попримала атрибуте догми.

На пример, Европска комисија је недавно усвојила:

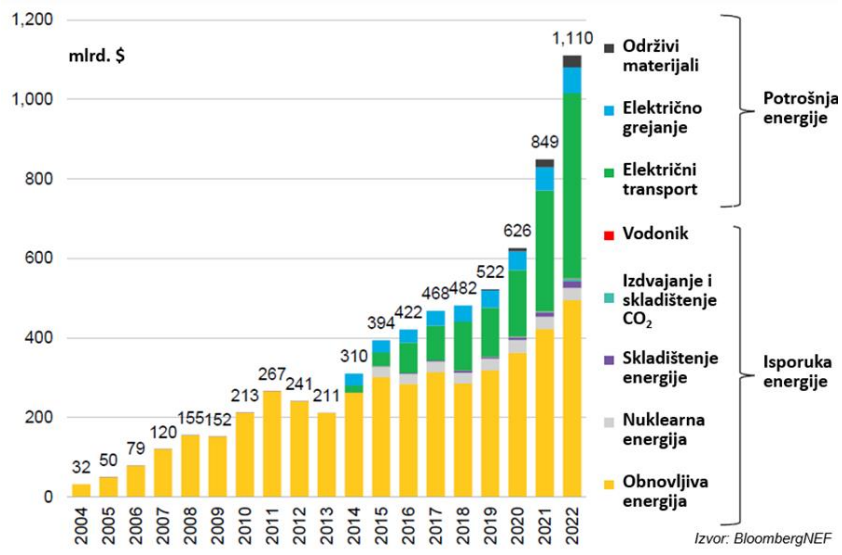
- предлог Реформи дизајна ЕУ тржишта електричне енергије,
- предлог Прописа о критичним сировинама, којим треба да ојача ланце снабдевања ЕУ критичним минералима укључујући и ретке земље
- предлог Прописа о Нето-нула индустрији, који ће подстаћи домаћу производњу и инсталацију чистих технологија (“Купујмо европско”).
- Индустријски план за Зелени договор, који је одговор, односно заштита од америчког Закона о смањењу инфлације којим се обимно подстичу зелене индустрије у САД.

Садржај ових иницијатива, ипак треба проучити и видети шта оне могу значити за Западни Балкан.

Далеко је од тога да су земље Западног Балкана учиниле све што су прихватиле и могле, али ЕУ, која их позива да иду за њом (до скоро је било са њом), мора показивати да је она на

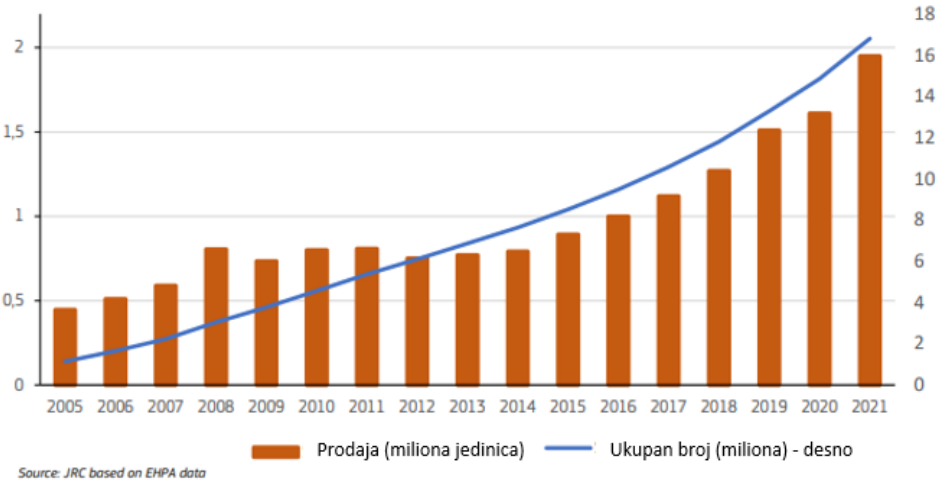
добром путу. Јер ризици грешака су изразито већи за неразвијене и неинтегрисане земље, а могућности лечења изразито мање, него за чланице ЕУ.

Ипак, глобални раст инвестиција у енергетску транзицију потврђује да је процес декарбонизације неповратан и да се убрзава. Инвестиције у водоник и складиштење енергије у енергетским системима су још мале да би биле видљивије у укупним инвестицијама (Слика 3).




*Слика 3. Раст глобалних инвестиција у енергетску транзицију*

При томе, много брже расту инвестиције на страни потрошње енергије, нарочито у електровозилима, па и електрично грејање – топлотне пумпе, чија продаја се приметно убрзава (Слика 4). То су два најважнија елемента електрификације потрошње енергије, односно даљег раста удела потрошње електричне енергије у финалној потрошњи енергије.




*Слика 4. Годишња продаја и укупан број топлотних пумпи у Европи*

Земље региона показују да разумеју нужност промена. Међутим, из различитих разлога, не показују све једнак ентузијазам да покрену промене. Треба их подржати више подстицајима, а не само наметањем ЕУ стратегија и регулативе у чијем доношењу нису имали прилике учествовати и које нису у свему тестиране на условима региона.

## 5 ШТА БИ ЗАПАДНИ БАЛКАН МОГАО ДА ТРАЖИ И ОЧЕКУЈЕ ОД ЕУ?

Земље Западног Балкана и потписнице Уговора о Енергетској заједници би требало заједно да чвршће инсистирају да ЕУ и у Енергетској заједници примени принципе и механизме солидарности какви су примењени унутар ЕУ, на бази кохезије и солидарности између чланица ЕУ. Например, Пољска бесповратно добија 3,8 млрд.€ из ЕУ Фонда за праведну транзицију, Чешка 1,6 млрд.€, Румунија 2,1 млрд.€ итд. То значи да финасијска подршка ЕУ транзицији региона треба да буде пропорционална преузетим и будућим циљевима декарбонизације, прилагођена висини БДП-а и уделу угља.. При томе се свакако треба уважити чињеница да чланице ЕнЗ не партиципирају у пуњењу ЕУ буџета. Прихватање климатске неутралност као дугорочног циља и енергетско-климатских циљева за 2030, не значи да ће они бити и остварени, уколико не буду финансијски подржани од стране ЕУ.
Да би циљеви били оствариви, предлог је:

- да у првом кораку, ЕУ партиципира са бар 50% у фондовима за правичну транзицију чланица Енергетске заједнице, формираним са наменом истом као ЕУ Фонд,
- да се у ЕУ дефинишу други облици финансијске подршке декарбонизацији региона, аналогно поменутој ЕУ пракси и предложе Министарском савету ЕнЗ.

Регион би требало да инсистира да ЕУ нађе начина да интегрише и индустрију и релевантне привредне субјекте земаља Западног Балкана у своје актуелне иницијативе – развој зелених технологија и индустрије и да у „Купујмо европско“ укључујује и предузећа Западног Балкана на страни понуде. Предузећа и истраживачи Западног Балкана треба да буду активнији у тражењу места у тим ЕУ активностима - да регион не остане само купац технологија и опреме.

Регион би од ЕУ требало да очекује да уважава да је и у земљама Западног Балкана сигурност снабдевања енергијом највиши приоритет. То значи да се брзина смањивања коришћења угља мора димензионисати тако да сигурност не буде нарушена ни пребзим повлачењем, пре обезбеђења поуздане замене, нити проблемима са интеграцијом варијабилних извора енергије у енергетске системе и трошковима алтернативних решења. А већ је веома видљиво да се електропривреде и приватни инвеститори у региону све интензивније усмеравају на зелену енергију.

При предлагању увођења цена на емисије угљен диоксида и механизама који би били примењени до уласка у ЕУ, ЕУ треба да има флексибилан приступ и свест о применљивости. Није реално очекивати у ЕнЗ, асоцијацији која нема ниједан елемент који је интегрише у политичком смислу, да регионални приступ може бити успостављен и функционалан за тако комплексан механизам као што је систем трговине емисијама - ЕУ ЕТС (као што ни већина других регионалних иницијатива у ЕнЗ до сада није била успешна). Није реално очекивати ни да било која земља Западног Балкана у догледно време успешно примени тај систем, те у почетном, прелазном периоду треба размотрити примену других механизама (напр. карбон такси). У сваком случају, висина цене угљеника не сме поткопати прихватљивост

примењеног механизма. То значи да није прихватљиво да она у почетку буде блиска ЕУ ценама (сада око 90 €/тона), јер би се тиме нагло вишеструко увећали трошкови производње електричне енергије ослоњене на угаљ, а осетно би порасли и трошкови других производа на које би се применила цена емисије угљен диоксида. На другој страни, приходе од уведених цена емисије треба усмеравати доминантно или у целини у декарбонизацију и отклањање њених последица, све у складу са регулативом и праксом у ЕУ. За услове Западног Балкана су неприхватљиви предлози који неким земљама долазе из ММФ-а и Светске банке, да се приходи од уведених цена емисије користе за покривање буџетских дебаланса и корекције пореске политике (смањење пореза на рад). У сваком случају, у примену цене емисије угљеника се ни у једној земљи не би смело улазити пре детаљне анализе услова, механизама и последица по купце енергије, услуга и роба, по предузећа на која се примењује и анализе начина спровођења.

Када се повезују примена CBAM(Carbon Border Adjustment Mechanism) – механизма за прекогранично опорезивање емисије угљеника и увођење цена емисије угљен диоксида, треба имати у виду колико један, а колико други механизам коштају купце енергије и друге захваћене ентитете у некој земљи. Свака земља треба да тражи одговор на CBAM који одговара њеним условима, зависно, пре свега од трошкова примене CBAM и примене цене емисије угљеника на релевантне производе и робе, као и обима извоза у ЕУ.

## ЛИТЕРАТУРА


[1] International Energy Agency, Energy Technology Perspectives, 2023
[2] European Commission, DG Energy, Quarterly Report on European Electricity markets Q3 2022, Volume 15
[3] CO2 emissions - Our World in Data
[4] Bloomberg NEF, Energy Transition Investment Trends 2023
[5] IRENA and ILO (2021), *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2021*, International Renewable Energy Agency, International Labour Organization, Abu Dhabi, Geneva
[6] The Just Transition Mechanism (europa.eu)

# РАЗВОЈ СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА У КОНТЕКСТУ ЕВРОПСКИХ ПРОПИСА У ОБЛАСТИ ЕНЕРГЕТИКЕ И КЛИМЕ

Биљана Грбић LL.M
Biljana.Grbic@energy-community.org
Консултанткиња Секретаријата Енергетске заједнице,
и докторанткиња на Правном факултету, Универзитета у Бечу

**РЕЗИМЕ**

*Република Србија, као Уговорна страна Енергетске заједнице, обавезала се да усклади своје национално законодавство са одговрајућим прописима Европске Уније у области енергије, климе и животне средине. Овај рад ће представити регулативу и обавезе који се тренутно примењују на системе даљинског грејања, приказујући истовремено добру праксу из земаља чланица Европске Уније, као и регулативу и обавезе које проистичу из пакета прописа "Спремни за 55" (енг. Фит фор 55) чија се примена очекује у наредних неколико година. С једне стране, Србија има изузетно развијену мрежу СДГ која може да допринесе чистијем ваздуху и борби против климатских промена; с друге стране, производња топлотне енергије се ослања већински ослања на фосилна горива, при чему многе топлане не испуњавају стандард ефикасног даљинског грејања који захтева Директива о енергетској ефикасности 2012/27/ЕУ да се користи најмање 50% обновљивих извора енергије, 50% отпадне топлоте, 75% топлоте из когенерације или 50% комбинација ових извора. Доследна примена ЕУ прописа допринеће да СДГ постану одрживији, приступачнији за потрошаче и да омогуће сигурност снабдевања топлотном енергијом.*
Кључне речи: даљинско грејање, ЕУ легислатива, енергетска ефикасност, обновљиви извори енергије

## УВОД

Република Србија, као Уговорна страна Енергетске заједнице, обавезала се да усклади своје национално законодавство са одговрајућим прописима Европске Уније (ЕУ) у области енергије, климе и заштите животне средине. Системи даљинских грејања (СДГ) су првенствено били предмет регулисања у Директиви о енергетској ефикасности[1] која захтева да се мере енергетске ефикасности примене и у зградама и СДГ, у све циљу смањења потрошње енергије. До већег фокуса на СДГ долази усвајањем Директиве о обновљим изворима енергије[2] 2018. године, када се по први пут уводи циљ за сектор грејања и хлађења, који се огледа у обавези повећања удела ОИЕ за 1,3 ппт годишње, ком циљу СДГ треба да допринесу са 1 ппт. Такође, уводи се низ других обавеза у вези са правима потрошача даљинског грејања и снабдевача топлотне енергије из ОИЕ. Овај рад има за циљ да упозна читаоца са стратешким документима ЕУ у којима су СДГ адресирани, као и са правним оквиром Енергетске заједнице који се односи на СДГ са фокусом на Директиву о

[1] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, and 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency
[2] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)

енергетској ефикасности и Директиву о обновљивим изворима енергије, као и да се да осврт на прописе који се односе на емисије гасова са ефектом стаклене баште.

## 2 СТРАТЕШКИ ДОКУМЕНТИ ЕВРОПСКЕ УНИЈЕ

Први стратешки документ Европске Уније који озбиљније разматра сектор грејања и хлађења је Стратегија о грејању и хлађењу из 2016. године[3]. Стратегија препознаје да су СДГ стари системи, дотрајали због недостатка инвестиција или неповољне регулације цена, као и да се уочава да потрошачи имају негативну перцепцију СДГ. Међутим, СДГ се препознају и као технологија која може да интегрише ОИЕ и отпадну топлоту и тако значајно допринесу декарбонизацији.
Стратегија ЕУ за интеграцију енергетског система[4], усвојена 2020. године, препознаје модернизоване нискотемпературне СДГ као део интегрисаног енергетског система који доприносе декарбонизацији енергетског сектора, између осталог и кроз интегарцију отпадне топлоте из идустријских процеса, као и пружањем услуга балансирања сектору електричне енергије.

## 3 ПРАВНИ ОКВИР ЕНЕРГЕТСКЕ ЗАЈЕДНИЦЕ

Енергетска заједница (ЕнЗ) је орагнизација основана потписивањем Споразума о Енергетској зеједници 2005. године од стране ЕУ, и Уговорних страна, између осталих и Републике Србије. Потписивањем уговора, Србија се обавезала да усклађује своје законодавство у области енергетике, климе и животне средине са законодавством ЕУ. Секретаријат ЕнЗ је орган ове организације који пружа подршку Уговорним странама у усклађивању са законодавством ЕУ. Легислативни акти који ЕУ усвоји не примењују се аутоматски на Уговорне стране ЕнЗ. Да би прописи ЕУ постали део правног оквира ЕнЗ, процес усклађивања и инкорпорања треба да се спроведе. То конкретно значи да Европска Комисија предлаже Секретаријату ЕнЗ инкорпорацију одрђеног акта, затим се о том предлогу преговара од стане Комисије, Секретаријата и Уговорних страна, да би се са одређеним изменама на крају предлог разматрао и усвојио од стране Министарског Савета ЕнЗ и акт би тако постао део правног оквира ЕнЗ. Након инкорпорирања, Уговорне стране имају одређени период (обично једну до две године) да пренесу у своје национално законодавство одредбе из акта који је инкорпориран. Тренутно, део правног оквира ЕнЗ чине акти који се односе на неколико области: управљање и клима, електрична енергија, гас, нафта, инфраструктура, енергетска ефикасност, обновљиви извори енергије, заштита животне средине и статистика у области енергетике.
У наредном одломцима ће бити представљене обавезе које проистичу из прописа који су део правног оквира ЕнЗ а садрже одредбе које регулишу системе даљинског грејања.

[3] An EU Strategy on Heating and Cooling, COM/2016/051 final, February 2016
[4] Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, July 2020

## 4 ДИРЕКТИВА О УПРАВЉАЊУ[5]

Уговорне стране су у Децембру 2021. године усвојиле на Министарском Савету Мапу пута декарбонизације (енг. Децарбонисатион Роадмап), којим су изразиле посвећеност у усклађивању сектора енергетике и климе са политикама ЕУ, укључујући и пренос и спровођење прописа из легислативног пакета Чиста енергија за све (енг. Цлеан енергy фор алл), као и рад на увођењу трошкова за емисије гасова са ефектом стаклене баште.
Такође, у вези са тим је и обавеза сваке стране да изради интегрисани Национални енергетски и климатски план (НЕКП) за период од 2024 до 2030. године који ће представљати стратешки документ за развој сектора енергетике и за смањење гасова са ефектом стаклене баште. Уговорне стране би требало да доставе Секретаријату ЕнЗ први нацрт плана до 30. јуна 2023. године, и да усвоје коначну верзију плана до 30. јуна 2024. године. Такође, Уговорне стране треба да прате реализацију плана, и у марту 2025. године доставе први извештај о прогресу реализације мера, па надаље сваке две године.
У овим плановима, Уговорне стране треба да одреде циљеве за пет димензија повезаних са енергетиком и климом: 1) декарбонизација (смањење емисија гасова са ефектом стаклене баште и повећање удела ОИЕ) 2) енергетска ефикасност 3) сигурност снабдевања 4) тржиште електричне енергије и 5) истраживање, развој и конкуренција.
Циљеви и мере у вези са СДГ би требало да се рефлектују у деловима који се односе на декарбонизацију и енергетску ефикасност. Наиме, у делу који се односи на ОИЕ, првенствено треба да се рефлектују циљеви који се односи на удео ОИЕ у укупној потрошњи у сектору грејања и хлађења у 2030. години. Такође, планови би требало да опишу процену потребе за изградњом нове инфраструктуре за даљинско грејање и хлађење произведене из ОИЕ, као и мере за интеграцијом ОИЕ у СДГ. У оквиру димензије енергетска ефикасност, резултати и мере предвиђени у свеобухватној процени могућности за ефикасно грејање и хлађење би требало да се рефлектују.

## 5 ДИРЕКТИВА О ЕНЕРГЕТСКИМ ПЕРФОРМАНСАМА ЗГРАДА [6]

Директива о енергетским перформансама зграда уводи дефиницију система даљинског грејања и хлађења као дистрибуцију топлотне енергије у облику паре, топле воде или расхлађене течности, од централног извора производње кроз мрежу до више зграда или локација, за потребе грејања или хлађења простора или процеса. Ова Директива подстиче националне власти да едукују и пруже инструкције архитектама, урбанистима и планерима да правилно размотре, приликом планирања, пројектовања, изградње и реновирања индустријских или стамбених комплекса, оптималну комбинацију побољшања енергетске ефикасности, коришћења енергије из обновљивих извора и коришћења даљинског грејања и хлађења. Коначно, ова Директива захтева и да се пре изградње нових згарда изради процена могућности инсталирања високоефикасних алтернативних система грејања, као што су СДГ засновани на ОИЕ, децентрализовано снабдевање енергијом из ОИЕ, когенерација или топлотне пумпе.

[5] Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action

[6] Directive 2010/31/EU of 19 May 2010 on the energy performance of buildings

## 6 ДИРЕКТИВА О ЕНЕРГЕТСКОЈ ЕФИКАСНОСТИ

Ова Директива садржи дефиницију ефикасног система даљинског грејања и хлађења, и каже да је то онај систем који користи најмање 50% ОИЕ, 50% отпадне топлоте, 75% топлоте произведене у когенерацији или 50% комбинација ових извора. Важно је напоменути да је ЕУ тренутно у процесу усвајања нове Директиве о енергетској ефикасности у оквиру пакета Спремни за 55 (енг. Fit for 55)[7] која мења дефиницију и уводи постепено повећање ових процената, тако да до 2050. године, СДГ користе само ОИЕ или отпадну топлоту или комбинацију ових извора.[8]

Одређена права и обавезе су уско повезане са овом дефиницијом. Пре свега, државна помоћ се може дата само уколико је СДГ ефикасан, у смислу да користи 50% ОИЕ, 50% отпадне топлоте, 75% топлоте произведене у когенерацији или 50% комбинацију ових извора. Изузетно могуће је дати државну помоћ и систему који је неефикасан ако је оператор система израдио план који разрађује начин достизања ових стандарда кроз три године. У вези са овом дефиницијом је и право потрошача да се искључе са система СДГ, о чему ће бити речи касније у тексту који разрађује обавезе које произилазе из Директиве о обновљивим изворима енергије. Стога, сви системи даљинског грејања који тренутно не достижу овај стандард требало би направити план развоја и достизања стандарда ефикасности, који разрађује план интеграције ОИЕ и отпадне топлоте или топлотне енергије из високоефикасне когенерације.

Основа за развој ових планова требало би да буде свеобухватна процена потенцијала за развој ефикасног грејања и хлађења, коју државе треба да спроводе сваких пет година.[9] Овај документ се доноси на националном нивоу и треба да кроз анализу трошкова и користи алтернативих опција, утврди који потенцијали и опције за развој ефикасног грејања и хлађења треба да се подстичу. Такође, резултати ове свеобухватне процене треба да се рефлектирају у НЕКП-овима, али и да буду основ локалним самоуправама за развој система грејања и хлађења на локалу. Треба напоменути да ће нова Директива о енергетској ефикасности захтевати да локалне самоуправе са више од 45 хиљада становника израде локалне планове за грејање и хлађење.

Директива о енергетској ефикасности садржи и значајне одредбе које се односе и на право потрошача СДГ да плати колико према утрошку.[10] Да би се то омогућило, неопходно је да се првенствено инсталирају мерачи топлотне енергије. Директива о енергетској ефиакасности прави разлику између индивидуалних и вишестамбених објеката који се снабдевају топлотном енергијом из СДГ. Индивидуални објекти треба да буду опремљени индивидуалним мерачима топлотне енергије, без изузетка. У случају вишестамбених објеката, индивидуални мерачи ће се инсталирати уколико техничке могућности то дозвољавају и уколико је економски оправдано у смислу да трошкови буду пропорционални у односу на потенцијалне уштеде енергије. Директива наводи да је претпоставка да је индивидуално мерење потрошње топлотне енергије у вишестамбеним зградама технички

[7] Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency (recast) - Analysis of the final compromise text with a view to agreement

[8] Нова директива о енергетској ефикасности ће постати део правног система Енергетске заједнице кроз неколико година

[9] Директива о енергетској ефикасности захтева да се изврши анализа потенцијала развоја ефикасних СДГ и високоефикасне когенерације; међутим Директива о ОИЕ уводи да се изврши и анализа развоја малих пројеката који интегришу ОИЕ у индивидуалним објектима.

[10] Члан 9 Директиве о енергетској ефикасности и Annex VII

могуће када уградња индивидуалних бројила не захтева промену постојећег унутрашњег цевовода у згради. Уколико то није случај, потребно је инсталирати алокаторе/делитеље топлоте на сваком радијатору. Уговорне стране треба да усвоје јасна правила којим се дефинишу критеријуми, методологија и процедуре за утврђивање економске оправданости и техничке могућности за инсталирање мерача или алокатора. У таквом случају, када се покаже да је инсталација мерача или алокатора технички немогућа, мерење се врши на нивоу зграде и количина топлотне енергије која се измери на излазу из дистрибутивног система се расподељује на све кориснике. У сваком случају, Уговорне стране треба да усвоје правила за расподелу трошкова грејања у вишестамбеним објектима, која би требало бити јасна, транспарентна, и да омогуће фер расподелу трошкова. Правила за расподелу трошкова би требало да садрже и инструкције у вези са расподелом трошкова који се односе на а) утрошену топлу воду, б) загревање заједничких просторија и ц) загревање станова.
У вези са очитавањем мерача или алокатора, захтева се да мерачи или алокатори који су инсталирани од 30. октобра 2023. године имају могућност да се очитавају на даљину, а од 1. јануара 2030. године ово правило ће важити за све мераче или алокаторе.
Директива о енергетској ефикасности прописује такође и минимум информација које би рачун требало да садржи:
1) утрошена топлотна енергија измерена помоћу индивидуалних мерача или алокатора;
2) цене по кЊх и друге таксе и накнаде које се наплаћају;
3) енергетски микс СДГ и количина емисија гасова са ефектом стаклене баште;[11]
4) упоредна анализа тренутне потрошње топлотне енергије и потрошње од претходне године;
5) информације о организацијама које се баве правима потрошача и мерама енергетске ефикасности;
6) информације о процедурама за рекламације и жалбе;
7) упоредни приказ просечне потрошње.
Подаци о утрошеној топлотној енергији би требало да буду доступни једном месечно. Уколико се рачуни не заснивају на стварној потрошњи измереној помоћу индивидуалних мерача или алокатора, рачуни би требало да садрже јасно објашњење на који начин је израчуната цена, као и информације из горе наведених тачки 5) и 6).

## 7 ДИРЕКТИВА О ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ

Директива о обновљивим изворима енергије има за циљ да постави правни оквир за интеграцију ОИЕ у секторе електричне енергије, транспорта и грејања и хлађења, као и сектор даљинског грејања.
Ова Директива по први пут уводи циљ за сектор грејања и хлађења, који се огледа у обавези повећања удела обновљивих извора енергије (ОИЕ) за 1,3 ппт или 1,1 ппт годишње.[12] Овом циљу, СДГ треба да допринесу на један од два начин, или на оба начина: 1) да усвоје мере који ће довести до повећања удела ОИЕ или отпадне топлоте за 1 ппт годишње 2) или да дозволе приступ/прикључење мрежи снабдевачима топлотне енергије из ОИЕ или отпадне топлоте, или да понуде приступ/прикључење и куповину овакве топлотне енергије.

[11] Ова обавеза може да се ограничи само на СДГ који имају улазну топлотну снагу већу од 20MW
[12] Повећање за 1,1 ппт годишње се тражи у случају да СДГ не користе отпадну топлоту

У првом случају, мере за повећање удела ОИЕ у СДГ треба да буду дефинисане у НЕКП-овима. У другом случају је реч о концепту приступа треће стране, који је већ одавно познат у сектору електричне енергије. Уколико државе дозволе приступ снабдевачима из ОИЕ, Директива прописује одређена правила. Директива каже да оператери даљинског грејања могу да одбију приступ мрежи из следећих разлога: а) систему недостаје потребан капацитет б) топлота или хладноћа од снабдевача не испуњава техничке параметре неопходне за несметан и сигуран рад система ц) то би довело до повећање трошкова за крајње купце.

Када је у питању први разлог за одбијање, прецизира се да је одбијање могуће само ако је капацитет резервисан од других извора отпадне топлоте, топлотне енергије из ОИЕ, или произведене у високоефикасној когенерацији. То значи да оператер система не може да одбије приступ систему ако користи производне капацитете на фосилна горива, а приступ тражи снабдевач топлотне енергије из ОИЕ, из отпадне топлоте или из високоефикасне когенерације.

Што се тиче другог разлога, технички параметри морају бити транспарентни и доступни потенцијалним снабдевачима како би се могли правовремено и правилно припремити за снабдевање које задовољава те параметре. Ово би осигурало да оператери система не одлучују на дискреционој основи о давању приступа. Директива захтева од оператера да снабдевачу достави информације о разлозима одбијања, као и о условима које треба испунити и мерама које треба предузети у систему за омогућавање прикључења. Ове информације треба да буду достављене и надлежном органу.

Трећи разлог је везан за повећање трошкова за крајње купце, ако је то повећање трошкова директно повезано са приступом независних снабдевача.

Битно је напоменути да правила за приступ систему, укључујући техничке услове за приступ, као и разлози за одбијање приступа и процедуре морају бити транспарентни, јасни и заснивани на недискриминаторним критеријумима које усваја орган надлажен за сектор даљинског грејања.[13]

У вези са могућностима интеграције система електричне енергије и СДГ, Директива налаже дистрибутивним системима електричне енергије да изврше процену могућности да СДГ пруже услуге балансирања. Европска комисија је овакву интеграцију подржала и кроз недавно објављену Препоруку у вези са складиштима енергије, истичући потенцијал великих складишта топлоте у оквиру СДГ да преузму вишак електричне енергије из инсталација за производњу електричне енергије из ОИЕ.[14]

Директива о ОИЕ захтева да национална, регоинална и локална управа узму у обзир развој енергетске инфраструктуре, укључујући и СДГ приликом израде просторних планова и да се тиме споји просторно, урабнистичко и енергетско планирање. Податке за развој инфраструктуре СДГ треба да се узму из свеобухватне процене ефикасног грејања и хлађења о којој је било реч у делу за Директиву о енергетској ефикасности.

Дирекитва о ОИЕ по први пут уређује нека права потрошача даљинског грејања. Првенствено се регулише право потрошача да буде информисан о уделу ОИЕ у енергетском

[13] С обзиром да ЕУ прописи не захтевају да национални регулатор за енергетику буде надлежни за СДГ, као што су за електричну енергију и гас, органи надлежни за регулацију СДГ се разликују и зависе од институционалног оквира сваке земље. У многим земљама чланицама ЕУ, надлежности националних регулатора за енергетику се протежу и на сектор даљинског грејања. Извор: Извештај Council of European Energy Regulators (CEER), Monitoring NRAs' Independence, April 2021.

[14] Commission Recommendation of 14 March 2023 on Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system

миксу који СДГ користи. Ово право је уведено да би потрошачи могли ефикасно да користе и друго право, право на искључење са система СДГ. Искључење треба да се омогући уколико је реч о систему који није ефикасан у складу са дефиницијом из Директиве ОИЕ. Наиме, право на искључење може да ускрати СДГ који је ефикасан у смислу стандарда који прописује Директива о енергетској ефикасности, или уколико је оператер система израдио план који разрађује начин достизања ових стандарда кроз три године. Право на искључење може да се услови тиме да корисник треба да покаже да ће користити систем грејања и хлађења који је ефикаснији од СДГ. Оно што је важно напоменути је да је Директива експлицитно дефинисала да је у случају вишестамбених зграда искључење могуће само на нивоу зграде. Права потрошача би требало да су јасно дефинисана и лако извршива, у смислу да у случају незадовољства, потрошач зна коме и како може да се обрати.

## 8 ETC (EMMISSION TRADING SYSTEM) ДИРЕКТИВА[15]

ETC је главни инструмент ЕУ за смањење емисија гасова са ефектом стаклене баште, којим се уводи трошак на ове емисије за све инсталације са више од 20 МЊ улазне топлотне снаге које користе сагоревање као процес производње, између осталог и енергије, као и од стране авиоиндустрије.

У децембру 2022, део правног оквира ЕнЗ постао је и пакет легислативних аката који се односи на мерење, верификацију и извештавање о емисијама гасова са ефектом стаклене баште.[16] Ову су и предкораци за увођење система плаћања цене за емисије гасова са ефектом стаклене баште. То конкретно значи да ће инсталације које су део ETC, укључујући и СДГ које користе сагоревање са више од 20 МЊ улазне топлотне снаге морати да израде план мониторинга за праћење и извештавање о годишњим емисијама, а да ће подаци о емисијама морати бити верификовани од стране акредитованог верификатора.

Увођењем ових аката у правни оквир ЕнЗ успоставља се обавеза за Уговорне стране да до 31. децембра 2023. године транспонују у своје законодавство одредбе које се односе на мерење, верификацију и извештавање о емисијама гасова са ефектом стаклене баште. Период оф две године, почев од 1. јануара 2024. године је предвиђен да се успостави систем и да се сви учесници које ове обавезе погађају припреме за примену истих.

## ЗАКЉУЧАК

Примена одредби из ЕУ прописа које се односе на СДГ би требало да доведе до тога да СДГ постану одрживији, приступачнији и више усмерени ка потрошачима. У стратешким документима ЕУ, СДГ су препознати као део интегрисаног енергетског система који доприноси декарбонизацији енергетског сектора, не само интеграцијом ОИЕ, већ и пружањем услуга балансирања сектору електричне енергије. Уговорне стране ЕнЗ које имају

[15] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community

[16] Реч је о следећи актима: 1) Commission Implementing Regulation (EU) 2018/2066 of 19 December 2018 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council and amending Commission Regulation (EU) No 601/2012; 2) Commission Implementing Regulation (EU) 2018/2067 of 19 December 2018 on the verification of data and on the accreditation of verifiers pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council; i 3) pojedine odredbe Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community

развијене СДГ, укључујући и Републику Србију би требало да кроз аналаизу потенцијала ефикасног грејања и хлађења испланира како на националном, тако и на локалном нивоу развој сектора грејања и хлађења, укључујући и СДГ, и интеграцију ОИЕ и отпадне топлоте. Ово би требало и да омогући да се топлане припреме, али и буду отпорније на увођење цена за емисија гасова са ефектом стаклене баште.

# ШТА ЈЕ КОГЕНЕРАЦИЈА У ПРОПИСИМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ?

Др Бранислава Лепотић Ковачевић,
Удружење за право енергетике Србије, Београд, Србија
blepotic@beotel.net

## РЕЗИМЕ

*Енергетска ефиакасност је принцип (права) енергетике који се примењује у свим сегментима енергетског циклуса, од производње енергије до њене потрошње. Једна од опција производње корисне енергије на ефикасан начин је комбинована производња електричне и топлотне енергије (когенерација).*

*У раду ће се разматрати основе на који начин је ова делатност уређена у прописима Европске уније, и много детаљније, како је ова делатност уређена у Закону о енергетици, Закону о коришћењу обновљивих извора енергије и Закону о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије, који директно уређују начин обављања ове делатности, као и у другим законима који директно или индиректно врше утицај на обављање ове делатности у Републици Србији.*

*Поред тога размотриће се врсте когенерације и могућности подстицања високоефикасне когенерације, сходно одредбама прописа Републике Србије.*

**Кључне речи**: 1. *когенерација; 2. комбинована производња електричне и топлотне енергије; 3. високоефикасна коенерација; 4. енергетска ефикасност*

## УВОД

Комбинована производња електричне и топлотне енергије као енергетска делатност у Републици Србији први пут је поменута у Закону о енергетици Републике Србије из 2011. године.[17] Комбинована производња електричне и топлотне енергије, као енергетска делатност, у прописима који уређују област енергетике има исти правни статус тржишне енергетске делатности, као производња електричне енергије, без обзира што се ради о енергетској делатности која поред производње електричне енергије обухвата и производњу топлотне енергије. Производња топлотне енергије је све време регулисана као делатност од општет интереса у Закону о енергетици[18] и као комунална делатност у Закону о комуналним делатностима.[19] Читлац би се могао запитати зашто топлотна енергија произведена из

[17] Члан 13. став 1, тачка 2) Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 57/2011).
[18] Члан 16. став 1. тачка 24) у вези са ставом 3, Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 145/2014, 95/2018 – други закон и 40/2021).
[19] Члан 2. став 3. тачка 3) Закона о комуналним делатностима („Сл. гласник РС“ бр. 88/2011, 46/2014 – Одлука УС РС, 104/2016 и 95/2018).

когенерације има третман тржишне делатности, а топлотна енергија произведена у постројењу које искључиво производи топлотну енергију има тратман делатности од општег интереса.

Комбинована производња електричне и топлотне енергије се сматра енергетски ефикасним процесом, тако да су прописи који уређују област енергетске ефикасности у значајној мери посвећени уређењу обављања ове делатности.

Нешто касније, 2013. године, у Закону о ефикасном коришћењу енергије, комбинована производња електричне и топлотне енергије скраћено је названа когенерацијом, добила је своју дефиницију и сматра се истовременом производњом електричне и топлотне енергије.[20]

Законом о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије[21] којим је стављен је ван снаге Закон о ефикасном коришћењу енергије, много детаљније је уређена когенерација, утврђене су врсте когенерације и подстицаји за обављање ове делатности.

Потребно је указати да је и Закон о коришћењу обновљивих извора енергије препознао значај коришћења високоефикасне когенерације, отпадне топлоте или обновљивих извора енергије и поставио основ да лица која обављају делатности производње дистрибуције и снабдевања купаца топлотном енергијом на енергетски ефикасан начин, могу да стекну право на подстицајне мере.[22]

Иако је претходно описан ходограм развоја појма когенерације у прописима Републике Србије у регулаторном оквиру за обављање ове енергетске делатности, потребно је подвући да постројења која обављају делатност истовремене производње електричне и топлотне енергије постоје у Републици Србији већ много дужи низ година у пракси, него што постоје у прописима из области енергетике. Ипак, ефикасност ових постројења, технолошким развојем је значајно повећана, тако да је степен ефикасности комбиноване производње електричне и топлотне енергије, постао кључни фактор за утврђивање права на подстицај за изградњу или реконструкцију ових постројења.

## 2 ЕЛЕМЕНТИ УРЕЂЕЊА КОГЕНЕРАЦИЈЕ У ПРОПИСИМА ЕВРОПСКЕ УНИЈЕ

Значај когенерације се у прописима Евроспке уније огледа кроз чињеницу да је ова технологија још 2004. године добила свој сопствени извор права – Директиву 2008/4/ЕЗ о промоцији когенерације заснованој на корисној потражњи за топлтоном енергијом у оквиру унутрашњег тржишта енергије[23]. Доношењем Директиве 2012/27/ЕУ,[24] Директива 2008/4/ЕЗ је постала њен саставни део углавном кроз члан 14.

Процес Оквирне конвенције Уједињених нација о промени климе и њених протокола, као и Споразума из Париза су у великој мери утицали на промене у енергетској политици Европске уније и њеном све чешћем усмеравању ка одрживости.

[20] Члан 5, тачка 20) Закона о ефикасном коришћењу енергије („Сл. гласник РС“ бр. 25/2013).
[21] Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021).
[22] Члан 71. став 1. Закона о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021).
[23] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
[24] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.

Европска унија је, у прводонетом пропису Четвртог пакета енергетских прописа „Чиста енергија за све Европљане“[25], Уредби 2018/1999 о Енергетској унији и климатској акцији,[26] у значајном мери определила правац доношења следећих прописа овог пакета, усмеривши их на интеграцију обновљивих извора енергије и повећење енергетске ефикасности у свим сегментима енергетског циклуса од производње, преко „преноса“ енергије до њене потрошње. Као веома важан инструмент остваривања одрживе енергетике, технологија когенерације, посебно високоефикасне когенерације, нашла је своје место и у Уредби 2018/1999, новој Директиви 2018/2001 о промоцији коришћења обновљивих извора енергије[27] и највише у измењеној Директиви о енергетској ефикасности (најзначајнија измена ове директиве је извршена Директивом 2018/2002[28]).

Сви ови прописи су, кроз процес Енергетске заједнице[29], почев од Одлука Министарског савета Енергетске заједнице из 2021. године, и извршавање међународно-преузетих обавеза, постали предмет транспозиције Уговорних страна Енергетске заједнице. Република Србија је доношењем пакета енергетских прописа почетком 2021. године[30], унела у свој правни систем доста елемената Четвртог пакета енергетских прописа Европске уније, укључујући и одредбе о когенерацији, што ће бити предмет наредних поглавља овог рада.

## 3 КОГЕНЕРАЦИЈА У ЗАКОНУ О ЕНЕРГЕТИЦИ

Закон о енергетици (у даљем тексту: ЗОЕ)[31] је основни закон у области енергетике који уређује стратешки оквир и основе оквира за обављање енергетских делатности у Републици Србији. ЗОЕ је утврђено да је стварање економских, привредних и финансијских услова за производњу енергије из обновљивих извора енергије и комбиновану производњу електричне и топлотне енергије један од дугоричних циљева енергетске политике Републике Србије.[32] Овом одредбом ЗОЕ, комбинована производња електричне и топлотне енергије је постала обавезни елемент стратешких и планских докумената из области енергетике у Републици Србији. Један од ових планских аката је и Интегрисани национални енергетски и климатски план (у даљем тексту: НЕКП), који ће бити плански основ за успостављање равнотеже

[25] https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.

[26] Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council.

[27] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast).

[28] Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency.

[29] Закон о ратификацији Уговора о оснивању Енергетске заједнице између Европске заједнице и Републике Албаније, Републике Бугарске, Босне и Херцеговине, Републике Хрватске, Бивше Југословенске Републике Македоније, Републике Црне Горе, Румуније, Републике Србије и Привремене Мисије Уједињених нација Косову у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација ("Сл. гласник РС", бр. 62/2006).

[30] Закон о изменама и допунама Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021), Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021), Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021), Закон о изменама и допунама Закона о рударству и геолошким истраживањима („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021).

[31] Закон о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 145/2014, 95/2018 – други закон и 40/2021).

[32] Члан 3. став 1. тачка 6) ЗОЕ.

између циљева развоја енергетике и борбе против климатских промена. НЕКП ће бити један од инструмената за реализацију климатске политике из Споразума из Париза.[33]

Овде је потребно указати да у ЗОЕ није споменут појам „когенерације“, већ се само спомиње назив енергетске делатности „комбинована производња електричне и топлотне енергије“. Тек је Законом ефикасном коришћењу енергије, а каосније и Законом о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије - успостављена веза између ова два појма.

Такође, ЗОЕ је утврђено да је комбинована производња електричне и топлотне енергије енергетска делатност, која се обавља у складу са тржиштним принципима.[34] Обављање делатности у складу са тржишним принципима значи да се ова делатност у нормалним условима, обавља без регулације од стране државних институција и регулаторних тела. Лице које обавља делатност комбиноване поризводње електричне и топлотне енергије може да продаје произведену електричну и/или топлотну енергију у складу са условима које има на тржишту.

За обављање енергетских делатности издаје се лиценца. Лиценцу издаје Агенција за енергетику Републике Србије (у даљем тексту: АЕРС). Лиценца се за све енергетске делатности издаје на десет година, док се само за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије издаје на тридесет година.[35] Од наведеног правила о издавању лиценце за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије постоји изузетак за лица која имају објекте за за обављање ове делатности, уколико се ради о комбинованој производњи електричне и топлотне енергије у термоелектранама - топланама до 1 MW укупне одобрене електричне снаге прикључка и 1 MW укупне топлотне снаге, као и комбиноване производње електричне и топлотне енергије искључиво за сопствене потребе, у ком случају није потребно прибављати лиценцу за обављање енергетске делатности.[36]

Поред наведеног, ЗОЕ је утврђено да се за изградњу објеката за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије у термоелектранама - топланама електричне снаге 1 MW и више и укупне топлотне снаге 1 MW и више, прибавља енергетска дозвола. Енергетска дозвола је дозвола коју издаје Министарство рударства и енергетике и ова дозвола је услов за издавање грађевинске дозволе за изградњу оваквог објекта. Уколико се објекат за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије гради у складу са Законом о јавно-приватном партнерству и концесијама[37], није потребно прибавити енергетску дозволу.[38]

У циљу пружања нефинансијских подстицаја за изградњу нових објеката за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије, АЕРС обезбеђује недискриминаторни приступ системима, као и ефективну конкуренцију и ефикасно функционисање тржишта електричне енергије и природног гаса, кроз праћење услова и трошкова за прикључење на преносни или дистрибутивни систем нових произвођача електричне енергије, да би се гарантовала објективност, транспарентност и недискриминација, посебно имајући у виду трошкове и користи од различитих технологија.[39]

[33] Закон о потврђивању Споразума из Париза („Сл. гласник РС – Међународни уговори“ бр. 4/2017).
[34] Члан 16. став 1. тачка 2) и став 2. ЗОЕ.
[35] Члан 20. став 2. ЗОЕ.
[36] Члан 21. став 2. тачка 8) ЗОЕ.
[37] Закон о јавно-приватном партнерству и концесијама („Сл. гласник РС“ бр. 88/2011, 15/2016 и 104/2016).
[38] Члан 30. ЗОЕ.
[39] Члан 57. став 1. тачка 9) ЗОЕ.

Значај објеката за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије се огледа и у утврђивању обавезе остваривања сигурности снабдевања енергијом. Лица која обављају делатности комбиноване поризводње електричне и топлотне енергије користећи деривате нафте и/или угаљ као извор, дужна су да обезбеде оперативне резерве деривата нафте и/или угља у количини која ће омогућити најмање 15 дана њихове просечне производње електричне и/или топлотне енргије у јануару, фебруару и марту за претходних пет година.

Из наведеног поризилази: 1) да је комбинована производња електричне и топлотне енергије енергетска делатност која се обавља у складу са тржишним условима, 2) да је веома значајна - те мора бити предмет стратешких и планских аката Републике Србије, 3) да се за обављање ове делатности у објектима 1 и више MW укупне одобрене електричне снаге прикључка и 1 MW и више укупне топлотне снаге издаје лиценца на 30 година и 4) да се за изградњу објеката за комбиновану електричну и топлотну енергију електричне снаге 1 MW и више и укупне топлотне снаге 1 MW и више издаје енергетска дозвола (осим у прописаним случајевима), 5) да АЕРС посебно прати остваривање недискриминаторног поступка прикључења на енегетске мреже ових објеката, као и 6) да у зависности од погонског горива оваквих објеката они морају да обезбеде 15-то дневне резерве, ради сигурности снабдевања енергијом њихових купаца.

# 4 КОГЕНЕРАЦИЈА У ЗАКОНУ О КОРИШЋЕЊУ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ

Законом о коришћењу обновљивих извора енергије (ЗОИЕ)[40], како је то напред наведено, утврђено је право на подстицајне мере за производњу топлотне енергије у објектима који користе високоефикасну когенерацију. Иако ЗОИЕ није утврђено шта се сматра високоефикасном когенерацијом, одредбама овог закона којима се утврђује значење израза упућује се на закон којим се уређује енергетика, па ће се тако екстензивним тумачењем по законом којим се уређује енергетике подразумевати и Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије.

Подстицајне мере за прозводњу топлотне енергије у високоефикасној когенрацији се могу остварити у новоизграђеним или реконструисаним постројењима. Ове подстицајне мере, услове и поступак за стицање права на подстицајне мере и њихово додељивање прописује јединица локалне самоуправе, на транспарентан и недискриминаторан начин, уз поштовање правила државне помоћи. Ове подстицајне мере могу се омогућити и домаћинствима и енергетским заједницама. Јединица локалне самоуправе је дужна да о лицима која су стекла наведене подстицајне мере води регистар. Поступак је двостепен, а другостепени орган у жалбеном поступку је надлежна јединица локалне самоуправе.[41]

ЗОИЕ је прописан поступак прикључења енергетског субјекта који производи топлотну енергију из восокоефикасне когенерације на дистрибутивни систем топлотне енергије. Јединица локалне самоуправе у којој се обавља делатност од општег интереса дистрибуција топлотне енергије прописује обавезе дистрибутера топлотне енергије да прикључи на систем енергетског субјекта који производи топлотну енергију у високоефикасној когенерацији, у случајевима када се испуњавају захтеви нових корисника, врши замена постојећих

[40] ЗОИЕ („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021).
[41] Члан 71. ЗОИЕ.

капацитета за производњу топлотне енергије и проширује постојећи капацитет за производњу топлотне енргије. Такође, ЗОИЕ су стриктно прописани случајеви у којима се може одбити прикључење енергетског субјекта који производи топлотну енергију у високоефикасној когенерацији на дистрибутивни систем топлотне енергије.[42]

У вези са наведеним поступком прикључења, ЗОИЕ је прописано да јединица локалне самоуправе прописује услове које мора да испуни енергетски субјект који поризводи топлотну енергију у високоефикасној когенерацији, а нарочито квалитет топлотне енергије, поузданост снабдевања и заштиту животне средине, као и прописан степен ефикасности производног постројења. Поред услова које мора да испуни енергетски субјект који производи топлотну енергију у високо ефикасној когенерацији, јединица локалне самоуправе треба да пропише и сам поступак реализације прикључења објекта овог енергетског субјекта на постојећи систем за дистрибуцију топлотне енергије.[43]

Из наведеног може се сумирати да је ЗОИЕ уређено следеће: 1) основи за подстицање производње топлотне енергије у високоефикасној когенерацији и 2) услови и поступак прикључења објекта високоефикасне когенерације на систем за дистрибуцију топлотне енергије, као и 3) да су јединице локалне самоуправе, свака за своју територију, надлежне за утврђивање ових подстицаја и поступака.

# 5 КОГЕНЕРАЦИЈА У ЗАКОНУ О ЕНЕРГЕТСКОЈ ЕФИКАСНОСТИ И РАЦИОНАЛНОЈ УПОТРЕБИ ЕНЕРГИЈЕ

Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије (ЗЕЕРУЕ)[44] је кључни закон којим се уређује когенерација као технологија за поризводњу енергије и врсте објеката когенерације у појмовном смислу. ЗЕЕРУЕ је правни основ за доношење подзаконских аката којима се процењује ефикасност когенерације као технологије за производњу енергије. Све наведено је предуслов за утврђивање подстицаја за производњз енергије из високоефикасне когенерације. ЗЕЕРУЕ су прописани подстицаји за производњу електричне енергије из високоефикасне когенерације, на сличним принципима и на сличан начин у погледу финансијских подстицаја како је то прописано за производњу електричне енергије из обновљивих извора у ЗОИЕ.

## 5.1 Појам и врсте когенерације

Када разматрамо појам когенерације, потребно је поћи од основног појма, а то је појам енергетске делатности комбиноване производње електричне и топлотне енергије, која је у ЗЕЕРУЕ названа когенерацијом и објашњена као истовремена производња топлотне и електричне или механичке енергије у истом процесу.[45]

Није свака когенерација високоефикасна. Постоје когенерације и високоефикасне когенерације. У циљу разликовања високоефикасне когенрације од когенерације, у ЗЕЕРУЕ је утврђен појам високоефикасне когенерације под којим се подразумева когенерација чија производња осигурава уштеду примарне енергије у односу на референтне вредности за

[42] Члан 72. ЗОИЕ.
[43] Члан 73. ЗОИЕ.
[44] Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021).
[45] Члан 3. став 1. тачка 33) ЗЕЕРУЕ.

одвојену производњу топлотне и електричне енергије за унапред задати проценат, израчунат у складу са Методологијом за утврђивање ефикасности поступка когенерације, као и производња у малој когенерацији и микро-когенерацијској јединици.[46] Из наведене дефиниције произилази да се на малу когенерацију и миокро-когенерацијску јединицу не примењује Методологија за утврђивање ефикасности поступка когенерације. Такође, из наведене дефиниције произилази да једно постројење може имати више когенерацијских јединица. Под когенерацијском јединицом се сматра производна јединица која може да ради у режиму когенерације.[47]

Према инсталисаној снази разликују се три врсте високоефикасних когенерација и то:

1) високоефикасна когенерација инсталисане снаге 500 kWe и више,
2) мала когенерације инсталисане снаге веће од 50 kWe и мање од 500 kWe и
3) микро-когенерацијска јединица инсталисане снаге мање од 50 kWe.

Мала когенерација је електрана максималне снаге веће од 50 kWe и мање од 500 kWe, која може да има једну или више когенерацијских јединица и остварује уштеду примарне енергије у односу на референтне вредности за одвојену производњу топлотне и електричне енергије.[48]

Микро-когенерацијска јединица је јединица за когенерацију максималне снаге испод 50 kWe, чија производња осигурава уштеду примарне енергије у односу на референтне вредности за одвојену производњу топлотне и електричне енергије; микро-когенерацијска јединица може да има правни положај купца-произвођача на начин како је то уређено законом којим се уређују обновљиви извори енергије.[49]

Когенерација као технологија, као што је напред наведено се сматра ефикасном технологијом производње енергије.

Према одредбама ЗЕЕРУЕ, когенерација може определити да ли се систем даљинског грејања/хлађења сматра ефикасним. У том смислу систем ефикасног даљинског грејања/хлађења је систем даљинског грејања/хлађења који користи најмање 50% енергије из обновљивих извора енергије, 50% отпадне топлоте, 75% топлотне енергије произведене у когенерацији или 50% комбинације тако произведене енергије.[50]

## 5.2 Подстицаји

Систем подстицаја који су прописани ЗЕЕРУЕ обухватају високоефикасну когенерацију и поједине учеснике на тржишту електричне енергије. Ови подстицаји могу бити: нефинансијски подстицаји и финансијски подстицаји.

Право на подстицаје у складу са одредбама ЗЕЕРУЕ имају: 1) произођачи електричне енергије у високоефикасној когенерацији до 10 MWe (укључујући малу когенерацију и микро-когенерацијске јединице), 2) пружаоци услуге "одзив потрошње", 3) агрегатори и 4) енергетске заједнице.

[46] Члан 3. став 1. тачка 3) ЗЕЕРУЕ.
[47] Члан 3. став 1. тачка 32) ЗЕЕРУЕ
[48] ЧЛан 3. став 1. тачка 43) ЗЕЕРУЕ.
[49] Члан 3. став 1. тачка 44) ЗЕЕРУЕ.
[50] Члан 3. став 1. тачка 68) ЗЕЕРУЕ.

### *5.2.1 Нефинансијски подстицаји*

Нефинансијски подстицаји су:

1) право на гаранције порекла за електричну енергију;
2) право на прикључење на дистрибутивни и затворени дистрибутивни систем електричне енергије и на систем за дистрибуцију топлотне енергије, у поједностављеној процедури, у складу са законом којим се уређује област енергетике и актима донетим на основу овог закона;
3) право на приоритетни приступ преносном, дистрибутивном, затвореном дистрибутивном систему електричне енергије и систему за дистрибуцију топлотне енергије, осим у случају када је угрожена сигурност рада енергетских система или сигурност снабдевања;
4) уређивање балансне одговорности у складу са овим законом, законом којим се уређује област енергетике и уговором о фид-ин тарифи, односно уговором о тржишној премији;
5) право на приступ било ком тржишту електричне енергије, уважавајући техничке могућности и ограничења учесника на тржишту, у складу са законом којим се уређује област енергетике.[51]

Право на гаранције порекла за високоефикасну когенерацију имају они произвођачи електричне енергије у високоефикасној когенрацији, који нису остварили друге врсте финансијских подстицаја у складу са ЗЕЕРУЕ. Они могу затражити о оператора преносног система да им изда гаранције порекла за електричну енергију произведену у високоефикасној когенерацији.

Под правом на приоритетни приступ преносном, дистрибутивном затвореном дистрибутивном систему електричне енергије подразумева се обавеза оператора ових система да приоритетно преузимају електричну енергију произведену у високоефикасној когенрацији, како би с обезбедио континуитет у снабдевању топлотном енергијом произведеном из ових постројења. За остале учеснике на тржишту као што су прижаоци услуге „одзив потрошње“, агрегатори и енергетске заједнице, оператори ових система имају обавезу да омогуће равноправно учешће на балансном тржишту и у обезбеђењу помоћних услуга на недискриминаторни начин, уважавајући њихове техничке могућности и ограничења.[52]

Као предуслов приступа систему, посебно су прописане обавезе оператора преносног, дистрибутивног и затвореног дистрибутивног система електричне енергије, односно транспортног и дистрибутивног система природног гаса да утврде техничке услове за прикључење високоефикасних когенерација као специфичних технологија. Ови оператори имају обавезу да инвеститорима обезбеде све потребне информације о начину и поступку прикључења на систем. За операторе дистрибутивних и затворених дистрибутивних система, ове обавезе су нешто обухватније и они имају обавезу да обезбеде стандардизоване и поједностављене поступке за прикључење високоефикасне когенерације. ЗЕЕРУЕ је утврђено право крајњег купца електричне енергије да прикључи микро-когенерацијску јединицу на унутрашње електричне инсталације свој објекта ради производње енергије за

[51] Члан 79. ЗЕЕРУЕ.
[52] Члан 82. ЗЕЕРУЕ.

задовољење сопствене потребе, при чему инсталисана снага електране не може бити већа од одобрене снаге објекта крајњег купца.[53]

### *5.2.2 Финансијски подстицаји*

ЗЕЕРУЕ је предвиђено подстицање само високоефикасне когенерације.

Постоје три система подстицаја за високоефикасну когенерацију и то:

1) систем финансирања преко Управе за финансирање и подстицање енергетске ефикасности (у даљем тексту: Управа),
2) подстицање високоефикасне когенерације у систему „фид-ин тарифе“ и
3) подстицање високоефикасне когенерације у систему „тржишне премије“.

Управа је посебан орган управе у саставу Министарства рударства и енергетике. Кроз финансирање ефикасног коришћења енергије и примену мера ефикасног коришћења енергије који се финансирају или суфинансирају у складу са ЗЕЕРУЕ, Управа може да врши подстицање коришћења микро-когенерацијских јединица[54], уколико на основу истих производних објеката нису остварени други подстицаји. Средства за рад Управе обезбеђују се у буџету Републике Србије.

Системи „фид-ин тарифе“ и „тржишне премије“ у одређеној мери користе већ претходно постављене механизме и појмове подстицања коришћења обновљивих извора енергије, заснованих на појмовима повлашћеног производаћа електричне енергије и привремено повлашћеног поризводача електричне енергије.

Повлашћени произвођач електричне енергије је правно лице или предузетник који производи електричну енергију у високоефикасној когенерацији и остварује право на фид-ин тарифу, односно тржишну премију у складу са ЗЕЕРУЕ.[55] Привремено повлашћени произвођач електричне енергије је произвођач електричне енергије који још увек није испунио све услове за стицање статуса повлашћеног произвођача електричне енергије, јер још увек нема изграђен производни објекат, али је испунио друге прописане услове и „заузео“ право на остваривање финансијског подстицаја. Привремено повлашћени произвођач ће постати повлашћени произвођач, уколико у прописаном року изгради и пусти у рад објекат високоефикасне когенерације, чиме ће остварити право на фид-ин тарифу или тржишну премију.

Статус привремено повлашћеног произвођача електричне енергије из високоефикасне когенерације траје три године од дана коначности решења о стицању овог статуса и може се продужити још годину дана. Статус повлашћеног произвођача траје највише 15 година од дана прве исплате фид-ин тарифе или тржишне премије.[56]

Систем „фид-ин тарифе“ је скоро у потпуности идентичан систем подстицаја остваривањем права на фид-ин тарифу који се примењивао у Републици Србији од 2014. године. Овај систем се примењује на произвођаче електричне енергије у микро-когенерацијској јединици

[53] Члан 83. ЗЕЕРУЕ.
[54] Члан 89. став 4. ЗЕЕРУЕ.
[55] Члан 3. став 1. тачка 53) ЗЕЕРУЕ.
[56] Члан 112. ЗЕЕРУЕ.

и малој когенерацији који испуњавају услове прописане ЗЕЕРУЕ и имају статус привремено повлашћеног произвођача или статус повлашћеног произвођача електричне енергије.

Фид-ин тарифа се обрачунава и исплаћује на месечном нивоу, на основу уговора о фид-ин тарифи закљученог са енергетским субјектом који обавља енергетску делатност снабдевања електричном енергијом и обавља јавну услугу гарантованог снабдевања електричном енергијом.

ЗЕЕРУЕ је успостављено ограничење за финансирање инвестиција по основу система „фид-ин тарифе“, на начин да Влада пропише квоте у складу са подацима и планираним потребама из НЕКП-а. Методологију за одређивање фид-ин тарифе прописује АЕРС, у сарадњи са Комисијом за контролу државне помоћи, а Влада утврђује фид-ин тарифу и квоту за капацитете за микро-когенерацијску јединицу и малу когенерацију. Услови које треба да испуни инвеститор у малу когенерацију и микро-когенерацијску јединицу, да би остварио право на фид-ин тарифу прописани су ЗЕЕРУЕ и односе се на: прикључење на релевантни енергетски систем и мерење произведене и испоручене енергије, као и на чињеницу да су радови изградње или реконструкције завршени и објекат је пуштен у рад. Министарство рударства и енерегетике додељује право на фид-ин тарифу у складу са прописаним поступком.

На основу описаног поступка инвеститор у малу когенерацију или микро-когенерацијску јединицу закључује уговор о откупу електричне енергије произведене у овим објектима са енергетским субјектом који обавља јавну услугу гарантованог снабдевања. Ово лице поред обавезе да закључи наведени уговор има обавезу да преузме балансну одговорност за повлашћене поризвођаће и да води регистар потписаних уговора.

Систем „тржишне премије“ је потпуно нови систем финансијских подстицаја у оквиру ког инвеститор у високоефикасну когенерацију стиче право на тржишну премију, под условом да испуни прописане услове и продаје произведену електричну енергију на тржишту електричне енергије. Овај систем се примењује на произвођаче електричне енергије у високоефикасној когенерацији инсталисане снаге 500 kWe и више до 10 MWe, који испуњавају услове прописане ЗЕЕРУЕ и имају статус привремено повлашћеног произвођача или статус повлашћеног произвођача електричне енергије. Тржишна премија се обрачунава и исплаћује на месечном нивоу, на основу уговора о тржишној премији закљученог са овлашћеном уговорном страном, која ће у почетку примене закона бити енергетски субјект који обавља јавну услугу гарантованог снабдевања електричном енергијом. Тржишна премија може да се стекне на цео или на део капацитета електране.

ЗЕЕРУЕ је успостављено ограничење и за финансирање инвестиција по основу система „тржишне премије“, на начин да Влада пропише квоте у складу са подацима и планираним потребама из НЕКП-а.

Тржишна премија се додељује у поступку аукције који спроводи Министарство рударства и енергетике. Методологију за одређивање годишње корекције тржишне премије прописује АЕРС, у сарадњи са Комисијом за контролу државне помоћи. На основу ове методологије Влада утврђује почетну висину тржишне премије и референтне тржишне цене за потребе спровођења аукција. Поступак аукција састоји се од три фазе: квалификације, надметања и одабира најбољих понуда.

Услови које треба да испуни инвеститор у високоефикасну когенерацију да би остварио право на тржишну премију прописију се јавним позивом. ЗЕЕРУЕ прописује основне елементе јавног позива за стицање статуса привременог произвођача електричне енергије у

високоефикасној когенрацији на основу којег ће се, након испуњења такође прописаних услова и изградње и пуштања у рад производног објекта стећи статус повлашћеног произвођеча електричне енергије у високоефикасној когенерацији и тиме право на тржишну премију. Ови услови се односе на: прикључење на релевантни енергетски систем и мерење произведене и испоручене енергије, као и на чињеницу да су радови изградње или реконструкције завршени и објекат је пуштен у рад. Министарство рударства и енерегетике додељује право на тржишну премију у складу са прописаним поступком. Лице које је стекло статус повлашћеног произвођача остварује право на тржишну премију на основу закљученог уговора о тржишној премији са овлашћеном уговорном страном. Лице које на основу уговора о тржишној премији остварује право на тржишну премију за произведену електричну енергију, истовремено остварује и право на преношење балансне одговорности на овлашћену уговорну страну, до успостављања организованог унутардневног тржишта електричне енергије. Овлашћена уговорна страна води регистар инвеститора у високоефикасну когенерацију са којима је закључила уговор о тржишној премији.

ЗЕЕРУЕ је утврђено да се фид-ин тарифе и тржишне премије за електричну енергију поризведену у високоефикасној когенерацији финансирају из средстава прикупљених за финансирање подстицаја у коришћење обновљивих извора енергије предвиђених Законом о коришћењу обновљивих извора енергије.[57]

У циљу остваривања сигурности у стечено право на фид-ин тарифу, односно тржишну премију, ЗЕЕРУЕ је утврђена стабилицациона клаузула да се ове подстицајне мере и услови под којима су енергетски субјекти стекли наведена права на могу накнадно мењати на начин да се ова стечена права умањују или ограничавају и/или се угрожава економска одрживост подстицаних електрана.

Да би се сагладале и адекватно планирале инвестиције у високоефикасну когенерацију, Министарство рударства и енергетике ће израдити анализу потенцијала за високоефикасну когенерацију и могућност коришћења ефикасног даљинског грејања/хлађења и доставити је и ажурирати у складу са правилима из измењене Директиве 2012/27/ЕУ.

Узимајући у обзир целину прописа који уређују област енергетике, производња и електричне и производња топлотне енергије у једном објекту когенерације могу бити подстицана, коришћењем различитих правних основа и система подстицаја. У циљу да се избегне дупло остваривање права на подстицаје за исти објекат, ЗЕЕРУЕ је прописано да се право на финансијске подстицаје за високоефикасну когенерацију може остварити само на једну врсту подстицаја, било да су они утврђени ЗЕЕРУЕ или неким другим законом.[58]

## 6 НЕКИ ИЗАЗОВИ ИЗГРАДЊЕ, ИНСТАЛАЦИЈЕ ОБЈЕКАТА ЗА КОГЕНЕРАЦИЈУ И ОБАВЉАЊА ДЕЛАТНОСТИ КОМБИНОВАНЕ ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ И ТОПЛОТНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Изградња и инсталација објеката у којима се обавља производња електричне и топлотне енергије је веома сложена. На овај поступак се поред наведених прописа из области енергетике примењују и прописи из области изградње објеката и прописи из области заштите

[57] Члан 115. ЗЕЕРУЕ.
[58] Члан 110. став 2. ЗЕЕРУЕ.

животне средине. Поред ових прописа, као прописа којима се уређује директно градња објеката когенерације, примењују се и сви прописи који се односе на обављање пословних активности, прописи о уређену земљишта и многи други.

Можда највећи специфичани изазови који се односе на изградњу когенерацију су:

1) адекватно лоцирање овог производног објекта,
2) његово прикључење на енергетске мреже (којих некада, у зависности од пројекта, може бити и три: 1) гасовод ради снабдевања електране извором за производњу енергије, 2) електроенергетска мрежа ради продаје електричне енергије и 3) топловод ради продаје топлотне енергије) и
3) продаја произведене електричне и/или топлотне енергије уз адекватно управљање производњом у овом сложеном процесу.

Такође, специфичан изазов за когенерацију је одабир технологије која ће обезбедити да електрана буде високоефикасна. Ово је све битно не само за стицање права на подстицаје, већ и за одржавање овог права.

С друге стране, инвестиција у објекат когенерације, поред тога што је економски оправдана због високоефикасне производње енергије, она има низ предности као што су право на гаранције порекла, право на финансијске подстицаје и могућност да се производња усмери ка производњи оне енергије, која се исплативије продаје.

У време писања овог рада нису била донета сва потребна подзаконска акта која се односе на когенерацију, утврђивање њене високе ефикасности, подстицаја и није била израђена анализа потенцијала за високоефикасну когенерацију.

Различит третман топлотне енергије произведене у објекту когенерације и објекту за производњу топлотне енергије представља нелогичност, која отвара питање правне сигурности инвестиција у ову област.

## ЗАКЉУЧАК

Когенерација као посебна енергетска комерцијална (тржишна) делатност која може да буде високоефикасна опција за производњу корисне енергије. Она представља један израз климатске акције и одговор на потребу за одрживу производњу енергије.

Сложеност когенерације се оглед у томе што се на овај начин производе две врсте енергије које се продају и користе на различитим тржиштима (тржишту електричне енергије и тржишту топлотне енергије) и може користити енергенте који такође прибављају на тржиштима различитих енергената: обновљиви извори енергије, природни гас, угаљ и сл.

Из овог пословног аранжмана стиче се велики број позитивних ефеката које се огледају у остваривању различитих циљева енергетске политике као што: одржива прозводња енергије, повећање енергетске ефикасности у енергетском портфолију, повећање обновљивих извора енергије, остваривање сигурности снабдевања, флексибилност електроенергетског система, заштита животне средине, социјални циљеви и друго.

Широке могућности подстицања коришћења ове опције, само још више повећавају њену атрактивност. да би се што више инвестирало у когенерацију, потребно је усвојити неопходна подзаконска акта и ускладити важећи законодавни оквир.

Когенерација је комплексан пословни и технолошки аранжман. Организовати когенерацију је сложен задатак са великим бројем учесника. Стога је потребан врло деликатан и ваљано усаглашен правни оквир.

## ЛИТЕРАТУРА

[1] Закон о ратификацији Уговора о оснивању Енергетске заједнице између Европске заједнице и Републике Албаније, Републике Бугарске, Босне и Херцеговине, Републике Хрватске, Бивше Југословенске Републике Македоније, Републике Црне Горе, Румуније, Републике Србије и Привремене Мисије Уједињених нација Косову у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација ("Сл. гласник РС", бр. 62/2006)
[2] Закон о потврђивању Споразума из Париза („Сл. гласник РС – Међународни уговори“ бр. 4/2017)
[3] Закон о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 145/2014, 95/2018 – други закон и 40/2021)
[41] Закон о изменама и допунама Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021)
[5] Закон о ефикасном коришћењу енергије („Сл. гласник РС“ бр. 25/2013)
[6] Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021)
[7] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021)
[8] Закон о комуналним делатностима („Сл. гласник РС“ бр. 88/2011, 46/2014 – Одлука УС РС, 104/2016 и 95/2018)
[9] Закон о јавно-приватном партнерству и концесијама („Сл. гласник РС“ бр. 88/2011, 15/2016 и 104/2016)
[10] Закон о изменама и допунама Закона о рударству и геолошким истраживањима („Сл. гласник РС“ бр. 40/2021)
[11] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC

# ОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ У СИСТЕМУ ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА

Др Андреја Илић[1]
[1]Енергетика Д.О.О., Крагујевац, Србија
[1]ailic@energetika-kragujevac.com,

**РЕЗИМЕ**

*У овом раду су приказани различити аспекти модернизације система даљинског грејања на територији града Крагујевца. Рад укратко приказује спроведену прву фазу пројекта која се првенствено односи на изградњу нове котларнице која као примарни енергент користи природни гас. Кроз анализу различитих аспеката, приказана је укратко и друга фаза овог пројекта која се односи на санацију пепелишта. Посебан аспект овог рада представља прикз могућности коришћења отпадне топлоте из Државног дата центра. Аспект унапређења енергетскт ефикасности и модернизација управљања дистрибутивном мрежом приказана је анализом могућности аутоматизације топлотних подстаница у једном насељу.*

**Кључне речи**: *изградња котларнице на природни гас, употреба пепела у грађевинарству; отпадна топлота; аутоматизација подстаница*

## УВОД

Далеке 1884. године, када су посебним системом загреване фабричке хале Тополивнице и Војнотехничког завода, настао је први облик даљинског грејања у Србији. Градска топлана почиње да ради 1962. године, у оквиру предузећа JKP "Чистоћа". Тада, независно једно од другог, функционишу индустријски и градски системи даљинског грејања. Током година се систем мењао, смањивао се број индустријских корисника и повећавао број корисника градског система грејања. Основне карактеристике система даљинског грејања на територији Крагујевца су приказане у Табели бр. 1.

*Табела 1. Основне карактеристике система даљинског грејања*

| | |
|---|---|
| Број корисника: | 22380 |
| Грејна површина: | 1580000$m^2$ |
| Број изворишта: | 6 |
| Гориво до сезоне 2022/23 | Угаљ 70%, остало мазут и природни гас |
| Гориво у сезони 2022/23: | Природни гас |

Угаљ је коришћен у котларници „Застава“ и представљао је неприхватљив енергент, првенствено с еколошког аспекта. Котлови у којима је вршена проиводња топлотне енргије,

нису били намењени за даљинско грејање, већ за производњу електричне енергије и паре за технолошке поступке у индустрији. Због тога је производња топлотне енргије била и нерентабилна. Дугорочном стратегијом развоја система даљинског грејања у Крагујевцу, предвиђен је прелазак на природни гас на свим изворштима. На осталих пет изворишта је већ коришћен природни гас, последње изворште на којем је коришћен мазут, била је котларница „Аеродром“ (33*MW*), до маја 2021. године. Уз обавезно коришћење природног гаса, планирана је и употреба обновљивих извора енергије.

## 2 ПРЕЛАЗАК НА ПРИРОДНИ ГАС У КОТЛАРНИЦИ „ЗАСТАВА“

Котларница "Застава" смештена је у ужој је градској зони и највеће је изворште топлотне енергије у граду Крагујевцу. У котларници је инсталирано 5 котловских јединица, а њихов укупан инсталисан топлотни капацитет је 304*MW*. Преглед основних техничких карактеристика котлова котларнице "Застава" дат је табеларно у табели бр. 2.

*Табела 2. Основне техничке карактеристике котлова котларнице „Застава“*

| | $K_1$ | $K_2$ | $K_3$ | $K_4$ | $K_5$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Погонско гориво | гас | гас | Угаљ (мазут, потпала) | Угаљ (мазут, потпала) | Угаљ (мазут, потпала) |
| Тип котла | парни | парни | парни | парни | парни |
| Инс. снага | 31.5*MW* | 31.5*MW* | 63.0*MW* | 63.0*MW* | 115.0*MW* |
| Годиште | 1961. | 1962. | 1970. | 1971. | 1981. |
| Радни флуид | прегрејана пара | прегрејана пара | прегрејана пара | прегрејана пара | прегрејана пара |
| параметри | 37*bar* / 450°*C* | 37*bar* / 450°*C* | 37*bar* / 450°*C* | 37*bar* / 450°*C* | 37*bar* / 450°*C* |

У котларници "Застава" биле су инсталиране и две акцијске кондензационе парне турбине са регулисаним одузимањем паре за производњу електричне енергије, капацитета 8*MW* и 20*MW*. Турбине нису у функцији од 1993. године.
Из котларнице "Застава" топлотном енергијом за грејање се снабдева 11963 корисника. Инсталисана снага топлотног конзума је 163,1*MW*, што чини 65.7% инсталисане снаге свих потрошача који су прикључени на даљински систем грејања у граду Крагујевцу.
На основу усаглашене концепције подизања техничко технолошког нивоа постојеће котларнице "Застава" и сагледавањем постојећег стања опреме и постројења, менаџмент "ЕНЕРГЕТИКА" д.о.о. усвојио је као стратешко опредељење да се изврши фазна супституција постојећих парних котлова ложених угљем, вреловодним котловима са комбинованим погоном на природни гас и уље за ложење.
Стратешко опредељење је донето полазећи од следећих чињеница:

- котларница се углавном користи за грејање града при чему се врши трансформација енергије прегрејане паре високих енергетских параметара, 37*bar* и 450ºC, у енергију вреле воде 140/80ºC, без производње електричне енергије, што је праћено великим енергетским губицима који настају као последица трансформације енергије и самог технолошког процеса добијања вреле воде за грејање,

- степен искоришћења енергије горива у поступку производње вреле воде за грејање града је мали, а настаје као последица трансформације енергије из једног облика у други и нефункционалности свих сегмената постојећег технолошког система као сто су турбине и сл.,
- број застоја и интервенција због цурења цевног система котлова је велики, а поузданост рада мала, јер су котлови у већој мери дотрајали,
- безбедност радника је угрожена,
- трошкови одржавања и експлоатације котлова, посебно трошкови одржавања цевног система и озида, су енормно високи,
- степен корисности котлова има тенденцију смањења, а потрошња горива тенденцију повећања,
- процес сагоревања у котлу је нестабилан, а присутан је и рад котла у надпитиску,
- повећано је загађење околине, а постизања прописаних еколошких норми немогуће.

Овим реконструкцијама се стављају ван функције сви парни котлови, водећи котлови у производњи топлотне енергије, а угаљ као основно гориво замењује гасом односно уљем за ложење. Подиже се техничко технолошки ниво котларнице, повећава поузданост снабдевања, смањује загађење околине, постижу еколошке норме, повећава степен корисности система и смањују трошкови произведене топлотне енергије.

Реконструкцијом постјеће котларнице на Матичној локацији предвиђена је уградња новог постројења за производњу вреле воде за снабдевање корисника топлотном енергијом, капацитета 110*MW*. Загревање воде се врши у пет независних котловских јединица (*VIESSMANN*, модел: *VITOMAX 300-XW*, тип: *M94B-9* (у *Ultra Low NOx* верзији), топлотни капацитет котла на гас: 21.50*MW*). Котлови су опремљени горионицима произвођача *WEISHAUPT* (модел: *WKGL80/2-A ZM-4LN* предвиђени за рад на природни гас и лако лож уље са могућношћу модулације од 2200-23000*кW*). Котлови и горионици су од реномираних немачких произвођача, које већ користимо у другим котларницама, са којим имамо изузетно позитивно искуство, чиме се постиже висок степен унификације и низак ниво емисије штетних гасова у продуктима сагоревања (нижи у односу на прописане по директивама ЕУ). Уз ово котлови су опремљени економајзерима (*REMMING*, модел: *EKO* 22*MW*), чиме ће с остварити уштеда енергије од око 5%.

Врела вода се индиректно предаје у дистрибутивну мрежу преко плочасто добошастих измењивача (пет измењивача *EUROHEAT*, модел *P 750-380*, сваки капацитета 23000*кW*). Уз помоћ ових измењивача се постиже висок степен заштите котлова од запрљаности, али и далеко квалитетније одржавање притиска у дистрибутивној мрежи. Поред овог овакви измењивачи топлоте пружају могућност изузетно лаке демонтаже и чишћења.

За циркулацију воде у котловском кругу и дистрибутивној мрежи се користе посебне циркулационе пумпе марке *GRUNDFOS*. За циркулацију воде у дистрибутивној мрежи предвиђена је уградња по две пумпе на сваком од 4 правца дистрибуције, чиме ће се остварити адекватна расподела протока и велика уштеда електричне енергије, пошто су све пумпе опремљне фреквентним регулаторима, проивођача *SIEMENS*. Уз ово треба напоменути да су фреквентним регулаторима овог произвођача опремљене и остале пумпе, као и вентилатори свежег ваздуха за котлове.

Хемијска припрема воде се одвија у два независна постојења (за котлове и дистрибуцију), чиме се остварују значајне уштеде због мање захтевности квалитета воде за дистрибуцију.

Обезбеђена је и уградња централног система за мониторинг димних гасова (*CEMS*) чиме се остварује перманентно праћење штетних продуката у складу са важећим законима и прописима ЕУ. Уз то овај систем ће помоћи при праћењу рада котлова и горионика што ће додатно утицати на повећање енергетске ефикасности система.

Управљање и праћење рада овог система врши се преко најсавременијег *SCADA* система (*SIEMENS SIMATIC C7-400*) из нове контролне собе. Овај систем је надоградив, тако да ће у будућности уз помоћ њега моћи да се управља радом осталих пет котларница, које се налазе у нашем систему, али и радом управљачких органа унутар топлотних подстаница.
Аутоматизацијом постројења обезбеђен је потпуно аутоматски рад котларнице са могућношћу даљинског и локалног управљања свим елементима система у случају квара на надзорно управљачком систему или неком њеном делу. Приликом отказа система обезбеђен је тзв. "*auto recovery*" систем опоравка рестартовањем као и "*safe mode*" у случају квара неких важних елемната система. Обезбеђен је и независан рад свих котловских постројења као и других суштински важних делова система, као што су пумпна станица, систем за одржавање притиска, мазутна станица, као и складно деловање свих функционалних делова када је систем у нормалном раду.
Реализација овог пројекта је представљала далеко већи изазов него пројекти који су реализовани као *Greenfield* пројекти. Није било нимало једноставно угрдити сву неопходну опрему у оквиру постојећег простора, у којем се некада налазило постројење за производњу компримованог ваздуха. Уз ово значајан проблем је представљало и задржати хидрауличку слику у дистрибутивној мрежи на пређашњем нивоу, због дотрајалости исте. У табели бр. 3 приказани су еколошки аспекти реализације овог пројекта.

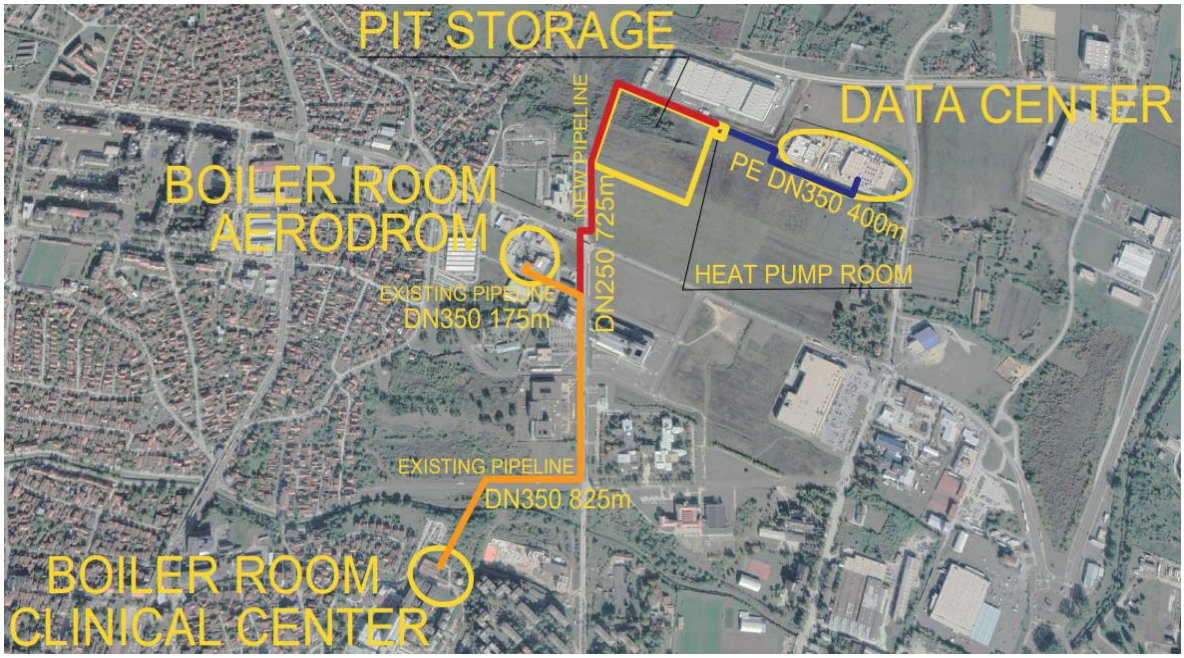
*Табела 3. Еколошки аспекти*

| Загађивач | Јединица | Постојеће постројење | Пројектовано гасно постројење |
|---|---|---|---|
| $SO_2$ | *t*/год. | 556.03 | 0 |
| NOx | *t*/год. | 110.05 | ≤ 12.05 |
| Честице | *t*/год. | 99.30 | 0 |
| $(CO_2)_e$ | *t*/год. | 91996 | 31632 |
| $CO_2$ уштеда емисије | *t*/год. | 60364 | |

Иза нас је грејна сезона која је реализована са новим постројењем и можемо рећи да је била изузетно успешна и да није било више од 7 сати застоја (услед подешавања саосности на циркулационим пумпама)

## 3 КОРИШЋЕЊЕ ОТПАДНЕ ТОПЛОТЕ ДАТА ЦЕНТРА

Циљ пројекта је искоришћавање отпадне топлоте из дата центра и довод топлотне пумпе у мрежу даљинског грејања. Дата центар је планиран за 2 фазе проширења, а прва је већ реализована. Почетак реализације друге фазе тренутно није познат. Укупна корисна површина дата центра је 15.000$m^2$. Унутрашња температура за ИТ системе је подешена на 21°*C* и хлађена је електричним расхладним уређајима. Дата центар је најближи Котларници „Аеродром“ што је је приказано на Слици 1.



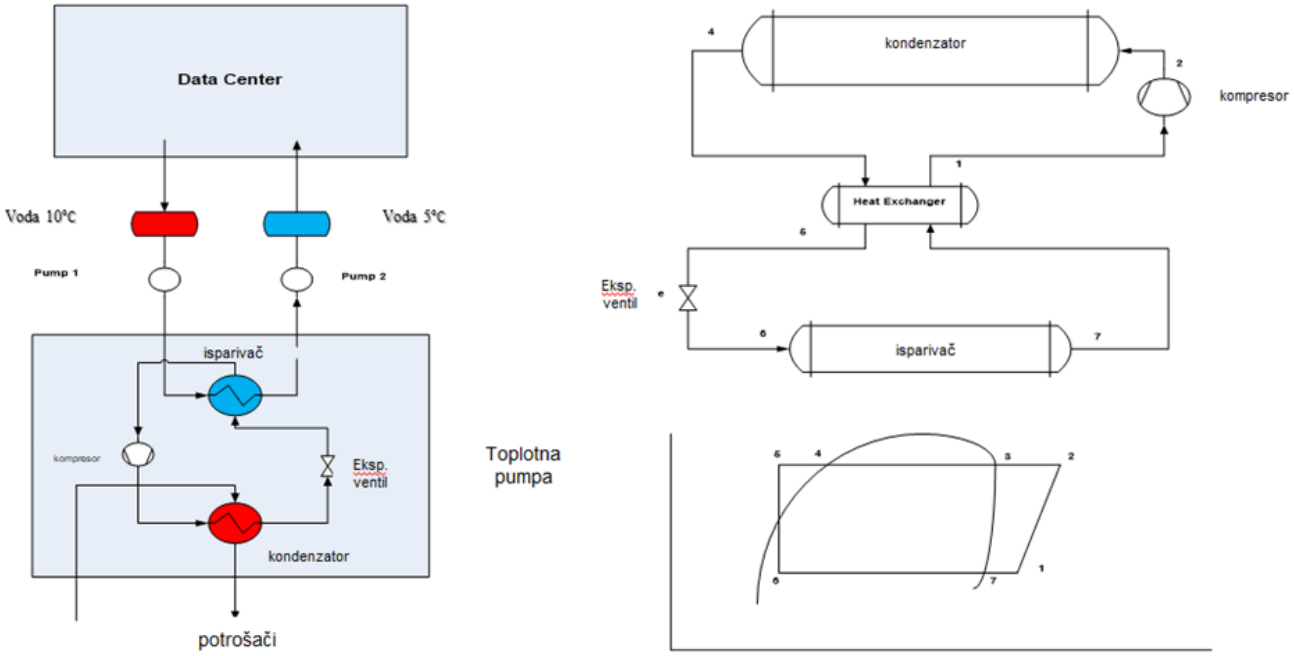

*Слика 1. Просторна експозиција Дата центра, котларница и дистрибутивна мреже*

Тренутно инсталисани капацитет хлађења, 2 модула, је 4.4$MW$. Због проширења дата центра на 4 модула капацитет хлађења ће вероватно бити удвостручен, што је планирано за наредне године. Систем хлађења је дизајниран за редундантни рад. Користе се децентрализовани ваздушно хлађени водени чилери са интегрисаним измењивачем топлоте. Укупно ће бити инсталирано око 32 јединице од којих је већ инсталирано 16, што значи капацитет хлађења од око 275$kW$ по јединици.

Температура доводне/повратне воде за хлађење расхладних уређаја је пројектована за 5/10°$C$. Коришћење топлоте из расхладних уређаја се генерално може извршити на 2 начина

- Извлачење топлоте кондензационе топлоте
- Извлачење топлоте расхладне воде

Уопштено говорећи, оба начина би требало да буду могућа, али би коришћење из круга расхладне воде било најлакши начин, јер нема промена на расхладним машинама. По две просторије су хидраулично повезане са две расхладне машине. У овом случају се може користити један додатни измењивач топлоте за две просторије, што значи да је потребно укупно 16 измењивача топлоте (8 за сваки модул). Просечна топлотна дисипација серверских соба је тренутно око 1920$kW$ и вероватно ће бити удвостручена за другу фазу. Принцип рада топлотне пумпе дат је на Слици бр. 2.




*Слика 2. Принцип рада топлотне пумпе*

На основу постојећег стања, номинални капацитет топлотне пумпе је до 2*MW*. У пуном раду може се очекивати до 4*MW* топлотног капацитета топлотне пумпе. У овом случају могућа је подела на 2 машине што има многе предности (редудантност, стабилан рад, делимично оптерећење, итд.). У овој процени је узета у обзир пуна експанзија.
Предвиђено је да се топлотне пумпе интегришу у повратни вод како би се повећала ефикасност. Уштеде електричне енергије дата центра су израчунате на основу просечне емисије топлоте од 700*kW* по модулу (укупно 2.800*kW*). Потенцијал отпадне топлоте дата центра може бити до 6.3*MW* у пуном раду што повећава капацитет топлотне пумпе, уштеду електричне енергије и побољшава економске параметре пројекта. Ефекти на систем и постројења биће проверени у студији изводљивости. Процењени еколошки бенефити су приказани у табели 4.

*Табела 4. Еколошки аспекти*

| | | 2024. | 2025.-2026. | 2027. и убудуће |
|---|---|---|---|---|
| | Годишња редукција $CO_2$ | | | |
| Топлотна пумпа 2.4 за Аеродром | *kg* | 309370 | 618740 | 721828 |
| Топлотна пумпа 2.4 за К. Ц. | *kg* | 634983 | 1269966 | 1481555 |
| Топлотна пумпа 0.2 за К. Ц. | *kg* | 578271 | 644363 | 820837 |
| Дата центар-смањење потрошње електричне енергије | *kg* | 1091949 | 2183898 | 3721880 |

Укупна процењена вредност инвестиције износи око 5322000 € и она обухвата набавку топлотних пумпи, измењивача топлоте, израду цевовода до магистралног вреловода на

правцу „Аеродром“ и „Клинички центар“, добијање свих неопходних сагласности и набавку и уградњу остале опреме.

## ЗАКЉУЧАК

Потпуним преласком на природни гас „Енергетика“ д.о.о. је учинила крупни корак у смањењу загађења животне средине. То је требало да се реализује много раније, али се сада тежи ка коришћењу енергије из обновљивих извора енергије, као и ка унапређењу енергетске ефикасности система даљинског грејања и објеката који се снабдевају топлотном енергијом.

*Табела 5. Пројекти у будућности*

| Пројекат | Приоритет | Период имплементације |
|---|---|---|
| Топлотна пумпа за отпадну топлоту од Дата центра | Висок | 2023. – 2026. |
| Аутоматизација топлотних подстаница | Висок | 2023. – 2026. |
| Котао на био-масу од 10*MW* | Висок | 2023. – 2028. |
| Топлотна пумпа за искоришћење топлоте од отпадних вода | Низак | 2028. – 2032. |
| Унапређење енергетске ефикасности објеката | Висок | 2023. – 2037. |

У табели бр. 5 дати су пројекти који су планирани да се реализују у будућности, у прва четири намеравамо да учествујемо самостално, а у петом партнерски са локалном самоуправом.

## ЛИТЕРАТУРА


[1] Project Agreement between Energetika doo Kragujevac, Republic of Serbia And EBRD ID 52593, 5 July 2021 *in English language*;
[2] Loan Agreement between the EBRD and the Republic of Serbia, 2 July 2021 *in English language*;
[3] The Contract for support in supervision of works between the Ministry of Environmental Protection and Delta inženjering doo Belgrade,13 October 2021 *in English language*;
[4] The Contract for works between the Ministry of Environmental Protection and JVCA Entjuba-Remming-Jadran-AGInstitut, 6 September 2021 *in English language*;
[5] ReDE Serbia - RAPID ASSESSMENT STUDY, ReDEWeB Programme, EBRD, Interim Report Kragujevac, Document date 01.12.2021, Revision: 01 *in English language*;

# ОДРЖИВО КОРИШЋЕЊЕ БИОМАСЕ КАО ЕНЕРГЕНТА

## (предности, мане, препоруке)

Др Милица Младеновић, Виши научни сарадник,
Универзитет у Београду, Институт за нуклеарне науке "ВИНЧА"- Институт од националног значаја за Републику Србију, Лабораторија за термотехнику и енергетику, Београд, Србија
mica@vinca.rs

**РЕЗИМЕ**

*Биомаса је понекад контроверзна тема када је у питању њена употреба као енергента, са различитим гледиштима о предностима и недостацима њене енергетске одрживости. Док се предности енергије из биомасе врте око њеног потенцијала као алтернативе фосилним горивима, њени главни недостаци потичу из забринутости да је то ипак гориво које емитује извесне полутанте, као и то да садашњи темпо коришћења, пре свега дрвне биомасе прети смањењу шумске површине. Рад детаљније профилише различите предности и недостатке примене биомасе као енергента. На основу дугогодишњег искуства Лабораторије за термотехнику и енергетику, Института ВИНЧА, у развоју и примени технологија сагоревања биомасе биће такође представљене неке од смерница и примера за њено одрживо искоришћење.*

**Кључне речи:** биомаса, одрживост, ОИЕ, предности и недостаци, препоруке

**УВОД**

Биомаса као енергент делимично замењује фосилна горива, штити животну средину и промовише рурални економски развој. У породици обновљивих извора, вода, ветар, соларна енергија и биоенергија имају своје значајно место, али биомаса засењује друге по свом расположивом потенцијалу и независности примене од временских прилика, доба дана или године. Највећи потенцијал обновљиве енергије у Републици Србији је у биомаси, којој припада ≈61% (или 3,448Мтен) од укупног потенцијала обновљиве енергије [1], од чега око 60% припада пољопривредној биомаси док се на шумску односи ≈ 40%.

Потребно је имати у виду три њене битне карактеристике. Прво, регионалног је карактера: различите области располажу различитим типовима биомасе; исти тип биомасе ће се разликовати по квалитету и приносу у различитим регионима, или ће чак показати диспаритете у квалитету у истој области као резултат природног раста и/или вештачког узгоја. Друго, економско разматрање: уопштено говорећи, биомасу карактерише висока географска дисперзија и ниска густина енергије. Дакле, само биомаса, који се лако сакупља и локално је доступна (удаљеност не већа од 25-50км), а која произвођачу остварује профит, може се користити као ресурс. Треће, еколошко разматрање: употреба биомасе треба да буде

блиско интегрисана са рециклажом ресурса и заштитом животне средине, како би се остварили добитни резултати између економских, еколошких и друштвених користи.

На основу досад наведеног могу се разматрати предности и недостаци употребе овог енергента.

## 2 ПРЕДНОСТИ ЕНЕРГИЈЕ БИОМАСЕ

✓ ***Општепознате и међународно верификоване***

- *Обновљив извор енергије*

Дрвеће и усеви се могу поново посадити да би се надокнадили они који су уклоњени, али је од суштинског значаја одрживо управљање пољопривредом, шумама и земљиштем како би се осигурало да се ресурси не исцрпе брже него што се користе.

- *Смањује зависност од увезених фосилних енергената*

Уобичајени покретач коришћења биомасе је диверсификација извора енергије и смањење увоза енергије/енергената, тј. побољшање енергетске сигурности снабдевања. Замена фосилних горива биомасом у тандему са мерама енергетске ефикасности доприноси овим циљевима и додатно добија на значају у контексту савремене геополитичке ситуације и енергетске неизвесности.

- *$CO_2$ неутрално гориво*

Постоји дебата о томе да ли се биомаса заправо може сматрати $CO_2$ - неутралним извором енергије. Аргумент у прилог је чињеница да, иако се при сагоревању ослобађа $CO_2$, биљни материјал заправо уклања $CO_2$ из атмосфере током свог животног циклуса путем фотосинтезе. Равнотежи ове једначине доприноси одрживо и одговорно управљање усевима/шумама. Међутим, при томе се мора узети у обзир цео ланац снабдевања и морају се укључити све емисије повезане са производњом, прерадом, транспортом и коришћењем биоенергије [2] .

- *Смањује се отпад*

Производња енергије из органских отпадних материјала у великој мери помаже у управљању отпадом, што представља решавање растућег проблема савременог потрошачког друштва и доприноси одрживом коришћењу биомасе. Када се био-отпад користи за производњу енергије, он не завршава на депонијама и не доприноси повезаним негативним ефектима попут:

- смрада, дима и контаминација воде у близини,
- развоја непожељних популација инсеката
- емисија метана, $CO_2$, водене паре и других гасова који смањују квалитет ваздуха,
- самозапаљивања и др.

- *Заштита животне средине*

На основу до сада наведеног и зато што у биомаси нема сумпора или се налази у траговима.

- *Могућност повраћаја пепела насталог сагоревањем биомасе у земљу*

Потиче од биљака и не садржи штетне компоненте - не загађује земљиште, воду, флору и фауну, а може да се користи и као минерално ђубриво за повртњаке и баште, као и за стабилизацију стајњака, али без лебдећег пепела из издувног тракта постројења који може да садржи тешке метале штетне по околину.

- *Доступан и поуздан извор енергије*

Укратко, има је свуда и расположиви потенцијали биомасе су велики и неће нестати, под условом да се дрвеће и усеви обнављају истом брзином или брже него што се користе. Штавише, органски отпад ће наставити да се производи све док је људи и животиња, тј. конзумирања хране.

- *Енергент који се може користити на више начина*:
  - непосредно сагоревање ради добијања топлотне/електричне енергије,
  - дигестија – прерада отпада животињског и биљног порекла у биогас,
  - прерада у алкохол (етанол) као замена за бензин, и
  - производња биљних уља као замена за дизел.

Прва два начина конверзије су традиционална, док је за преостала два веома упитна енергетска и еколошка сврсисходност (етанол и биодизел се производе из хране, па је таква примена биомасе упитна са становишта стратешке енергетске логике и етике), те они неће бити разматрани.

✓ ***Економске***

- *Јефтин енергент*

Ово се нарочито односи на био-отпад, која нема или има малу тржишну вредност. Међутим, за одрживо коришћење биомасе као енергента неопходно је да за њеног произвођача постоји одговарајући профит, а за купца да је цена биомасе конкурентна другим енергентима. У таб.1 дате су упоредне цене фосилних горива и најчешће коришћених горива типа биомасе.

*Табела 1. Цена фосилних извора и биомасе у Србији*

| Гориво | Топлотна моћ | Јединична цена | €/kWh |
|---|---|---|---|
| Мрки угаљ | 4,5 kWh/kg | 170 €/t | 0,038 |
| Лож уље | 12,6 kWh/kg | 1,27 €/l | 0,1 |
| Природни гас | 10 kWh/m³ | 0,38 €/ m³ | 0,038 |
| Пољопривредна биомаса - брикети | 4 kWh/kg | 0,2 €/kg | 0,049 |
| Дрвни пелет | 4,9 kWh/kg | 260 €/t | 0,053 |
| Дрвна сечка (влажност 35%) | 3,1 kWh/kg | 60 €/t | 0,019 |
| Балирана слама | 3,9 kWh/kg | 50 €/t | 0,013 |
| Шумско дрво (влажност 40%) | 3 kWh/kg | 99 €/t | 0,033 |

Приказани економски параметри недвосмислено указују на то да је коришћење биомасе (бале и дрвна сечка) као горива увек исплативо! С обзиром на евидентан раст цена нафте и гаса изазван актуелном геополитичком ситуацијом и галопирајућом енергетском кризом коришћење биомасе ће све више добијати на значају. Тренутно само је цена биомасе у форми брикета и пелета виша у односу на цене фосилних горива.

✓ ***Социјално-економски***

- Постројења за конверзију енергије из биомасе путем сагоревања релативно једноставна и у целости се могу производити у нашој земљи;
- Диверсификација пословних активности пољопривредних газдинстава;
- Уколико би се ова постројења користила у системима даљинског грејања уз могућност коришћења топлотне енергије и за технолошке процесе у узгоју и преради пољопривредних производа и ван грејне сезоне, потенцијали примене се шире;

- Постројења за прераду и дораду пољопривредних производа (попут сушара) такође се у великој мери могу производити у Републици Србији - поновно покретање занемарених привредних активности у земљи;
- Повећање профитабилности у пољопривредном сектору;
- Могућности запошљавања становништва у руралним срединама; и
- Предности по питању заштите здравља становништва.

# 3 НЕДОСТАЦИ И ПРЕПРЕКЕ ЗА ПРИМЕНУ БИОМАСЕ У ЕНЕРГЕТСКЕ СВРХЕ

- *Није потпуно чисто гориво*

Биомаса као и свако друго гориво емитује извесне полутанте при сагоревању попут $CO_2$, азотних оксида (нарочито при сагоревању аграрне биомасе), VOC-а (испарљива органска једињења), $PM_{2,5}$-$PM_{10}$ (прашкасте материје). Поред тога, може се појавити угљенмоноксид (CO) у већим количинама, као и хлорна једињења и циклични угљоводоници (диоксани, фурани и полиароматски угљоводоници), углавном због неких техничких недостатака постројења односно неодговарајућег одабира технологије или услед нестручног руковања уређајима за сагоревање.

- *Могући штетни утицаји на животну средину при нерационалном пословању*

Када се енергија производи из био-остатака или отпадних токова из других процеса/сектора (пољопривреда, производња папира и целулозе, газдовање шумама, домаћинства, итд.), еколошки утицај је најчешће позитиван, зависно од врсте био-отпада и од тога шта би се иначе радило са њим.

Неодржива пословна пракса пак може довести до крчења шума и девастације пољопривредног земљишта током времена. Крчење шума да би се обезбедили ресурси за енергетска постројења на биомасу штети природној средини и нарушава биодиверзитет. Шуме су природни апсорбер $CO_2$, дрво је ограничен ресурс и емитује $CO_2$ при сагоревању. Одстрањивање биљака и органског материјала из земље утиче на квалитет земљишта које захтева биомасу за компост и ђубрење. Узгајање усева искључиво у сврху биоенергетских ресурса захтева већу количину воде, а континуирано наводњавање брзорастућих засада може учинити подручје подложнијим суши и осиромашењу земљишта.

Начин за превазилажење ових негативних еколошких утицаја је узгој биомасе на већ деградираном земљишту и утринама, у циљу повећања садржаја органског материјала и смањења даље деградације земљишта и ерозије, уз позитивне ефекте и на биодиверзитет, посебно ако се користе мање интензивне пољопривредне и аутохтоне културе.

- *Није погодна за транспорт на велике удаљености*

Велика географска дисперзија и ниска густина енергије биомасе проузрокује високе трошкове транспорта и манипулације.

- *Захтева више простора*

Ниска енергетска густина биомасе захтева више простора и за постројење за сагоревање и за складиштење. То ограничава локацију на којима је градња постројења на биомасу економски оправдана - морају бити близу извора горива ради смањења транспортних и трошкова складиштења и манипулације. За већа постројења, потребна су велика трансфер складишта и она мања у непосредној близини постројења уз обезбеђење противпожарне заштите. То

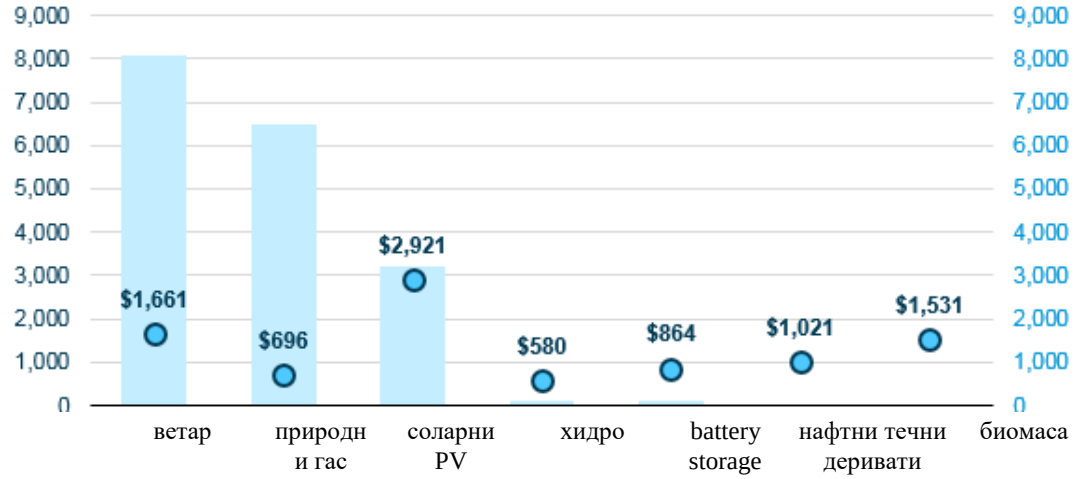
значи нужност организовања додатног претовара/истовара и транспорта биомасе великим камионима, што је проблем за постројења у урбаним зонама.

- *Остале техничке препреке*

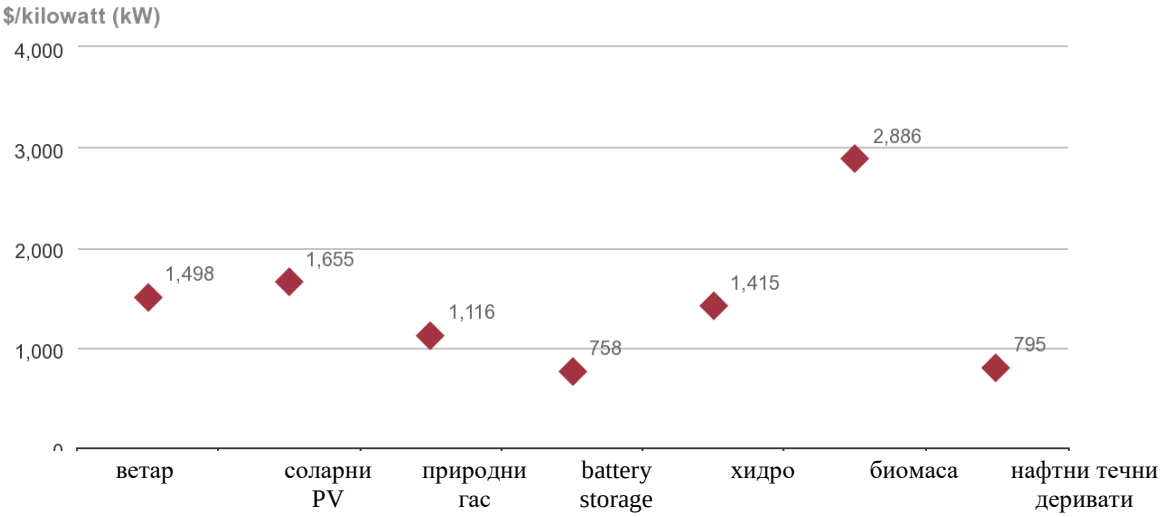
- Различити типови биомасе имају различите карактеристике сагоревања. Садржај пепела у пољопривредној биомаси је знатно виши од садржаја пепела у дрвној. Алкални садржај у пепелу омета континуирани рад котла на биомасу услед прљања/зашљакивања грејних површина [3], што се превазилази правилним избором технологије са нижим температурама сагоревања и одговарајућом опремом за одувавање пепела.
- Биомаса је хигроскопан материјал. Велике флуктуације влажности и висока влага драстично отежавају процес сагоревања. Проблем се превазилази правилним складиштењем биомасе.
- Квалитет биомасе може да осцилира као резултат природног раста и/или вештачког узгоја, или услед неодговарајуће припреме и складиштења.

- *Већи инвестициони трошкови.*

$/kW$_{ел}$ (капацитет-пондерисан просек)




*Слика 1. Просечни инвестициони трошкови за различите енергенте према EIA (2015) [4]*




*Слика 2. Просечни инвестициони трошкови за различите енергенте према EIA (2020) [5]*

На сликама 1 и 2 дати су просечни инвестициони трошкови по $kW_{el}$ за различите енергенте у САД (државни грантови, пореске олакшице или други подстицаји нису узети у обзир). У приказу инвестиција за биомасу на сл. 2, потребно је истаћи да су у процену трошкова ушле и технологије за конверзију биомасе у гас и течна биогорива, чиме се могу оправдати високе инвестиције.

Евидентно је да је инвестиција у постројења на биомасу за производњу електричне енергије већа него за она на гас и нафтне деривате, и стога су потребне субвенције да би се она исплатила у разумном року.

- ***Поређење природног гаса и биомасе***

Како је најкомпететивније гориво биомаси природни гас, и с обзиром да се 77% енергије у српским топланама добија из њега, интересантно је упоредити инвестиционе трошкове ова два енергента. У ЕУ нивелисани трошкови грејања (Levelized cost of heating - LCOH) биомасом су, за 2018., били €108-€225/MWh, док су за гас трошкови износили €98/MWh [6]. Зашто је то тако:

- Генерално, цена котла на биомасу је већа од котла на природни гас.
- Котао на природни гас је лакши за регулацију сагоревања, компактнији је, не заузима много простора, као ни простор за складиштење горива.
- Регулација котлова на биомасу испод 50% топлотног оптерећења је тешка што се превазилази изградњом више котловксих јединица и/или укључивањем акумулатора топлоте што поскупљује инвестицију али даје већу сигурност снабдевања уз лакшу регулацију снаге. Уградња акумулатора топлоте пак смањује потребне снаге инсталираних котлова и омогућава њихов рад без дневних гашења и паљења у току грејне сезоне.
- Оперативни трошкови зависе од типа биомасе која се користи. У случају био-брикета или пелета, они су све конкурентнији с обзиром на пораст цене природног гаса. У случају дрвне сечке или балиране сламе далеко су нижи.
- Као што је већ раније речено квалитет биомасе може драстично да варира, гаса не.

- Цену природног гаса контролише влада, тако да нема наглих осцилација, мада актуелна ситуација то донекле демантује. С друге стране, у Србији не постоји развијено тржиште биомасе, па је цена и понуда нестабилна, а да би се то превазишло препоручује се набавка унапред, дакле већи складишни простор.
- Котлови на биомасу морају да имају опрему за пречишћавање димних гасова од честица и азотних оксида, одсумпоравање углавном није потребно. Котловима на природни гас није потребна опрема за одстрањивање прашкастих материја али јесте за елиминацију NOx-а, уколико се не користе горионици са ниским емисијом азотних оксида.

# 4 ТЕХНОЛОГИЈЕ САГОРЕВАЊА ПРЕПОРУЧЕНЕ ОД СТРАНЕ ЛАБОРАТОРИЈЕ ЗА ТЕРМОТЕХНИКУ И ЕНЕРГЕТИКУ, ИНН ВИНЧА

Сумирајући до сада речено, биомаса јесте добра замена/допуна традиционалним фосилним горивима. Да би се постигле веће економске користи и компетитивност са традиционалним технологијама, важно је побољшати технологије примене горива од биомасе уз испуњење три кључна услова: заштита животне средине, енергетска ефикасност и одрживи развој. Први услов је добрим делом испуњен самим избором горива, при чему је потребно да технологија конверзије буде са што мањом емисијом штетних једињења (CO и NOx-а). Други услов подразумева да сопствена потрошња енергије процеса конверзије буде што је могуће мања, како би ефективни степен конверзије био што већи. Ово се постиже смањењем енергије потребне за припремање биомасе за процес конверзије (сагоревања), па следи да је најмања енергија за припрему потребна ако се биомаса користи у што изворнијем облику. Последњи услов у смислу одрживог развоја је испуњен коришћењем дела биомасе који представља остатак из примарне пољопривредне производње одн. процеса рационалног газдовања шумама, тако да производња енергије ни на који начин не утиче на процес производње хране одн. не доводи до непланске сече шума.

Наведеним принципима се руководи и Лабораторија за термотехнику и енергетику - ИТЕ, Института Винча, која се већ више деценија бави процесима и развојем технологија за сагоревање биомасе. На основу теоријских и практичних сазнања ИТЕ се управо залаже за примену технологије сагоревања отпадне биомасе (отпадних зрна житарица, остатака из прехрамбене производње, љуски орашастих плодова, коштица воћа…) и дрвне сечке у ***флуидизованом слоју*** и балиране сламе у котловима са ***цигаретним сагоревањем***. У таб. 2. дате су препоруке европског института за енергију [7] за избор технологије сагоревања у зависности од биомасе која се користи, из које се види да су ове две технологије управо препоручене за наведене форме биомасе.

*Табела 2.* Преглед технологија сагоревања за различите типове биомасе [7]

| | Форма биомасе | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| технологија сагоревања | огревно дрво | дрвна сечка | пиљевина | пелети | брикети | балирана слама |
| Отворена ложишта | 0 | - | - | - | 0 | - |
| Пећи за домаћинство | + | - | - | - | + | - |
| Аутоматска ложишта | -- | + | - | ++ | -- | + |
| Трајножареће пећи | 0 | -- | -- | -- | - | + |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Коса непокретна решетка | -- | + | - | + | - | - |
| Покретна решетка | -- | ++ | - | ++ | - | + |
| Вибрациона решетка | -- | + | - | + | - | + |
| Ложишта са ложењем одоздо | -- | + | - | + | -- | - |
| Вртложни горионик | -- | -- | + | -- | -- | - |
| Цигаретно сагоревање | -- | -- | -- | -- | -- | ++ |
| флуидизован слој | -- | ++ | ++ | ++ | -- | 0 |

(--) непримењиво, (-) није погодно, (0) могуће, (+) погодно, (++) препоручено

*Табела 3.* Зашто баш ове технологије сагоревања?

| **Цигаретно сагоревање** | **Флуидизован слој** |
|---|---|
| • Котао једноставне конструкције,<br>• Лак за руковање,<br>• Примена биомасе у форми како се сакупља на пољима,<br>• Минимална сопствена потрошња енергије,<br>• Технологија препоручена од стране ЕУ института за енергију као најбоља за балирану биомасу. | • Могућност сагоревања различитих врста биомасе, сведених на гранулацију до 35мм<br>• Мање осетљив на варијације у квалитету,<br>• Температура сагоревања <900ºC па нема проблема везаних за пепео, уз мању емисију полутаната, пре свега NOx-а,<br>• Висока ефикасност сагоревања - интензивно мешање гасова у слоју спречава формирање CO и несагорелих угљоводоника |

Процена инвестиција за котлове са наведеним технологијама сагоревања биомасе (на основу сопствених искустава ИТЕ у њиховом развоју и ценама материјала до 2018.год.) дата је у табела 4.

*Табела 4*. Процењена цена инвестиције за изабране технологије сагоревања

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Топловодни / вреловодникотлови на | балиране жетвене остатке уз примену технологије цигаретног сагоревања | | | | | |
| | Снага | 250 kW | 500 kW | 1 MW | 3 MW | 7 MW |
| | Цена (€) | 110.000 | 140.000 | 200.000 | 310.000 | 480.000 |
| | дрвну сечку уз примену технологије сагоревања у флуидизованом слоју | | | | | |
| | Цена (€) | 70.000 | 100.000 | 150.000 | 250.000 | 400.000 |
| топловодног акумулатора топлоте | Запремин | 50м$^3$ | 50м$^3$ | 50м$^3$ | 50м$^3$ | 50м$^3$ |
| | Цена (€) | 15.000 | 30.000 | 60.000 | 100.000 | 180.000 |

## 5 МОГУЋНОСТ ПРИМЕНЕ БИОМАСЕ И ПРЕПОРУКЕ

Биомаса се може користити у системима грејања, когенеративним постројењима, за добијање топлоте за узгој биљака и животиња, за индустријску прераду пољопривредних производа итд. Са становишта примене аграрне биомасе Аутономна покрајина Војводина (АПВ) је интересантна. Због свог географског положаја и конфигурације терена у њој је

пољопривредна производња доминантна. Стечено наслеђе Аустро-Угарске владавине је да су сва насеља урбанизована. На територији Републике Србије се налазе и друге равничарске регије као што су Посавина и Поморавље за које важе сличне констатације као за АПВ. Конфигурација ових регија и места је идеална за топлификацију. У неким од поменутих места или је извршена, или се врши гасификација. Алтернатива гасификацији је поменута топлификација. Предуслов за топлификацију је да су места урбанизована како би се у периферним насељима, на ободу урбаних средина изградиле топлане за даљинско грејање. Топлане на периферијама могу користити остатке пољопривредне производње (отпадну биомасу – ону која није намењена за исхрану) из непосредне околине као енергетску сировину. Грејање на биомасу је одрживо ако се она скупља у непосредној близини места употребе, а препоручена удаљеност варира од 25 – 50 км зависно од капацитета постројења (максимална дистанца за постројења до 2 MW) [8,9].

Просечна ангажована снага топлана у Србији, током грејне сезоне, је 45-50% од укупно инсталираних капацитета, а сведено на целу годину то значи да је расположива снага топлане, која се може искористити за друге потребе сем грејања, већа од 75% инсталираних капацитета. Последњи податак је основни предуслов да се у оквиру поменутих топлана могу градити и мале индустријске зоне за узгој, прераду и чување пољопривредних производа и друге индустријске/технолошке потребе. Скоро да не постоји технологија узгоја, прераде и чувања пољопривредних производа која нема потрошњу енергије. На садашњем нивоу развоја технологије топлотна енергија се може користити и у системима хлађења за чување пољопривредних производа. На основу наведеног може се закључити да добром организацијом пољопривредне производње и прераде пољопривредних производа, топлана на биомасу може радити током целе године, што са друге стране гарантује бржи повраћај уложене инвестиције у овакво постројење.

Слична констатација се може односити и на шумску биомасу. Због веће разуђености насеља у брдско планинским областима препоручује се примена нешто мањих постројења која су прилагођена за прераду производа доступним у тим областима (бобичасто и јагодичасто воће, сво друго воће, мини млекаре, обрада дрвета, сушење и екстракција из лековитог биља и слично). Уколико се топлотна постројења граде у близини већих места могу се користити у системима даљинског грејања, под условом не превише разуђене топловодне мреже. Ту је опет потребно фаворизовати, са становишта економске и енергетске ефикасности, употребу дрвне сечке наспрам пелета, уколико су термоенергетска постројења веће снаге (већа од 150 кW).

Когенеративна постројења су постала атрактивна инвеститорима након увођења повлашћене цене електричне енергије произведене из ОИЕ у Републици Србији 2013. године. Кад се говори о когенеративним постројењима значајно је истаћи примену ORC система (Organic Rankine Cycle) који се базира на раду са парама силиконских уља. Ови системи су веома погодни за постројења мање снаге ≈ 0,2-2 $MW_{ел}$. То подразумева рад са топлотним агрегатима снаге од ≈1-10 MW. Предност ових система је у томе што у њима топлотни агрегати представљају ниско притисне врелоуљне котлове који не захтевају високостручне руковаоце. Турбински део постројења се купује у иностранству у форми „црне кутије“ која има прикључке за довод и одвод врелог уља и елементе за везу са далеководима за испоруку

произведене електричне енергије. Енергија излазног уља из турбинског постројења се даље користи за добијање топлотне енергије за рад других технолошких целина.

На почетку овог поглавља је речено да је у појединим местима, потенцијалним локацијама за примену топлификације на бази биомасе, извршена или се планира гасификација. Гасификација не искључује могућност толификације већ напротив, та два могућа вида енергетског извора могу се идеално допуњавати. У случају неповољних временских прилика (сушне или претерано кишне године) квалитет и количина биомасе може варирати, па коришћење гаса може у многоме помоћи. Са друге стране, због новонастале геополитичке кризе, могу се очекивати даља поскупљења свих увозних енергената, а поготово природног гаса, тако да биомаса може бити идеално алтернативно гориво гасу. Код примене биомасе драстична поскупљења нису реална, сем повећања оних трошкова који се односе на коришћење течних горива у припреми биомасе.

## УМЕСТО ЗАКЉУЧКА

У претходним поглављима уложен је труд да се критички сагледају и позитивни и негативни ефекти коришћења биомасе. Гас за грејање је несумљиво "елегантније" решење за грејање, али ми тај гас купујемо, док се биомаса спаљује на њивама или у тзв. шпоретима на дрва са малом ефикасношћу сагоревања.

Стога се на нивоу државе морају препознати правци искоришћења биомасе као обновљивог извора енергије и сопственог енергента. По дефинисању праваца развоја потребно је одредити субвенције за подршку развоју њене употребе. Многи велики пољопривредни комбинати и прерађивачи пољопривредних производа, који су идеални корисници биомасе као енергента, су доведени до руба пропасти. Субвенције домаћим произвођачима термотехничких уређаја и термоенергетске опреме и корисницима исте морају бити јасно дефинисане и по могућству знатно веће него што су субвенције које се дају/или су даване страним инвеститорима. Субвенције страним инвеститорима су биле и јесу неопходне у време опоравка домаће индустрије. Зашто је важно подржати домаће произвођаче? Домаћа производња подразумева и домаћу памет и домаћи развој. Иностране компаније које улажу у нове фабрике код нас, из области термоенергетике, не улажу и у наш развој. Они развој организују у својим матичним земљама, а код нас користе релативно јефтину радну снагу и тржиште. То је апсолутно оправдано са становишта страних улагача. Један од примера истинитости изнете тврдње су и многобројни покушаји конкурисања Лабораторије за термотехнику и енергетику (ЛТЕ) Института Винча на међународним конкурсима који су се односили на проблематику обновљивих енергената. Ни на једном конкурсу на ком је партиципирано и који се односио на развој одређене технологије примене биомасе као обновљивог извора, ЛТЕ није „прошла" на конкурсу. Пролазили су само они пројекти који су се односили на разноразне анализе, односно на дефинисање питања која олакшавају потенцијалним иностраним инвеститорима правац инвестирања у нашу земљу. Као што је речено, краткорочно то је било корисно за нашу земљу, која је била у великој кризи, нарочито као последица бомбардовања, санкција, лоше приватизације и велике незапослености. Дугорочно гледано морамо се што више ослањати на домаћу привреду. Рад домаће привреде осигурава и домаћи развој односно адекватно школовање и запошљавање домаћег стручног кадра.

Целокупна стратегија развоја употребе биомасе као енергента се мора усмерити у правцу фаворизовања ЈАВНО/ПРИВАТНОГ партнерства које би обезбедило формирање већег броја предузећа, довољно великих да могу опстати на тржишту, а да се у исто време за њихову изградњу могу наћи, првенствено домаћи, инвеститори. Постојећи домаћи произвођачи термотехничке опреме, колико год су мали, и даље су способни да у великој мери производе опрему за мања термотехничка постројења, било да се ради о производњи топлотних постројења (првенствено котлова) или опреме за узгој и прераду пољопривредних производа.

И на крају, топлане на периферијама урбаних средина у близини извора доступне биомасе су увек боље решење од индивидуалних котлова/пећи на биомасу. Већи и стручно одржавани котловски објекти са пречишћавањем димних гасова и са високим димњацима замењују велики број појединачних грејних инсталација са ниским димњацима и често лоше контролисаним сагоревањем и емисијом загађујућих материја. Поред тога уградња већих акумулатора топлоте уз топлане је економски оправдана.

**ЛИТЕРАТУРА**


[1] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године, "Службени гласник РС", број 101 од 8. децембра 2015.

[2] https://www.ieabioenergy.COm/iea-publications/faq/woodybiomass/carbon-neutrality/

[3] Branislav S. Repić, Milica R. Mladenović, and Ana D. Marinković, Investigation of Ash Deposit Formation on Heat Transfer Surface of Boilers Using Coals and Biomass, THERMAL SCIENCE: 2019, Vol. 23, Suppl. 5, pp. S1575-S1586, https://doi.org/10.2298/TSCI180413285R

[4] U.S, Energy Information Administration, from EIA -860, 2017 Annual Electric Generator Report https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=31912

[5] U.S, Energy Information Administration, from EIA -860, 2020 Annual Electric Generator Report https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/

[6] Final Report Cost of Energy (LCOE), Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments, ENER/2018-A4/2018-471, Consortium led by Trinomics B.V., Westersingel 34, 3014 GS Rotterdam, The Netherlands, 31 July 2020

[7] B. Kavalov, S.D. Peteves, "Bioheat applications in the European Union: An Analysis and Perspective for 2010", European Commission, Directorate-General Joint Research Centre, Institute for Energy, 2004

[8] Ruiz, J.A., Juárez, M.C., Morales, M.P., Muñoz, P., Mendívil, M.A. Biomass logistics: Financial & environmental costs. Case study: 2MW electrical power plants, Biomass and bioenergy, 56, str. 260-267, 2013

[9] Ђаковић, Д., Гвозденац Урошевић, Б., Васић, Г., Логистика снадбевања енергетског постројења биомасом, Зборник међународног конгреса о процесној индустрији – Procesing, [S.l.], v. 27, n. 1, 2017. <https://izdanja.smeits.rs/index.php/ptk/article/view/2341

# МАПА ПУТА ЕНЕРГЕТСКЕ ТРАНЗИЦИЈЕ ГРАДА НИША ДО 2050. ГОДИНЕ

Проф. др Мирјана Лаковић, Марко Манчић
Универзитет у Нишу, Машински факултет, Ниш, Србија

**РЕЗИМЕ**

*Мапа пута енергетске транзиције града до 2050 године треба да предвиди могуће кораке и правце развоја града и помогне доносиоцима одлука да омогуће достизање енергетске и климатске неутралности града до 2050. године, под различитим околностима. Како је град Ниш повезан тржишно и енергетски пре свега са остатком државе али и са регионом, ЕУ и светом, доносиоци одлука ће морати да прате промене на тржишту енергетике и енергетских технологија, врше ревизију планских активности и доносе нове одлуке у складу са актуелном ситуацијом.*
*Процена укупних потенцијала за локалну производњу енергије урађена је на основу претходно представљених података из Плана развоја града Ниша за период од 2021. до 2027. године. и Енергетског биланса града за 2020. годину и Акционог плана одрживог енергетског развоја у складу са Повељом градоначелника.*

**Кључне речи**: *енергетска транзицијаклиматска неутралност; енергетски потенцијали;*

## УВОД

Постизање глобалне енергетске транзиције која је компатибилна са светским климатским циљевима је несумњиво тежак задатак. Тренутна обећања од влада широм света да смање емисије до нивоа нето нулте емисије покрива око 70% данашњег глобалног економске активности и глобалне емисије CO2. Случај најављених обећања показује да, ако та обећања буду испуњена у потпуности, сузио би се јаз између онога где идемо и где треба да будемо да бисмо постигли нето нулту емисију до 2050. широм света . Али то такође показује да би јаз остао велики. Испуњавање свих постојећих обећања везаних за нето нулту потрошњу или емисије у потпуности, оставило би и даље не решен проблем 22 Gt емисија CO2 у вези са енергијом и индустријским процесима глобално у 2050. у складу са порастом температуре у 2100. од око 2,1 °C (са вероватноћом од 50%). У Мапа пута енергетске транзиције Града Ниша, представља мали део ове глобалне иницијативе и анализтира трансформацију енергетског сектора града. Мапа пута пружа преглед кључних претпоставки и тржишну динамику на којој се заснивају пројекције. У њему се разматрају трендови коришћења енергије и у инвестицијама, укључујући кључне улоге које играју мере енергетске ефикасности, промене понашања, електрификацију, обновљиве извори енергије, али и технологије које акумулације енергије нису још увек тржишно довољно зреле (попут водоника и сл.). Даље, разматра се неке од кључних неизвесности које окружују глобални пут ка нето-нултим емисијама које се односе на промену понашања, доступност одрживе биоенергије, и увођења складиштења енергије.
Мапа пута енергетске транзиције града дефинише циљеве, кораке и временски оквир процеса, неопходне ресурсе, процес праћења и учења и обавезне елементе за транзицију енергије.

Израда Мапе пута енергетске транзиције рада вршена је у складу са пројектним задатком дефинисаним од стране Транзиционог тима TOMORROW пројекта. Циљеви мапе могу да се групишу у следеће целине:

- Израда комуникационог плана на коме се базира успешна партиципација грађана у процесу припреме Мапе пута за енергетску транзицију града Ниша до 2050. године и сама израда Мапе пута
- Спровођење Процеса партиципације грађана
- Израда Мапе пута за енергетску транзицију града Ниша до 2050. године

За потребе израде Мапе пута енергетске транзиције града, организован је процес партиципације грађана кроз партиципативни бек-кастинг (бацк-цастинг) приступ поштујући све потребе и захтеве Транзиционог тима у вези са ангажовањем грађана и утврђеним корацима процеса мапирања пута. Основни циљ је да грађани буду у улози власника процеса енергетске транзиције. Градска управа треба да функционише као систем подршке за спровођење транзиционог процеса: разматрање енергетских питања кроз партиципаторно бек-кастинг планирање и приступе управљања транзицијом.

Методологија укључивања заинтересованих страна је базирана на примени принципа четвороструке спирале и посвећеност свих актера. Из тог разлога, Транзициони тим је спровео анлаизу актера, узвеши у обзир 4 главна секторска стуба:

1. Градска управа
2. Истраживање и образовање
3. Привреда
4. Грађани

Узимајући у обзир потребе, специфичности и могућности, кроз пажљиво припремљен процес рада са заинтересованим странама, припремљен је модел акта којим ће се тежи да се учесници процеса обавежу да ће бити укључени у спровођење Мапе пута.

Циљ израде Мапе пута је анализа тренутног стања у оквиуру дефинисаних граница анализираног система (територије града и релевантних сектора града за израду Мапе пута), дефинисање и анализа сценарија уз укључивање:

1. Доступних података о енергетском сиромаштву, потражњи за енергијом, загађењу ваздуха и климатским променама,
2. Закључака добијених из процеса партиципације (али и из широке анкете, и сл. ),
3. Визије, активности и кључних индикатора учинка за праћење и евалуацију који ће произаћи из закључака и спроведеног бек-кастинг процеса.

## 2 КЉУЧНЕ ТАЧКЕ ИЗРАДЕ МАПЕ ПУТА

Климатске промене представљају тренутни изазов не само за град Ниш већ и за ЕУ и свет, и представљају главни покретач енергетске транзиције у свету. Пропагирање зелене агенде на националном нивоу је у секторима привреде, инвеститора и потрошача је још увек у повоју. Град Ниш је показао иницијативу да заузме конкретне кораке како би се борио са климатским променама, а што је још важније, кроз пројекат ТОМОРРОЊ, показао је амбиције да на плански и уређен начин достигне ниво нето нулте емисије до 2050. године.

Мапа пута енергетске транзиције града до 2050 године треба да предвиди могуће кораке и правце развоја града и помогне доносиоцима одлука да омогуће достизање енергетске и климатске неутралности града до 2050. године, под различитим околностима. Како је град Ниш повезан тржишно и енергетски пре свега са остатком државе али и са регионом, ЕУ и светом, доносиоци одлука ће морати да прате промене на тржишту енергетике и енергетских

технологија, врше ревизију планских активности и доносе нове одлуке у складу са актуелном ситуацијом.

Према енергетском билансу града из 2020. године, у граду је најзначајнија потрошња електричне енергије која чини 43,3% укупне потрошње са 743.868,0 MWh годишње, након чега следе биомаса биомаса са 22,1% (380.201,3 MWh), а приближно једнака количина енергије утрошена је коришћењем дизел горива 236.320,7 MWh (13,8%) и за потребе снабдевања топлотном/расхладном енергијом (грејање/хлађење) 229.176,8 MWh (13,3%). Електрична енергија која се користи у граду дистрибуира се преко националне електро-дистрибутивне мреже а производи се скоро потпуно у електранама ван територије града. Ипак, града треба да предузме одговарајуће мере у смислу декарбонизације електро-сектора и пратећих ланаца вредности. У оквиру енергетске транзиције усмерене ка нето нултој потрошњи енергије и нето нултој емисији гасова са ефектом стаклене баште (GHG), може се очекивати формирање нових тржишта и могућности за економски раст, што може да представља и прилику за економски раст града. На тржишту где расте потреба за решењима одрживог развоја, град, заједно са универзитетом и истраживачим капацитетима које поседује, може да се позиционира као пружалац технологије и место тестирања иновативних решења.

На основу података из Плана развоја града Ниша за период од 2021. до 2027. године, може се очекивати раст енергетских потреба, (зелених) технологија за снабдевање енергијом и развој мреже, што ће утицати на енергетску транзицију града. Са тим у вези, може се очекивати следеће:

- Раст потребне електричне енергије у предстојећем периоду до 2050. године, услед економског раста, дигитализације, електрификације транспорта и дигитализације и електрификације других сектора;
- Производња електричне енергије применом соларних система и система за складиштење енергије ће постати доступнији и јефтинији на тржишту, али и ефикаснији захваљујући напорима у области истраживања и развоја на светском нивоу и кретањима и предвиђањима раста тржишта соларних система на светском нивоу;
- Дистрибуирани енергетски извори (за локалну производњу енергије са могућношћу дистрибуције преко јединствене дистрибутивне мреже) ће скоро сигурно постати незаобилазни фактор градског система снабдевања енергијом, а тиме и националног енергетског система.

Са тим у вези, формирано је неколико сценарија, који покушавају да предвиде могуће будуће правце развоја града за достизања климатске неутралности до 2050. године, који покушавају да дају смернице развоја и дефинишу кључне тачке које могу да помогну граду на путу енергетске транзиције под различитим околностима.

У Зеленом сценарију, зелене енергије технооологије и дигиталних технологија у енергетици су увелико присутне на тржишту и масовно се користе у граду. Зелена енергија и дигиталне технологије се брзо развијају и су употпуњене снажном глобалном синергијом. Град Ниш је у стању да постигне разноврсност мешавина снабдевања у 2050. са увозом електричне енергије и декарбонизованим водоником као главним факторима. Разноврсни портфолио извора и локални резервни капацитет чине увоз електричне енергије сигурном и приступачном опцијом снабдевања, док глобални развој доприноси да декарбонизовани водоник постоаје све конкурентнији. Геотермална и соларна енергија се додају мешавини као два кључна обновљива извора енергије доступна на територији града. Неопходан ће бити развој и имплементација интелигентне мреже способне за одржавање стабилности и

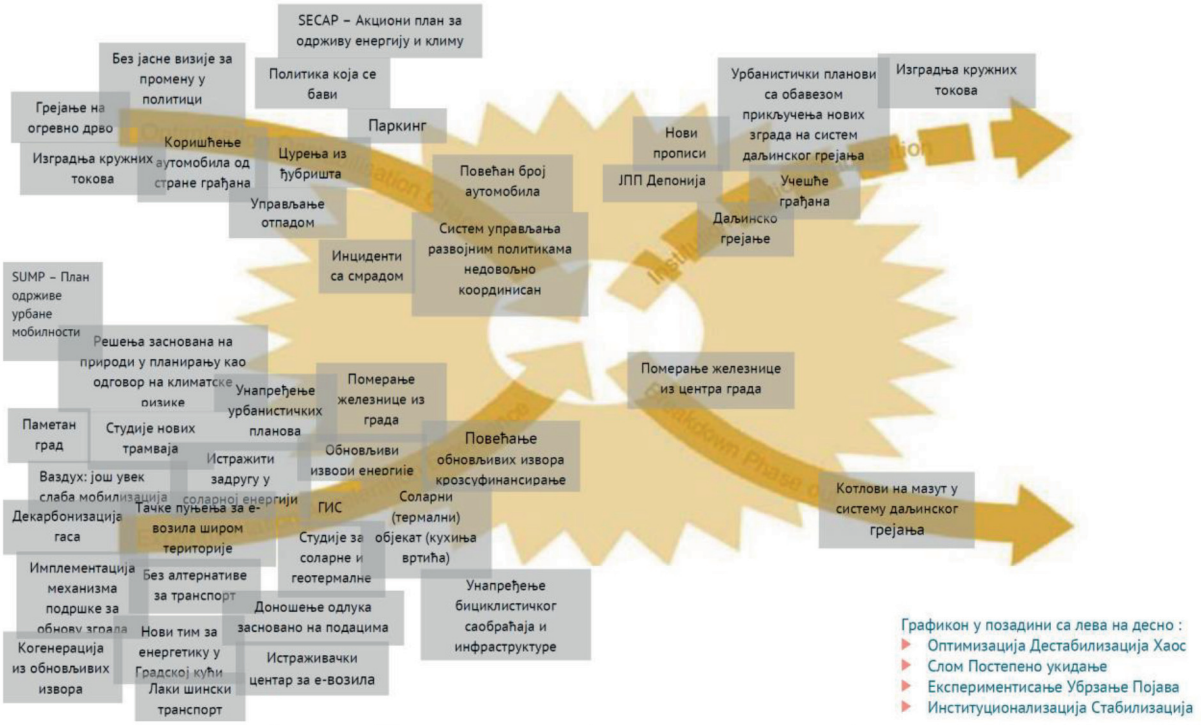
поузданости система у условима локалне дистрибуиране производње енергије. Примена паметних технологија као што су вештачка интелигенција (AI) и машинско учење (ML), паметна мрежа има предност захваљујући флексибилности дистрибуираних произвођача и стога оптимизује систем на локалном нивоу, смањење укупни капацитет мреже и трошкова. Потребно је активно управљање растом укупне потражње електричне, а амплитуде у флуктуирајућем профилу потражње се могу смањити применом локалне дистрибуиране производње енергије, што омогућава и олакшава планирање мреже. Такође, може се предвидети да ће већи део крајњих корисника бити енергетски независтан, или скоро енергетски независтан, те да ће дигиталним технологијама за проактивно управљање потрошњом у складу са сопственим приоритетима и потребама омогућити мање флуктуације мреже снабдевања енергијом.

У сценарију стагнације глобално интересовање за климатске промене опада, те долази до стагнације у технолошком развоју енергетских решења усмерених ка декарбонизацији, а самим тим и до недостатка зелених технолошких решења на тржишту. Како на територији града нема значајније производње електричне енергије град мора, као и до сада, у великој мери да се ослања на преузимање електричне енергије из националне електродистрибутивне мреже, а можда чак и на енергију из увоза. Раст броја система за локалну дистрибуирану производњу зелене енергије минималан. Ниво технолошких решења је на нижем нивоу, користе се превасходно решења стандардне праксе. У за релативно мали број дистрибуираних произвођача енергије, примена дигиталних близанаца и других алата за моделовање и симулацију омогућава робусно планирање мреже и оптимизацију мреже, чиме се решавају проблеми узроковани локалном дистрибуираном производњом. Уштеде од ове оптимизације помоћи да се смањи трошак развоја резервног капацитета за заштиту од непредвидљивости у понуди и потражњи. Велики крајњи корисници обично користе микро-мреже за побољшање система, док истовремено стварају уштеде у трошковима или приходе. Оптимизација урађена унутар микро-мреже, омогућавају да се обликује профил потражње на нивоу система. У неким случајевима, потпуно самодовољне микро-мреже не захтевају резервну копију из комуналне мреже, што доводи до значајне уштеде трошкова за цео систем.

У сценарију умереног развоја нових зелених технологија и дигиталних решења у енергетици, врши се успорени развој зелених технологија, али технолошка решења се ипак појављују и доступна су на тржишту. У ЕУ се користи „зелени“ водоник (настао производњом без емисије гасова са ефектом стаклене баште), мења природни гас. Цена водоника пада са порастом примене и глобалног тржишта, те је ова технологија доступна и у Нишу. Преузимање енергије из националне мреже и даље постаји, али је удео у енергетском билансу веома мали. Постоји диверсификованост у погледу примене зелених технологија и обновљивих извора енергије у граду. Примена вештачке интелигенције на нивоу енергетске мреже је на завидном нивоу, што доприноси оптимизацији мрежи и употреби различитих енергетских ресурса аутономним доношењем одлука на нивоу мреже, могуће је контрола децентрализованих удружених произвођача енергије по принципу виртуалне електране. Опада потражња за енергијом захваљујући подизању нивоа енергетске ефикасности и међу енергетским конзументима на свим нивоима. На основу уштеда остварeним применом мера енергетске ефикасности, индустрија улаже у дигитална решења за оптимизацију својих пословних процеса. Мањи корисници добијају приступ мулти-енергетским решењима и диференцијалној цени енергије, што их подстиче да учествују активније у процесу достизања енергетске независности и одрживости града.

Сва три сценарија подразумевају одређене претпоставке везане за развој зелених и дигиталних технологија али и развој домаћег и међународног тржишта зелене енергије у

периоду до 2050. године. Сва три сценарија подразумевају различите могуће правце развоја за достизања нето нулте емисије на нивоу града до 2050. године.

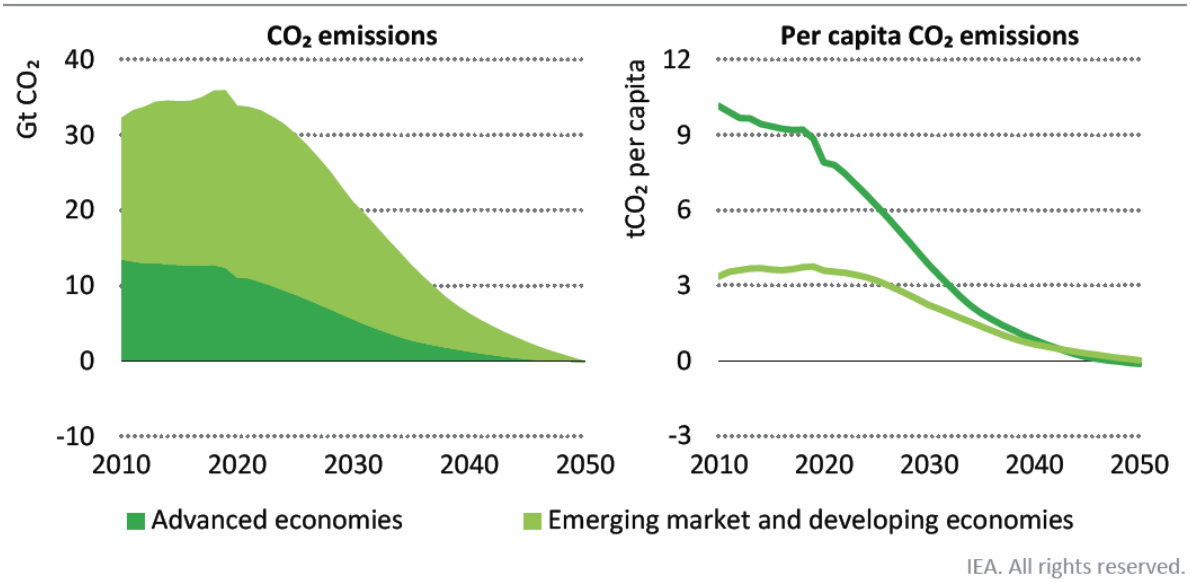



*Слика 1 Х крива према бацк-цастинг методологији*

## 3 БУДУЋЕ СТАЊЕ ГРАДА НАКОН ИСПУЊЕЊА ПОСТАВЉЕНИХ ЦИЉЕВА

Достизање циља нето нулте потрошње енергије или нето нулте емисије угљендиоксида до 2050. Године је такав да мора да укључи низ акција чији су актери сви градски сектори. Такође, један од пратећих циљева може да буде и елиминисање емисија метана, које се у граду могу довести у везу са складиштењем отпада, а делимично и са сточним фондом у руралним областима.

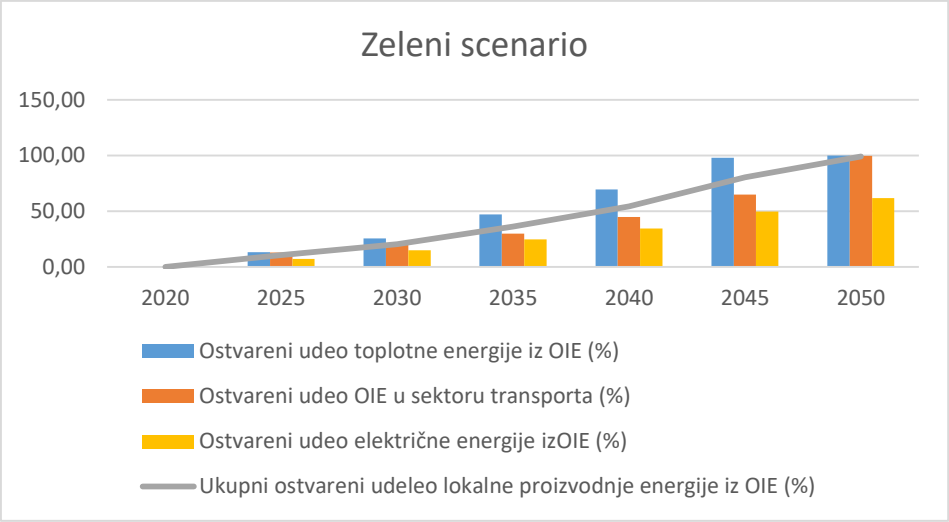
Глобалне емисије CO2 везане за енергију и индустријске процесе у према глобалним циљевима нето нулте емисије падају на око 21 Gt CO2 у 2030. и на нето-нулу у 2050. године. Емисије CO2 у напредним економијама у целини падају на нето нулу до око 2045. и ове земље заједно уклањају 0,2 Gt CO2 из атмосфере 2050. Емисије на неколико појединачних тржишта у развоју и економије у развоју такође падају на нето нулу много пре 2050. године, али у целини постоје око 0,2 Gt CO2 преосталих емисија у овој групи земаља 2050. године .




*Слика 2 Предвиђања глобалног пада емисије CO2 за напредне економије до 2045. године и глобално до 2050. године, са специфичним вредностима емисија по главни становника [2]*

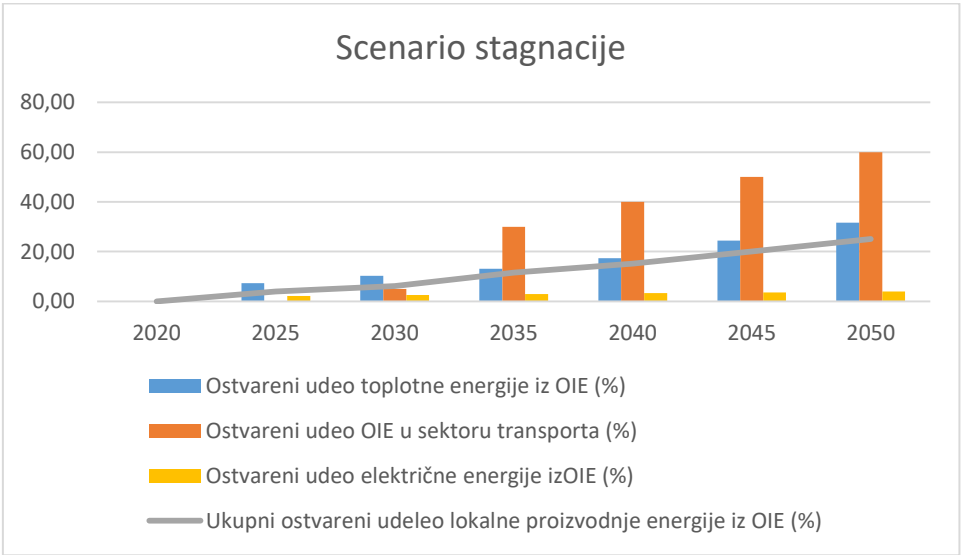
Стање града на крају процеса енергетске транзиције је разматрано кроз 3 сценарија, где се претпоставља могући ток глобалне енергетске транзиције, ток истраживања и развоја декарбонизационих технологија, међународна сарадња у погледу енергетске транзиције и могући ток енергетске транзиције и стање града у складу са глобалним дешавањима:

**Зелени сценарио** – глобална иницијатива декарбонизације и енергетске транзиције је ујединила цео свет у борби против климатских промена, што доводи до брзог развоја кључних енергетских технологија, удружене међународне акције и сл. Енергетика и дигиталне технологије се веома брзо развијају и постају широко доступне на тржишту кору јаку глобалну међународну сарадњу. У оваквим условима, национални контекст је такав да максимално стимулише енеретску транзицију и имплементацију нових технолошких решења доступних на тржишту, те се енергетска транзиција одвија веома успешно и брзо. У оквируовог сценарија, може се претпоставити унапређење енергетске ефикасности технологија за коришћење обновљивих извора енергије, али и решавање проблема стохастичке производње енергије применом обновљивих извора енергије развојем технологија за дугорочнуну акумулацију енергије и дигиталих решења за билансирање флуктуација у мрежи.Слике и табеле у тексту треба да буду нумерисане и да имају назив.




*Слика 3 Пројекција промене удела локално произведене енергије добијене из обновљивих извора у току времена*

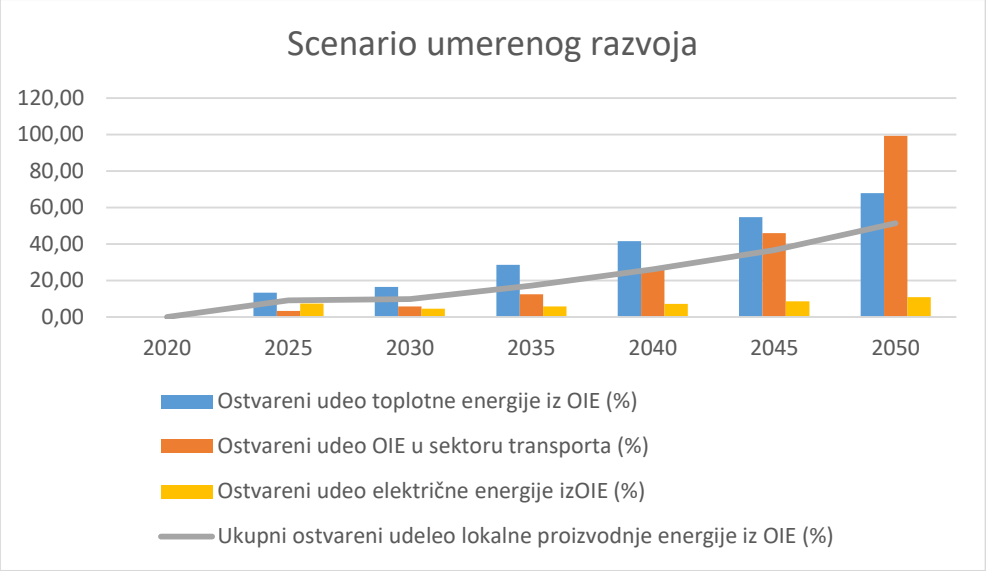
**Сценарио стагнације** – глобална иницијатива декарбонизације и енергетске транзиције за борбу против климатских промена постоји, али је стање на тржишту такво да има премало позитивних резултата истраживања и развоја, те је присутна стагнација у погледу технолошког развоја зелених технологија и дигитализације у енергетици. Тржиште чекадостизање зрелости зелених енергетских технологија и зелених дигиталних решења, те се енергетска транзиције врши углавном применом технолошких решења који је приближан данашњем нивоу технолошког развоја. И даље су актуелни проблеми флуктуација мреже који уносе системи за локалну дистрибуирану производњу енергије применом обновљивих извора, као и проблеми са билансирањем мреже и акумулацијом енергије.




*Слика 4 Пројекција промене удела локално произведене енергије добијене из обновљивих извора у току времена*

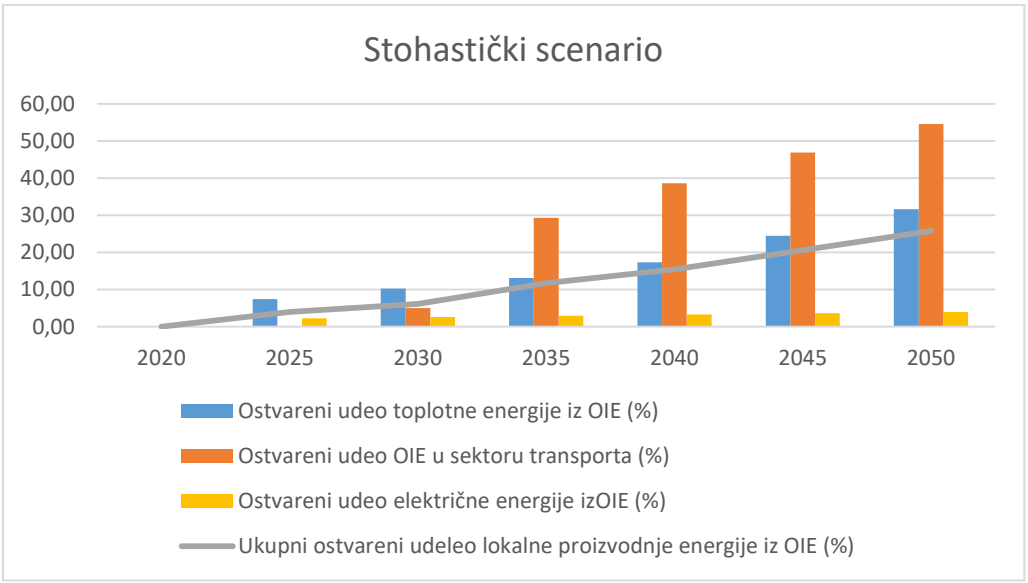
**Сценарио умереног развоја** – свет је геополитички подељен у настојањима да се реализује енергетска транзиција и декарбонизација глобалног друштва. Истраживање и развој у

области зелених технологија и дигиталних зелених решења напредују. У оваквим околностима, држава, па самим тим и град су приморани да сами имплементирају нарентабилније мере енергетске транзиције.




*Слика 5 Пројекција промене удела локално произведене енергије добијене из обновљивих извора у току времена*

**Стохастички сценарио** – Енергетска транзиција се не одвија плански у граду, као ни на националном нивоу. Примењују се спорадична решења, а не системска, те нема синергијског ефекта. Нема значајног напредка у погледу технолошког развоја енергетских технологија.




*Слика 6 Пројекција промене удела локално произведене енергије добијене из обновљивих извора у току времена*

Ради остваривања циљева и достизања жељеног стања града, потребна је промена модела понашања. Очекивања су да промене понашања могу да смање потрошњу енергије за 10%

годишње, а без промене понашања и овог смањења потрошње енергије достизање угљеничне неутралности до 2050. године неће бити могуће. Потребно је створити услове за промене у снабдевању енергијом, одржавању и управљању мрежом и промене са стране потрошње енергије у свим секторима. Поред тога, утицај на енергетску транзицију имаће глобална дешавања и развој технологије.

## ЗАКЉУЧАК

Ради остваривања циљева и достизања жељеног стања зеленог града, потребна је промена модела понашања грађана и других актера и заинтересованих снага, али и доносиоца одлука. Потребно је створити услове за промене у снабдевању енергијом, одржавању и управљању мрежом и промене са стране потрошње енергије у свим секторима, стварањем плодног амбијента за енергетску транзицију са стране државе , локалне самоуправе и доносиоца одлука из сектора индустрије. На основу прегледа сценарија, јасно је да ће град морати да настави да се снабдева макар делом електричне енергије из мреже, али ће по претпоставци имати могућност избора електричне енергије произведене без емисије угљендиоксида, а да би се енергетска транзиција спроводила у правом смеру,, потребно је:

-Развој и унапређење система снабдевања града енергијом - стратешки развити диверсификован портфолио партнерстава за снабдевање електричном енергијом из обновљивих избора, како би се осигурали сигурност снабдевања и избегавање претераног ослањања снабдевача. Искористити могућност производње електричне енергије из биомасе.

-Стварање амбијента за максималну употребу соларних система са акумулацијом енергије - важно је да град препозна значај, могућности и предности соларне енергије и да постоји системски приступ тражења нових иновативних решења за употребу соларних система. Ради што боље искоришћености соларне енергије, потребно је да се изради Катастар соларних кровова и локација на територији града Ниша. Потребно је такође створити амбијент за масовнију употребу акумулатора енергије, при чему је технологија Ли-Ион батерија достиже технолошку зрелост, те се може очекивати пад инвестиционих улагања у овакве сисеме.

-Позиционирање града на тржишту ниско-угљеничних алтернативих могућности снабдевања. Град Ниш је енергетски веома завистан и снабдева се енергијом која се не производи на територији града, те је потребно константно тражити могућа алтернативна решења за снабдевање декарбонизованом енергијом.

-Учествовање на тржишту емисија. Према Зеленој агенди, на националном нивоу креће обрачунавање и наплата за емисије угљендиоксида у скоријој будућности. На свом путу енергетске транзиције, потребно је сагледати и овај аспект како би се у сваком тренутку доносиле одлуке за имплементацију најрентабилнијих решења.

-Стварање мреже која спремне за масовну локалну дистрибуирану производњу енергије. На основу тренутне националне законске регулативе већ сада је предвиђена могућност локалне децентрализоване производње енергије и предаја вишкова енергије мрежи, а може се очекивати да ће се овакав тренд наставити.

-Активно управљање растом енергетских потреба. Енергетска транзиција града, с опбзиром на раст енергетских потреба у складу са растом популације и жељеним економским развојем, треба да обезбеди декарбонизацију енергетског сектора, и у условима раста града, што захтева активно планирање и буџетирање потрошње енергије. Неопходна је примена мера енергетске ефикасности, нарочито у енергетски интензивним индустријским постројењима, али и код свих потрошача генерално, како би се успоставиле одговарајуће

синергије, Потребно је урадити Катастер геотермалних потенцијала на територији града Ниша, и ускладити ове податке са урабнистичким условима и развојним плановима града.

-Оптимизација потрошње енергије свих потрошача на територији града. Потребно је припремити мрежу за брзи оцив у случају вршних оптерећења насталих као последица масовне коришћење паметних дигиталних технологија за управљање енергетским системима са стране потрошача. Коначно, потребно је формирати обједињени катастар потенцијала Обновљивих извора енергије града са подацима о локацијама погодним за зграде нето нулте потрошње енергије применом активних и пасивних енергетских система.

-Развој и употреба зеленог водоника за производњу електричне енергије

Дугорочно, водоник са ниским садржајем угљеника ће такође бити кључ за декарбонизацију глобално, према тренутним прогнозама. Енергетски сектор града потенцијално може играти главну улогу у будућем националном снабдевању. Још једна од могућности је стварање услова за истраживање и развој на локалном нивоу како би се развила водонична решења која одговарају потребама града.

## ЛИТЕРАТУРА


[1] Net Zero by 2050, A roadmap for the global energy sector, International Energy Agency, 2021
[2] Енергетски биланс Града Ниша за 2020. годину, Универзитет у Нишу, Машински факултет, 2022
[3] План развоја града Ниша за период од 2021. До 2027. Године
[4] Акциони план одрживог енергетског развоја града Ниша СЕАП НИШ, 2014
[5] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројектцијама до 2030. године (“Сл. гласник РС”. 101/15).
[6] Уредба о утврђивању Програма остваривања Стратегије развоја енергетике републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године за период 2017. до 2023. године ( (“Сл. гласник РС ” 104/17).
[7] Закон о енергетици (“Сл. гласник РС ”. 145/14)
[8] Закон о енергетици (“Сл. гласник РС ”. 145/2014 и95/2018 – други закон).
[9] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије (Сл. гласник РС. 40/21)
[10] Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије (Сл. гласник РС. 40/21)
[11] Закон о климатским променама (Сл. гласник РС, бр. 26/21)
[12] Уредба о утврђивању граничних вредности годишње потрошње енергије на основу којих се одређује која привредна друштва су обвезници система енергетског менаџмента, годишњих циљева уштеде енергије и обрасца пријаве о оствареној потрошњи енергије (“Сл. гласник РС. 18/16)
[13] Правилник о обрасцу годишњег извештаја о остваривању циљева уштеде енергије (“Сл. гласник РС“ бр. 32/16 и 65/18)
[14] Правилник о начину спровођења и садржини програма обуке за енергетског менаџера, трошковима похађања обуке, као и ближим условима, програму и начину полагања испита за енергетског менаџера (“Сл. гласник РС“ бр. 12/15)
[15] Уредба о утврђивању Програма финансирања активности и мера унапређења ефикасног коришћења енергије у 2019. години (“Сл. гласник РС“ бр. 4/19)
[16] Правилник о условима за расподелу и коришћење средстава Буџетског фонда за унапређење енергетске ефикасности Републике Србије и критеријумима за изузимање од обавезе вршења енергетског прегледа (“Сл. гласник РС“ бр. 12/19)

# АУТОМАТИКА СИСТЕМА ГРЕЈАЊА (НИ)ЈЕ СКУПА?

Проф. др Милан Ристановић
Универзитет у Београду - Машински факултет, Београд, Србија
mristanovic@mas.bg.ac.rs

**РЕЗИМЕ**

*У раду се кроз два примера реализованих система аутоматског управљања система грејања даје аргументација за примену и инвестирање у модерне системе аутоматског управљања. Показује се, да ако су термотехничке инсталације добро пројектоване и исправно изведене, остварене уштеде у кратком року оправдају улагање.*

**Кључне речи**: *системи аутоматског управљања; ЦСНУ;SCADA; главни пројекат;*

## УВОД

Вечита дилема је везана за значај аутоматског управљања у системима грејања. Инвеститори много боље разумеју улагање у машински део инсталација из више разлога, најпре, свесни да без извора топлоте, дела система за пренос топлоте (цевни водови, пумпе) и коначно дела за предају топлоте не могу да имају грејање у простору. Осим тога, само физичко присуство машинске опреме релаксира инвеститора и даје уверење о исправности инвестирања.
С друге стране, лаику није очигледна улога система аутоматског управљања, нити ју је на први поглед могуће сагледати. Осим контролера, сензора, покретача и диспечерског рачунара, у позадини су алгоритми управљања који вредно раде у реалном времену, реализујући технологију прописану главним машинским пројектом.
Осим тога, поуздан, сигуран и безбедан рад термотехничке опреме и система није могућ без аутоматике.
Такође, потребна количина топлоте за загревање простора није увек иста и зависи од спољне температуре, утицаја ветра, сунчевог зрачења, унутрашњих извора топлоте и др. Усклађивање учинка грејних тела и извора топлоте у складу са променљивом потребом топлоте се решава аутоматским управљањем.
У овом реду ће се кроз два реализована пројекта на сликовит начин дочарати улога система аутоматског управљања у системима грејања, као и дати поређење вредности инвестиције са реалним добицима.

## 2 РЕКОНСТРУКЦИЈА АУТОМАТИКЕ СИСТЕМА ГРЕЈАЊА МАШИНСКОГ ФАКУЛТЕТА У БЕОГРАДУ

Систем грејања на Машинском факултету у Београду је потпуности реконструисан пре 20 година. Најпре је у периоду 2002-2003. израђен главни машински пројекат, на основу кога је извршено расписивање тендера. Реконструкција је започета 2004. године, након завршетка грејне сезоне, а систем је комплетно завршен и технички примљен 2006. године.
Укупна нето грејана површина је око 33.500 $m^2$. Систем се састоји од три подстанице за грејање и 7 клима комора за вентилацију и грејање простора. Укупан прорачунски топлотни конзум је 3,207 MW, а инсталисана су два размењивача топлоте укупне снаге 3,5 MW.
Уграђене су фреквентно регулисане центрифугалне пумпе. Изведена је централна регулација топлотних подстаница, тако да се управља температура воде у разводу секундара према задатој кривој грејања. Уграђене су термостатске главе на свим радијаторским вентилима. Инсталирана су мерила утрошене топлоте. Реализован је централни систем назора и управљања.
Узимајући у обзир чињеницу да је систем пројектован пре 20 година, са тада доступном технологијом аутоматског управљања, као и да је реализација завршена неку годину касније, настали су следећи проблеми:

- Истекла подршка за оперативни систем Windows XP на коме се извршава SCADA.
- Истекле софтверске лиценце – немогућност обнове.
- Немогућност набавке резервних делова.
- Превазиђен концепт серијске комуникације између контролера.
- Реална опасност останка без могућности надзора и управљања система.
- Повећање трошкова енергије за грејање по утрошку услед губитка функционалности аутоматике.

*Табела 1. Енергија за грејање у претходних 10 зимских сезона*

| Енергија за грејање у претходних 10 зимских сезона | | | |
|---|---|---|---|
| **Сезона** | **Енергија [MWh]** | **Умањење [%]** | **Напомена** |
| 2013/2014 | 3.935,95 | 6,55% | |
| 2014/2015 | 4.455,31 | 17,45% | Није било прекида грејања за НГ празнике |
| 2015/2016 | 4.585,21 | 19,79% | |
| 2016/2017 | 2.902,63 | -26,71% | |
| 2017/2018 | 4.422,92 | 16,84% | |
| 2018/2019 | 4.211,91 | 12,68% | |
| 2019/2020 | 3.816,38 | 3,63% | Искључено грејање због пандемије |
| 2020/2021 | 4.586,24 | 19,80% | |
| 2021/2022 | 4.856,31 | 24,26% | |
| 2022/2023 | 3.678,00 | | Извршена реконструкција аутоматике грејања |

| | | |
|---|---|---|
| Просечна потрошња енергије у претходних 9 зимских сезона, без 2022/23 | **4.196,98** | 12,37% |

Претходно наведено је индуковало следеће захтеве пројекта:

- Комплетна замена ЦСНУ-а: контролери и диспечерски рачунар са SCADA-ом.
- Прелазак на модерне комуникационе протоколе између контролера (Ethernet).
- Задржавају се ормани аутоматике и нисконапонска опрема – уграђују се нови контролери.

Коначно, циљ пројекта је:

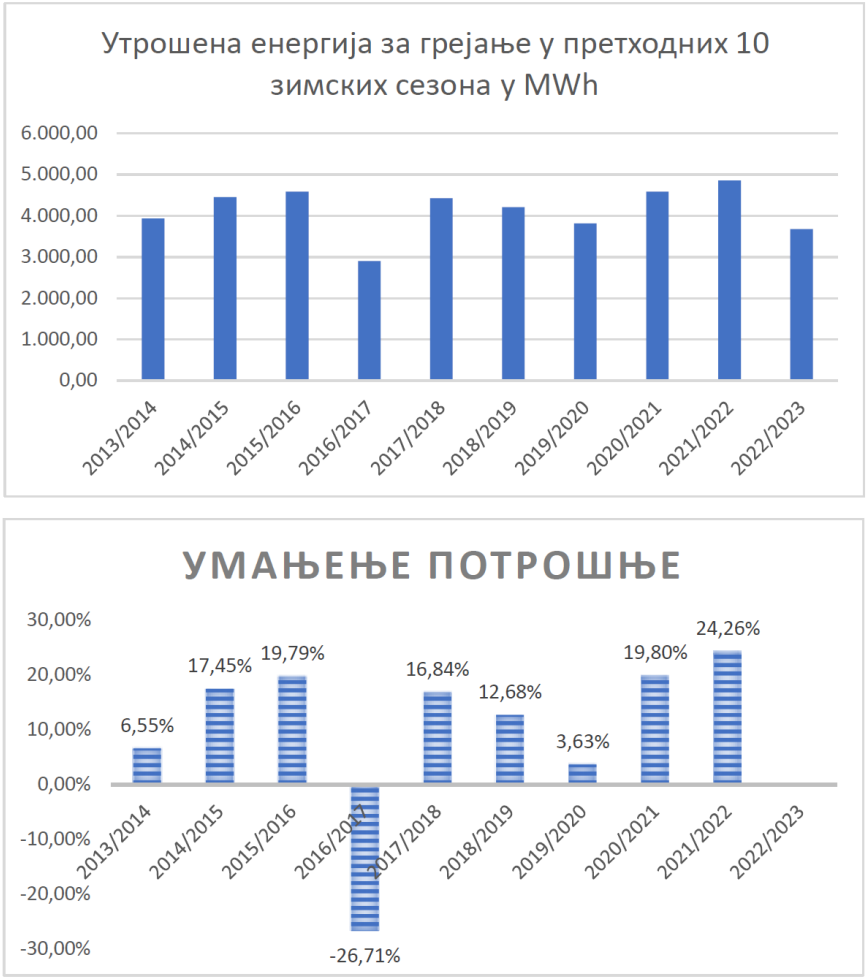
- Реконструкција постојећег система у циљу повећања ефикасности и поузданости у раду у делу аутоматског управљања.

Радови на реконструкцији система су трајали два месеца, а изведени су у току грејне сезоне 2021/22.

У Табели 1 су приказани измерени подаци о стварној утрошеној енергији за грејање у претходних 10 сезона.

Уочава се, да је потрошња у сезони 2022/23., након реконструкције аутоматике грејања, 12,37% мања у односу на просек претходних 9 године (без 2022/23.).

На слици 1 су графички илустровани подаци из Табеле 1.




*Слика 1 Утрошена енергија за грејање у претходних 10 сезона и умањење потрошње у односу на претходне грејне сезоне.*

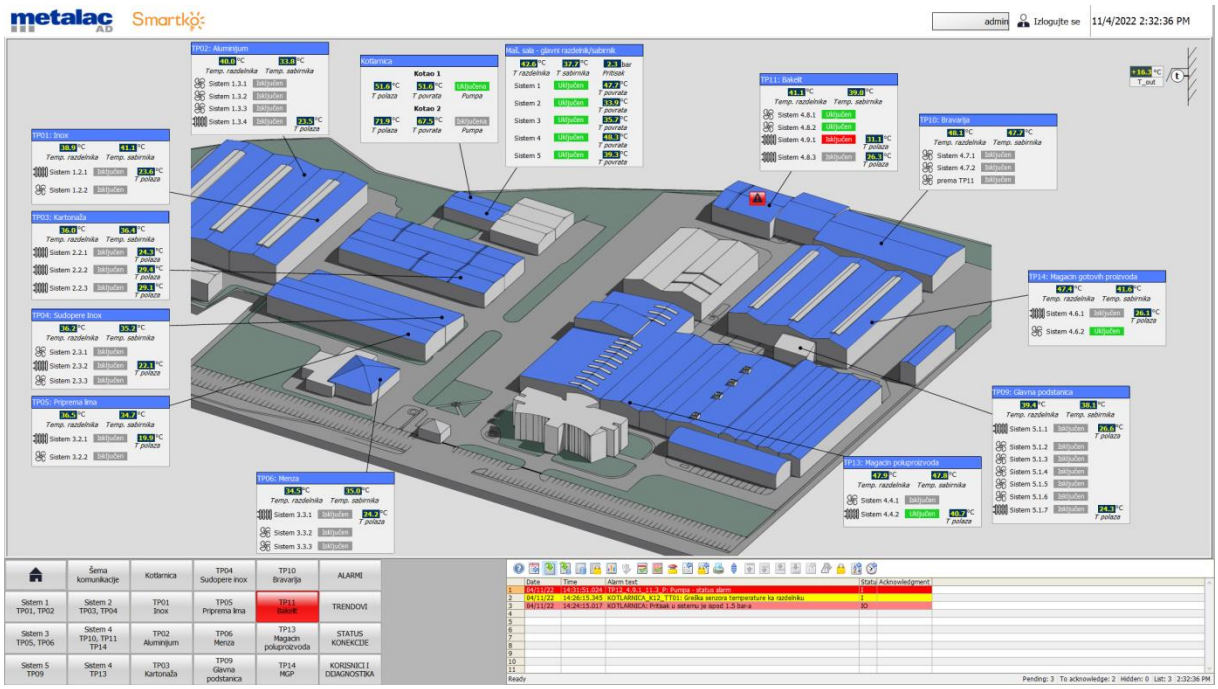
Укупна инвестиција (опрема и радови) су износили 33.000 евра, а остварени су следећи бенефити:

- Успостављен је функционалан и управљив систем.
- Остварена је уштеда у грејној сезони 2022/23 од 12,37%.
- Уштеда у новцу кроз смањену утрошену енергију: око 53.500 евра (просечни годишњи рачун за грејање износи око 400.000 евра).

## 3 РЕКОНСТРУКЦИЈА СИСТЕМА ГРЕЈАЊА ФАБРИКЕ МЕТАЛАЦ АД ГОРЊИ МИЛАНОВАЦ

Систем грејања у фабрици Металац АД Горњи Милановац је пројектован и изведен пре више од 30 година. Првобитно, као извор топлоте коришћени су котлови на угаљ, који су пре 20 година замењени котловима на природни гас.

Растом и развојем фабрике, као и увођењем нових производних погона, укупна грејања површина је нарасла на око 30.000 $m^2$. Систем грејања се сада састоји од котларнице и 11 подстаница за грејање, слика 2. Развој фабрике није одговарајуће испраћен планским проширењем система грејања, одн. у ту сврху није рађен главни машински пројекат.




*Слика 2 Почетни екран SCADA-е система грејања у фабрици Металац АД.*

Горенаведено је довело до следећих проблема:

- Озбиљно нарушена хидраулика система доградњом и увећањем конзума.
- Недовољан капацитет појединих делова система.
- Амортизован систем - већи део опреме је старији од 30 година.
- Велика вероватноћа отказа елемената система.
- Нема заштите хладног краја котла.
- Нема одговарајуће хемијске припреме воде за допуну.
- Систем за одржавање притиска амортизован и нефункционалан.
- Нема режима ограниченог грејања (викенд, празник, заштите од смрзавања).

- Немогућност засебног грејања појединих погона.
- Непостојање ЦСНУ-а.

Услед растућих цена енергената и потенцијалне кризе у снабдевању електричне енергије и земног гаса, руководство компаније Металац АД је пред пројектанте изнело следеће захтеве за реконструкцију система:

- Могућност грејања засебних целина у фабрици.
- Повећање аутономности система - раздвајање грана на секундарним подстаницама.
- Повећање поузданости и трајности котлова заштитом хладног краја.
- Управљање температуре полазних водова по кривој грејања.
- Аутоматско одржавање притиска и хемијска припрема воде.
- Уградња фреквентно регулисаних циркулационих пумпи новије генерације.
- Централни систем за надзор и управљање.

Циљ пројекта је:

- Реконструкција постојећег система грејања у циљу повећања ефикасности и поузданости у раду, нарочито у делу циркулације и аутоматског управљања.

На основу захтева, одређене су следеће границе пројекта:

- Реконструкција постојећег система у делу котларнице, спољашњег развода и секундарних подстаница.
- Задржавају се постојећи котлови на природни гас: 2 x 3,6MW MIP Timo GF3600
- Замена грејних тела је предвиђена у другој фази реконструкције.
- Границе пројекта аутоматског управљања су машинске инсталације закључно са разводним орманима аутоматике.

Цена главног пројекта (машинство + аутоматика) је износила 17.000 евра, а рок за доставу пројекта је био 105 календарских дана. Главни пројекат машинских инсталација и главни пројекат система аутоматског управљања су израђени 2021. године.

Након израде главних пројеката, приступило се избору извођача за машинске инсталације и аутоматику, што је одредило коначну вредност инвестиције:

- Укупна инвестиција: 424.000 €
- Пројектна документација: 17.000 € (4% од укупне вредности инвестиције)
- Машинске инсталације: 325.000 €
- Аутоматика: 82.000 €

Радови на реконструкцији система су трајали од маја до септембра 2022. године.

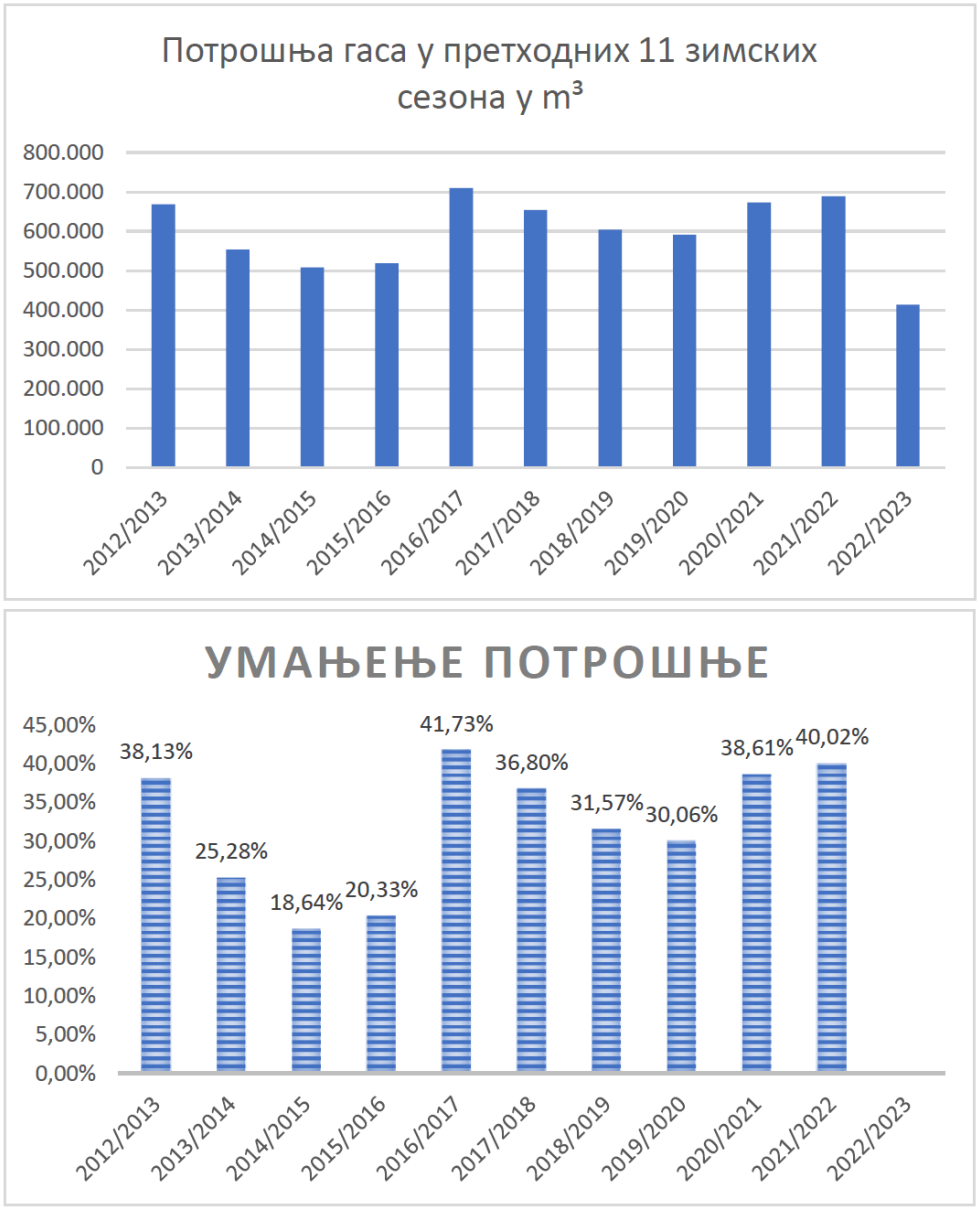
У Табели 2 су приказани измерени подаци о стварној утрошеној енергији за грејање у претходних 11 сезона.

Уочава се, да је потрошња у сезони 2022/23., након реконструкције аутоматике грејања, 33% мања у односу на просек претходних 10 година (без 2022/23.). На слици 3 су графички илустровани подаци из Табеле 2.

*Табела 2. Потрошња природног гаса за грејање у претходних 11 зимских сезона*

| Потрошња гаса у претходних 11 зимских сезона (октобар-март) | | | |
|---|---|---|---|
| **Сезона** | **Потрошња гаса [m³]** | **Умањење [%]** | **Напомена** |
| 2012/2013 | 668.262 | 38,13% | |
| 2013/2014 | 553.384 | 25,28% | Периодично је коришћен угаљ за потребе грејања |
| 2014/2015 | 508.192 | 18,64% | |
| 2015/2016 | 518.949 | 20,33% | |
| 2016/2017 | 709.558 | 41,73% | |
| 2017/2018 | 654.256 | 36,80% | |
| 2018/2019 | 604.232 | 31,57% | |
| 2019/2020 | 591.138 | 30,06% | |
| 2020/2021 | 673.477 | 38,61% | |
| 2021/2022 | 689.319 | 40,02% | |
| 2022/2023 | 413.471 | | Извршена реконструкција грејања |

| | | |
|---|---|---|
| Просечна потрошња гаса у претходних 10 зимских сезона, без 2022/23 | **617.077** | 33,00% |




*Слика 3 Потрошња природног гаса за грејање у претходних 11 сезона и умањење потрошње у односу на претходне грејне сезоне.*

Реконструкцијом система грејања, Металац АД је остварио директне бенефите:

- Бенефити од главног пројекта:
  - Инвеститор зна шта добија, може да управљање набавком, трошковима.
  - Унифицирање опреме аутоматике са осталом опремом у погонима.
- Уштеда у грејној сезони 2022/23.: 58.400 евра.
- Директор извршног одбора за развој и дигитални маркетинг:
  „*Вероватно до сада, пројекат за најбољим ROI, и у правом тренутку.*“

Охрабрени остваренim резултатима, Металац АД је ставио у план за наредни период реконструкцију грејних тела у производним погонима и увођење аутоматског управљања по простору, као и увођење Energy Management System-а читаве фабрике.

## ЗАКЉУЧАК

За успешну примену система аутоматског управљања неопходно је имати квалитетан главни пројекат машинских инсталација. Дефинисањем јасног пројектног задатака и израдом главног пројекта система аутоматског управљања могуће је доћи до оптималног решења у смислу концепта управљања, вредности инвестиције, имплементације, обуке корисника, експлоатације и одржавања система у дугом временском периоду.
Аутоматика машинских инсталација може да произведе значајне уштеде у трошковима грејања, али не може да исправи погрешно пројектован или изведен систем.
У поређењу са ценом изградње новог или реконструкције постојећег система грејања, цена имплементације система аутоматског управљања мала, а инвестиција се оправдава повраћајем улагања у кратком периоду.

## ЛИТЕРАТУРА

[1] Влајковић Н.: *Машински пројекат реконструкције термотехничких инсталација у делу котларнице, спољног развода и секундарних подстаница у фабрици Металац АД Горњи Милановац*, ПЗИ, 2021.
[2] Ристановић М.: *Пројекат централног система за надзор и аутоматко управљање термотехничких инсталација у делу котларнице, спољног развода и секундарних подстаница у фабрици Металац АД Горњи Милановац*, ПЗИ, 2021.

# КОРИШЋЕЊЕ УРБАНИХ ВОДЕНИХ ЦИКЛУСА КАО ИЗВОРА ТОПЛОТЕ ЗА СИСТЕМЕ ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА

Проф. др Милош Бањац, Марија Василев
Универзитет у Београду Машински факултет, Београд, Србија
mbanjac@mas.bg.ac.rs, mvasilev@mas.bg.ac.rs

**РЕЗИМЕ**

*Фосилна горива и даље представљају доминанте енергетске изворе за системе даљинског грејања. Покушаји декарбонизације ових система, преласком на коришћење биомасе наилазе на бројне тешкоће, од обезбеђивања одговарајућих количина овог енергента, упитности њене обновљивости и одрживости, па све до и даље присутних емисија $CO_2$, и емисија микро честица и других штетних материја приликом њеног сагоревања. Још мање су успешни, а и много ређи покушаји коришћења сунчеве енергије и њеног сезонског акумулисања. Због тога се за декарбонизацију ових система као најперспективнија намеће опција коришћења геотермалних топлотних пумпи. Као једна подваријанта ове опције, о којој се све више говори и која због својих предности почиње да улази и у практичну примену је опција да се уместо геотермалне енергије користи термичка енергија воде урбаних водених циклуса (питке и опадне воде). Због тога су у овом раду представљени основни принципи рада ових система и дата је упоредна анализа предности и недостатака њиховог коришћења.*

**Кључне речи**: *урбани водени циклуси, топлотна пумпа, систем даљинског грејања, декарбонизација*

## УВОД

Напори светске заједнице да се превазиђе проблем глобалног загревања и борба против климатских промена, између осталог су покренуле и глобалну енергетску транзицију. Најзначајнији резултати ове транзиције, са тенденцијом даљег најбржег и највећег пораста остварени су у производњи електричне енергије, те је за очекивати да ће у скорој будућности производња електричне енергије из обновљивих извора енергије (ОИЕ) бити довољна да покрије све досадашње потребе домаћинстава и индустрије као и будуће потребе транспорта, за који се предвиђа да ће у доминанто прећи на коришћење ове врсте енергије.

Са друге стране, за емисије $CO_2$ које настају као последица сагоревања природиног гаса и других фосилних горива за потребе грејања објеката у урбаним срединама и даље није пронађено адекватно решење. Покушаји преласка система даљинских грејања (СДГ) на биомасу наилазе на бројне тешкоће, од обезбеђивања одговарајућих количина биомасе, сигурног ланца снабдевања, па све до и даље присутних емисија $CO_2$, али сада и локалних емисија микро честица и других штетних материја. Још мање су успешни покушају акумулисања сунчеве енергије током лета и њеног накнадног коришћења током грене сезоне. Једина алтернатива СДГ која је показала добре резултате остварена је применом топлотних пумпи. Нова техничка решења и усавршавање термо физичких својстава радних флуида, повећали су ефикасност ових система, а коришћење електричне енергије произведене из ОИЕ омогућио им потпуну $CO_2$ неутралност. Због тога је као једини предуслов за њихово

масовно коришћење потребно пронаћи велике и стабилне топлотне извора. Како ваздух, због своје изузетно неповољног циклуса промене температуре није погодно решења, а коришћење геотермалне (хидро и петро) енергије повезани са бројним ограничењима и високим инвестицијама посебно у урбаним срединама, произилази да коришћење урбаних водених циклуса, воде за пиће из градског водовода и повратне отпадне воде и воде из кишне канализације, због великих и сталних протока и разгранате подземне мреже канала и цевоводе представљају једно од могућих решења.

## 2 УРБАНИ ВОДЕНИ ЦИКЛУС

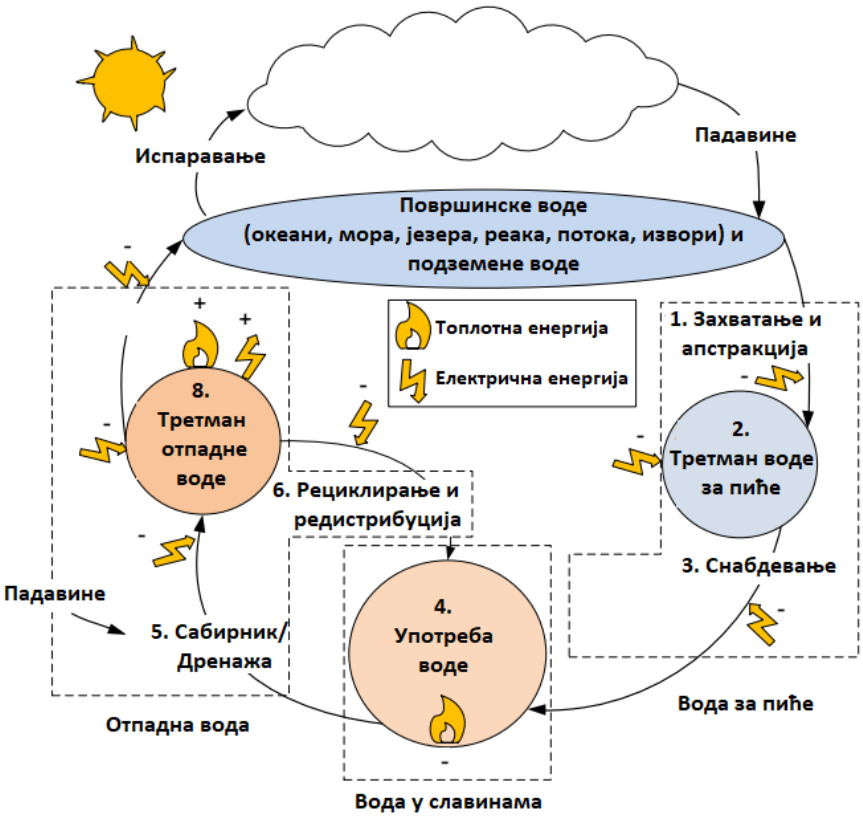
Циклус воде у урбаној средини или урбани водени циклус (УВЦ) почиње захватањем воде из неког природног водног ресурса (подземне воде или површинских водених токова), након чега следи њен транспорт, третман и дистрибуција до крајњег корисника. Када се вода употреби, вода се сакупља, често меша са кишницом и иако то у Србији није случај, требало би да се транспортује до постројења за пречишћавање отпадних вода (други третман). Након тога, пречишћена вода се најчешће испушта у површинске воде, а у неким случајевима чак враћа за поновну употребу (Слика 1).

*Слика 1. Урбани водени циклус [1]*

Након ове последње фазе, вода долази у контакт са природним циклусом воде и који ће је на крају поново вратити у урбану зону затварајући оба циклуса. УВЦ, који обухвата захват и повлачење воде, третман воде за пиће, дистрибуцију, коришћење воде, третман отпадних вода, рециклажу и кишницу и може се поделити у три главне категорије: пре, током и после употребе (вода за пиће, вода из чесме и отпадне воде односно). Почетне и крајње карактеристике воде се разликују у свакој фази; тако и врста енергије која је потребна током њеног руковања.

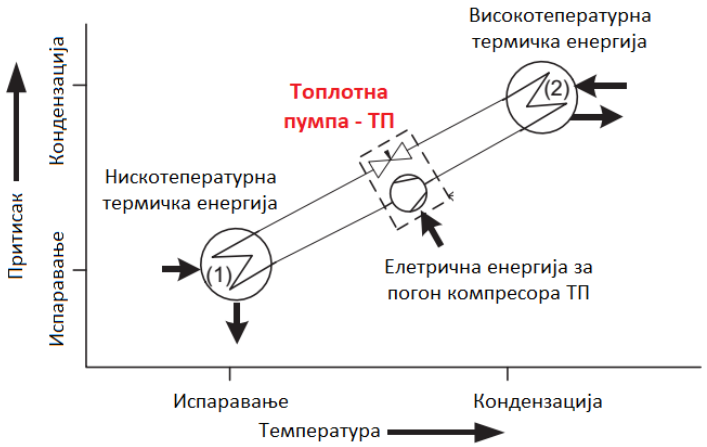
За захват и повлачење воде користи се електрична енергија којом се погоне пумпе за воду. У процесима потребним за тзв. кондиционирање или припрему воде за пиће такође се користи електрична енергија. Неке од стандардних метода кондиционирања воде за пиће су: аерација, седиментација, филтрација, деферизација, омекшавање и дезинфекција (кување, УВ зраци, озонизација, хлоринација). Методе пречишћавања воде за пиће зависе од квалитета сирове воде. И за дистрибуцију воде за погон пумпи користи се електрична енергија, док се при њеном коришћењу у домаћинствима и индустрији користи и топлотна и електрична

енергија. У овим процесима, температура воде се у просеку повећа за око 10°C. Проток сада запрљане отпадне воде кроз систем канализације обично се обавља без утрошка енергије, коришћењем гравитационе силе. Коначно, за пречишћавање отпадне воде, за транспорт воде за процесе таложења или флотације или за остваривање биолошких процеса, тј. рад аерисаних лагуна, активног муља или био-филмови у капајућим филтерима, користи се и електрична и топлотна енергија (Слика 2). У овој фази циклуса воде, из ње је могуће и добити енергију, у природним процесима дигестија и стварања метана.

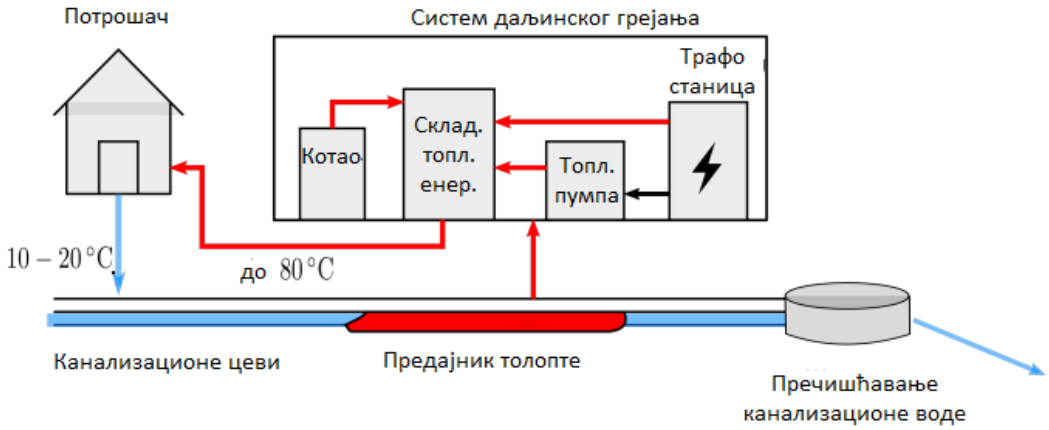



*Слика 2. Врсте енергија које се користе у различитим фазама УВЦ-а [2]*

Поред енергија која се користе за остваривање ових циклуса, вода у свим овим фазама као носилац термичке (унутрашње) енергије, и као таква, посебно у магистралним деоницама чини стабилан, извор, односно понор топлоте. Коришћењем топлотних пупи (Слика 3), термичка енергија ових токова може да се искористи како за грејање простора и потрошне топле воде, тако и за хлађење простора (Слика 4, Слика 5).



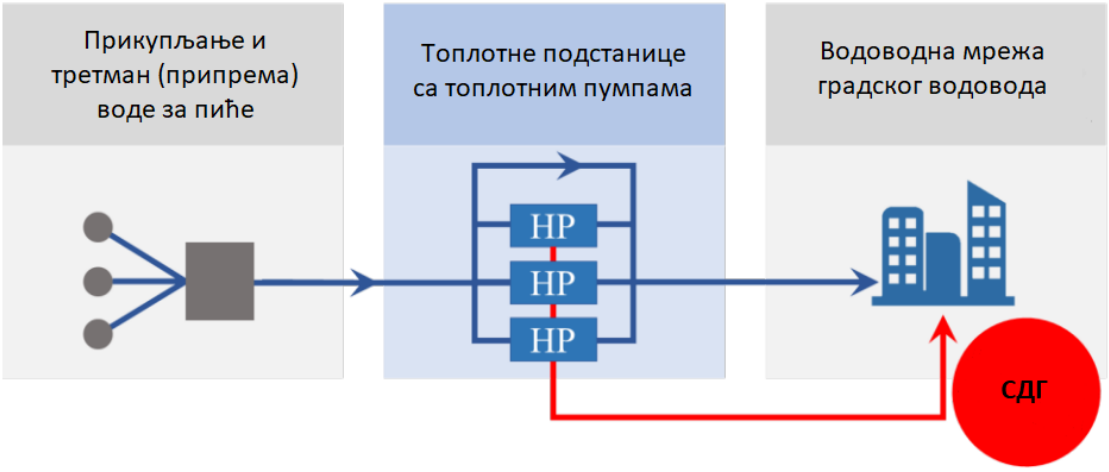

*Слика 3. Принцип рада топлотне пумпе [3]*




*Слика 4. Шематски приказ коришћења термичке енергија канализационе воде као извора топлоте топлотној пумпи у систему даљинског грејања [3]*

Будући да је вода у системима УВЦ у непосредном контакту са цевима кроз које протиче, она током свих ових процеса, са околином коју по правилу чини земља у коју су цеви укопане, размењује топлоту. Другим речима, магистрални и дистрибутивни систем питке воде, као и мреже канализационих цеви у сваком граду чини огроман у земљу укопани размењивач топлоте, у коме вода, протичући кроз њега размењује топлоту, тежећи да достигне температуру земљишта. У случају да се део термичке енергије ових водених токова преузме од стране топлотних пумпи, за слушај довољно дугих деоница, њихова термичка енергија ће се обновити - рекуперисати, чинећи да се овај систем може сматрати обновљивим извором енергије.

Потенцијал овог топлотног извора, делом је уважио и Европски парламент, који је у Директиви ЕУ о ОИЕ, у појму „амбијентална енергија“ уврстио и природну топлотну енергију ускладиштену у канализационој води. Препознавши овај потенцијал, бројни градови у оквиру своји СДГ, инсталирали су топлотне пумпе и већ је почели косите овај на канализациону води, као обновљиви извор топлоте. У случају коришћења питке воде урађене бројне студије за градове као што су Милано, Амстердам итд. [2,3].




*Слика 5. Шематски приказ коришћење термичка енергија водоводске воде као извора топлоте топлотној пумпи у систему даљинског грејања [4]*

Термички потенцијал УВЦ у делу питке воде може се сагледати на примеру Београда. ЈКП „Београдски водовод и канализација“, годишње произведи преко 200 милиона кубних метара воде питке воде. Хлађењем за само 1°C ове воде имали би извор топлотне издашности од 840 TJ, који би уз употребу топлотних пуми производио бар 1200 TJ топлоте, а што чини 8,6% укупне годишње произведене топлоте ЈП „Београдске електране“. Истовремено, податак да је дистрибутивна мрежа питке воде ЈКП „Београдски водовод и канализација“, дуга чак 4106 km, довољно говори о способности овог система да надокнади ове „губитке“ топлоте. Такође, интересантан је податак и да се београдски канализациони систем простире на око 180 квадратних километара површине, а чине три ретензије, 52 црпне станице, 2204 километара цевне мреже.

## 3 ПРЕДНОСТИ И НЕДОСТАЦИ КОРИШЋЕЊА ТЕРМИЧКЕ ЕНЕРГИЈЕ ВОДЕ УРБАНИХ ВОДЕНИХ ЦИКЛУСА

Приликом коришћења питке воде или отпадне воде (систем ПВТП) и топлотних пумпи (систем ОТТП), а у поређењу са случајем геотермалне топлотне пумпе која користи подземну воду, изостају потребе за додатним бушењем аквифера, односно трошкови за копање бушотине и постављање сонди (укопаних размењивача топлоте), нема додатних трошкова везаних за пумпање флуида и ограничен је ризик од загађења подземних вода.

Температура отпадних вода варира од 10 до 25°C током целе године са малим дневним варијацијама, што канализационе воде чини идеалним извором топлоте ниског за топлотне пумпе. Главни недостатак система ОТТП је запрљање размењивача топлоте, што може да смањити ефикасност система за рекуперацију топлоте, што због тога захтева њихово редовно одржавање.

У поређењу са отпадном водом, вода за пиће генерално има ниже температуре које умањују енергетске перформансе топлотних пумпи. Истовремено, приликом коришћења воде за пиће проблеми запрљања измењивача топлоте су много мање значајни. Такође, проток воде за пиће је стабилнији од протока отпадне воде, чиме се поједностављује рад топлотне пумпе.

Економске уштеде и период отплате система ПВТП и система ОТТП зависи од многих фактора, укључујући тренутне цене електричне енергије, али по правилу ови системи се

показују као економичније решење у односу на коришћење геотермалних топлотних пумпи и фосилног горива

Заједно са позитивним утицајима као што су смањење употребе примарне енергије и емисије гасова са ефектом стаклене баште, коришћење система ОТТП може негативно утицати на капацитет нитрификације приликом третмана отпадних вода, што доводи до веће концентрације амонијума у отпадној води. Међутим, овај утицај захтева даљу истраживање да би се у потпуности квантификовао његов потенцијални ефекат.

Индустријска постројења, посебно и прехрамбеној индустрија, али и нестамбени објекти као што су перионице веша, хотели и ресторани често стварају велику количину отпадних вода, имају значајан потенцијал за локано коришћење мањих система ОТТП.

Децентрализација пречишћавања отпадних вода може бити метод за побољшање локалне рециклаже воде, смањење ослањања на екстензивне канализационе мреже и смањење интензитета утицаја на животну средину. Интеракције децентрализације отпадних вода и система ОТТП могу бити интересантан концепт за истраживање са мањим протоком отпадних вода доступним у малим децентрализованим постројењима за пречишћавања отпадних вода, али на потенцијално вишим температурама због смањених удаљености од стамбених објекта.

У случајевима да се размењивачи топлоте система ПВТП и система ОТТП не поставе магистралним деловима водоводне, односно канализационе мреже, у случајевим малог протока воде или хаварије на овим мрежама постоји ризик од њиховог непланираног искључивања. Такође, иако занемарљиво мали, у случају система ПВТП постоји и ризик од контаминације питке воде

## ЗАКЉУЧАК

Воде урбаних водених циклуса, како канализационе тако и воде за пиће, представљају значајан и лако доступан извор термичке енергије. Енергија ових водених токова може се искористити помоћу топлотних пумпи како у сврхе грејања тако и хлађења, што може бити од посебног значаја за будући развој и декарбонизацију системима даљинског грејања. Због тога би овом савременом коцепту коришћења обновљиве енрегије требало посветити више пажње како у кроз истаживачки рад у научим и развојних институцијама, тако и код креатора политике и других заинтересованих страна посвећених постизању климатске неутралности.

## ЛИТЕРАТУРА


[1] Jan Peter van der Hoek Stefan Mol, S., Giorgi, S., Imtiaz J., Liu, G., Medema, G: *Energy recovery from the water cycle: Thermal energy from drinking water*, Energy Vol. 162, pp. 977-987, 2018.

[2] Moermana, A., Blokkera, M.,Vreeburga, J., J. P. van der Hoek: *Drinking Water Temperature Modelling in Domestic Systems*, 16th Conference on Water Distribution System Analysis, WDSA 2014, Procedia Engineering Vol/ 89, pp. 143 – 150, 2014.

[3] Elías-Maxil, J.A., Petervander-Hoek, J., Hofman, J., Rietveld, L.: *Energy in the urban water cycle: Actions to reduce the total expenditure of fossil fuels with emphasis on heat reclamation from urban water*, Elsevier Ltd, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 30, pp. 808–820, 2014.

[4] Jadwiszczak, P, Niemierka, E.: *Water pipe network as a heat source for heat pump integrated into a district heating*, E3S Web of Conferences 22, DOI: 10.1051/e3sconf/2017220021000210, 2017.

# МОГУЋНОСТИ КОРИШЋЕЊА ТОПЛОТНИХ ПУМПИ ВОДА-ВОДА И СОЛАРНЕ ФОТОНАПОНСКЕ ЕНЕРГИЈЕ У СИСТЕМИМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА – ОДРЖИВИ ЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ И БУДУЋНОСТ ГРЕЈАЊА ГРАДОВА У СРБИЈИ И РЕГИОНУ

## ПОВЕЋАЊЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ: БЕСПЛАТНО ГРЕЈАЊЕ И ХЛАЂЕЊЕ ТОПЛОТНИМ ПУМПАМА ВОДА-ВОДА УЗ ПОДРШКУ ФОТОНАПОНСКИХ ЕЛЕКТРАНА

Брана Цветиновић дипл.инг.[1], Душан Мацура дипл.инг.[2], др Тамара Зеленовић Васиљевић[3], Ђорђе Берења [4], Кристина Балаж
creativeenergyns@gmail.com, dusan.macura@nstoplana.rs, zvtamara@gmail.com
[1] Creative Energy NS DOO,Нови Сад,Србија, [2] ЈКП "Новосадска топлана",НС, Србија, [3]ЈП Завод за урбанизам Војводине Нови Сад, Србија, [4] Eventus Energy Dealer DOO Рума,Србија

**Кључне речи:** *топлотна пумпа;топлотне пумпе вода-вода;фотонапонски панел;грејање;*

### РЕЗИМЕ

*Емисија гасова стаклене баште је у сталном порасту а истовремено је свет суочен са енергетском кризом због повећане потражње и исцрпљивања фосилних горива.*
*ЕУ и њене чланице развијају средњорочне Интегрисане климатске и енергетске планове са фокусом на декарбонизацију енергетског сектора како би се ухватили у коштац са енергетском кризом по којима је глобалну емисију CO2 потребно смањити за најмање 55% до 2030. док је глобалну угљеничну неутралност потребно постићи до 2050. Република Србија се обавезала Оквирној конвенцији УН о промени климе (UNFCCC) да смањи емисију CO2 на 40,3% са нивоа из 1990. до 2030.године. То доводи до нужности имплементирања практичних решења у оквиру Стратешког плана који је према Уговору о Енергетској Заједници, Република Србија дужна да изради за период 2025-2030. са дугорочном перспективом до 2050. и његов нацрт преда до 30.06.2023.*
*У раду ћемо проценити предности и изазове у вези са коришћењем топлотних пумпи вода-вода, као што су њихова приступачност, поузданост, скалабилност и енергетска ефикасност, као и њихов допринос смањењу емисије гасова стаклене баште. Обрадићемо потенцијалне препреке њиховом широком усвајању, укључујући технолошка ограничења и понудити могућа решења за превазилажење ограничавајућих фактора са акцентом на утицај плочастих и цевастих измењивача топлоте на перформансе топлотних пумпи вода-вода.*
*Показаћемо да се увођењем топлотних пумпи вода-вода може смањити утрошак електричне енергије и до 65% у односу на традиционалне системе грејања а да је постављањем фотонапонских електрана у оквиру комплекса са топлотним пумпама могуће постићи угљеничну неутралност и енергетску независност.*
*Сврха ове студије је да допринесе текућој теми о климатским променама и енергетској кризи, имајући за циљ да креаторима политике, истраживачима и јавности пружи корисне информације о потенцијалним предностима коришћења топлотних пумпи вода-вода и фотонапонских електрана, те омогућити ширем аудиторијуму да процени да ли је овакав приступ перспективно решење за грејање и хлађење у Републици Србији.*

## УВОД

Живимо у турбулентним временима, временима у којима су видне и мерљиве последице и дугорочни ефекти људског развоја, пораста броја становништва и индустријализације на саму планету Земљу. Уколико не дође до значајне промене у људском понашању и емисије гасова са ефектом стаклене баште наставе да расту садашњим темпом, научници предвиђају да би до краја века просечна температура Земље могла да порасте за 1,5 до 4,5$^{o}$C у односу на прединдустријске нивое. Ово повећање температуре могло би имати значајне и потенцијално катастрофалне утицаје на глобалне временске прилике, нивое мора, екосистеме и људска друштва [1].Свет се суочава са тешком енергетском кризом, вођеном све већом потражњом за енергијом, исцрпљивањем ресурса фосилних горива и потребом да се смање емисије гасова стаклене баште како би се ублажили негативни утицаји климатских промена. Свеприсутни су апели за одговорно понашање сваког појединца а на светском нивоу се усвајају обавезујући закони за сваку државу који укључују креирање и достављање акционих планова које треба спровести у кратким временским роковима да би се предупредиле прилично мрачне слике последица глобалног загревања узрокованог емисијом CO2.

Према међународној обавези коју је Оквирној конвенцији УН о промени климе (UNFCCC) доставила 2015.године, Република Србија се обавезала на смањење емисије гасова стаклене баште од 9,8% до 2030. у односу на 1990 [2]. Притом је сама амбициозно подигла циљ за смањење емисије CO2 на 40,3% са нивоа из 1990. до 2030 [3]. Према последњим научним препорукама, глобалну емисију CO2 је потребно смањити за најмање 55% до 2030. У јулу 2021.ЕУ издаје пакет закона познат под називом “Fit for 55”, док је до 2050. уз помоћ правно обавезујућег Зеленог плана потребно постићи угљеничну неутралност на глобалном нивоу [4].

Као проактивна организација и свесна нужности предузимања конкретних корака у хитном решавању проблема, ЕУ и њене чланице припремају средњорочне Интегрисане планове за климу и енергију (National Energy and Climate Plan-NECP) за период до 2030.године. Средишња тема NECP-а је како обезбедити декарбонизацију сектора енергетике. Република Србија је према Уговору о Енергетској Заједници дужна да изради свој стратешки план за период 2025-2030. укључујући и дугорочну перспективу те да његов нацрт преда до 30.06.2023. како не бисмо угрозили репутацију државе и удаљили је од светских оквира и финансијских помоћи неопходних за спровођење реформи [5].

У овом раду су, између осталог, анализирана стручна мишљења, истраживања, доступни нивои технолошких и инжењерских знања и извршена процена да ли тренутна организациона структура, вредности и мисија могу, и до које мере адекватно да одговоре на све изазове и да ли је неопходно мењати моделе и имплементирати нека нова технолошка решења поштујући нове захтеве тржишта које за циљ имају смањење енергетске зависности као једно од нужних услова опстанка и хитно предузимање корака ка смањењу емисије CO2.

Један од кључних циљева би свакако требао да буде и тежња да се енергетска зависност сведе на минимум, како Републике Србије тако и сваког предузећа или појединца.

Према подацима Европске комисије, Европска Унија је трошила 1,5 милијарди евра дневно за увоз енергената 2020. Другим речима ЕУ годишње троши преко 560 милијарди евра како би њена индустрија радила и да би се становништво грејало [6]. Циљ ЕУ је да до 2050. године поред угљеничне неутралности, на минимум стави енергетску зависност од увоза енергената.

Према подацима НБС, раст светских цена и ограничења у енергетским изворима довела је Србију до тога да је морала да утростручи трошак на увоз енергената у првој половини 2022.

у износу од 3,1 милијарде евра, што је за 2,1 милијарду евра више од првих шест месеци 2021. године [7].
У сусрет УН самиту о клими COP27, Министарство заштите животне средине одржало је „Дијалог о климатским променама" у Београду 31.10.2022. Током сусрета, стална координаторка Уједињених нација у Србији, Франсоаз Жакоб је напоменула:"*У врло кратком временском року, док се бавимо енергетском кризом, приоритет треба да буде ефикаснија потрошња енергије за грејање и хлађење. Тиме ће се смањити емисије угљен-диоксида, као и потрошња природних ресурса и повећати конкурентност привреде*"[8].
Према извештају International Energy Agency, IEA, у 2021, отприлике 10% потреба за грејањем објеката на глобалном нивоу је покривено топлотним пумпама, што је изузетно мало, с обзиром на њихову ефикаснот и да је њихов ресурс, геотермалне воде, оно што константно имамо под ногама [9]. IEA процењује да топлотне пумпе на глобалном нивоу имају потенцијал да смање глобалну емисију угљен-диоксида (CO2) за најмање 500 милиона тона 2030.године – што је једнако годишњој емисији CO2 свих аутомобила колико их је било у Европи у 2018.години [10].

## 2 ФОСИЛНИ ИЗВОРИ ЕНЕРГИЈЕ: ЗАГАЂЕЊЕ И НЕОБНОВЉИВОСТ

Извори енергије су у нашем веку кључни фактор око којег се формира геополитичка мапа света као и проблем који се наметнуо као светски проблем број један по хитности решавања.„Златно доба“ употребе фосилних горива- необновљивих извора енергије (угаљ, нафта, природни гас-за чији је настанак било потребно миллион година) је доминантан период у модерној историји од средине 20. века до данас. Ова ера је довела до брзе индустријализације и економског раста у многим деловима света а повећање потрошње фосилних горива подстакло је потражњу за енергијом у различитим секторима као што су транспорт, индустрија и домаћинства, што је довело до значајног економског раста и технолошког напретка, резултујући побољшаним квалитетом живота за многе људе. Међутим, сагоревањем фосилних горива ослобађају се гасови који производе ефекат стаклене баште, што доводи до озбиљних и критичних климатских промена и загађења ваздуха које може изазвати респираторне и друге здравствене проблеме.
Према подацима Our World in data из 2022.године, највећи емитери CO2 на свету су: Угаљ 14 милијарди т/год, лож уље 12 милијарди т/год. и гас 8 милијарди т/год. емитованог CO2 [11].Према National Energy and Climate Plans(NECP)/ECOS/coolproducts,[12] овако изгледа мапа забране коришћења фосилних горива до 2024 године:

- Француска, Норвешка, Шведска, Финска: Забрана котлова на мазут и гас у свим зградама;
- Данска: Забрана котлова на мазут у свим зградама;
- Аустрија, Словачка, Белгија, Ирска: Забрана котлова на мазут у новим зградама;
- Холандија: Забрана котлова на гас у новим зградама;

Поред последица које остављају на климу, фосилни извори горива нису обновљиви. На пример, предвиђа се да ће по тренутној стопи производње, период експлоатације угља бити још око 139 година [13]. То све доводи до монополизације ових видова извора енергије, диктирања цена и услова за њихово снабдевање те тежњи земаља увозница да се енергетски осамостале. У укупној потрошњи енергије, грејање представља значајан удео. Према

подацима Европске комисије, производња грејања и топле воде у просеку представља око 79% потрошње енергије у стамбеним зградама.
Коефицијент перформанси (COP) сваког система грејања мери однос излазне топлоте и уложене електричне енергије. Уколико уређај остварује топлоту од рецимо 5kW на основу 1kW потрошене енергије, његов COP износи 5,0.Представимо колики су износи COP за различите системе грејања (Слика 1):

*Слика 1 COP вредности за различите системе грејања*
Као што видимо из приложеног графикона (Слика 1), дрва и необновљиви извори енергије као што су лож уље, гас и угаљ поред највеће емисије штетних гасова и утицаја на климатске промене, имају и најнижи COP, односно најнижи степен ефикасности. Потребно је утрошити више додатне енергије како бисмо добили исту количину топлотне енергије коју нам дају системи са већим COP.

## 3 ПЕЛЕТ КАО ИЗВОР ЕНЕРГИЈЕ

Осврнимо се на, у Републици Србији још увек раширено грејање домаћинстава ложењем дрва. Са здравственог аспекта "Ништа не гори прљавије и штетније по климу од дрвета", упозорава Achim Dittler, стручњак за аеросол Технолошког института у Karlsruheu. „*Грејачи на дрва емитују око 1000 пута више честица него гасни*“, објаснио је Марсел Лангнер из владине агенције. Будући да сагоревање дрвета емитује толико честица, Федерална агенција за животну средину је навела да биомаса више уопште не би требало да се користи за грејање. Скоро једна петина укупног загађења ситним честицама у Немачкој је последица грејања на дрва у приватним кућама. Али камини чине само делић система грејања у земљи [14]. Уколико је сагоревање непотпуно и ако пећ и димњаци нису редовно одржавани, долази до ослобађања штетних загађивача као што су угљен моноксид, азотни оксиди и честице чађа чијим удисањем настају бројне болести као што су: рак плућа и друга оболења дисајних органа, кардиоваскуларне болести и дијабетес. Коришћење модерних, добро одржаваних пећи може смањити загађење од сагоревања дрва, али је нејасно колико домаћинстава има приступ њима. Одржива сеча дрвета је важна, јер чиста сеча и транспорт на велике удаљености смањују користи од одрживости. Прерада дрвета може да створи висококалоричне пелете за биогориво, али њихова производња и транспорт доприносе угљеничном отиску. Док грејање на пелете има већу искоришћеност COP, оно смањује

емисију само код модерних, добро одржаваних пећи. Поред тога, мора се узети у обзир обнављање шума и разматрање трошкова током производње, простора за складиштење као и друмског транспорта, јер прелазак на електрична возила јесте започео али ће проћи још доста времена док не достигне задовољавајући ниво. Све ово када се узме у обзир, чини се да пелет и није толико добра опција која би на дуже стазе и ефикасно решила проблеме грејања.

## 4 ГЕОТЕРМАЛНА И СУНЧЕВА ЕНЕРГИЈА КАО ОБНОВЉИВИ ИЗВОР

Уместо да страхујемо од Сунца и прегревања планете Земље у врло блиској будућности, уколико учинимо кораке у сопствену корист, можемо Сунце да преокренемо у нашег великог и моћног савезника који ће увек бити ту. Не постоји могућност да нестане. Уколико се паметно и одговорно понашамо Сунце нас не угрожава. Оно даје живот, даје топлоту, енергију. Сунчева енергија се на површини Земље може сакупити соларним колекторима док се сунчева енергија ускладиштена у воденим токовима Земље може користити као извор топлоте и хладноће за конверзију енергије. Топлотне пумпе су једно од врхунских технолошких достигнућа које ту енергију могу да ефикасно користе, како за грејање тако и за хлађење без емисије штетних гасова. Извештај Канадског института за климатске изборе навео је да би прелазак на топлотне пумпе „*имао суштинску и растућу улогу, да би се покренуло дубље смањење емисија*“ [15]. Уз техничку експертизу исландских инжењера, Кина је имплементирала бројне геотермалне системе, делимично како би елиминисали загађење које изазива гушење сагоревањем угља. Према извештајима IEA, Forbes и Clean Technica, Кина је постала највећи светски произвођач геотермалног даљинског грејања [16]. То је важна компонента у транзицији нације од фосилних горива ка обновљивим изворима енергије.Када се говори о геотермалној енергији, топлотна пумпа извлачи топлотну енергију из земље која кружи и на крају се враћа у земљу; не постоји сагоревање горива, не постоји емисија CO2. Топлотна енергија произведена од стране топлотне пумпе вода-вода је дакле збир утрошене електричне енергије и топлоте извучене из воде загрејане у Земљи (COP).Енергија воде из Земље коју користе топлотне пумпе, у односу на остале енергенте има и највећи степен искоришћења COP 3-5 у зависности од врсте топлотне пумпе и њених перформанси. При томе, топлотне пумпе су једини избор међу свим наведеним системима, који уједно имају могућност да из истог извора и са нултим додатним улагањем и грију и хладе па не чуди што су привукле глобалну пажњу због своје еколошке прихватљивости и високе енергетске ефикасности.

Према статистикама приликом израде Стратешког плана Србије, обновљиви енергетски потенцијали су највише коришћени у хидротоковима док су преостали водени обновљиви извори још увек у фази развоја [17 ]. Оно што нам је стално доступно и у огромној мери, овде се не користи.

## 5 КОРИШЋЕЊЕ ТОПЛОТНИХ ПУМПИ ВОДА-ВОДА И ЊИХОВ УТИЦАЈ НА СМАЊЕЊЕ ЕМИСИЈЕ ШТЕТНИХ ГАСОВА И УШТЕДУ ЕНЕРГИЈЕ

Топлотна пумпа је уређај помоћу којег се енергија једне средине преноси у другу за чији пренос се користи одређена енергија која је неколико пута мања од пренете. То је технологија обновљиве енергије која може да обезбеди грејање, хлађење и топлу воду за стамбене јединице, хотеле, ресторане, базене, индустријске хале, просторе у којима се врши различита производња итд. Неколико је врста топлотних пумпи а најчешће коришћене су топлотне пумпе ваздух-вода (у даљем тексту ASHP-Air source heat pumps) и топлотне пумпе вода-вода (у даљем тексту GSHP: Ground source heat pumps).

Осврнимо се најпре на топлотну пумпу ваздух-вода, често коришћену на нашим теренима. Поред предности попут смањења емисије CO2 и веће ефикасности у односу на традиционалне системе грејања, постоји неколико потенцијалних недостатака коришћења ASHP, али за наше поднебље прва и основна мана је њена смањена ефикасност при вишим и нижим температурама ваздуха. Оптималне температуре спољашњег ваздуха за ефикасан рад ASHP су у распону 5$^{o}$C до 32 $^{o}$C. У нашем климатском поднебљу њена је ефикасност најмања онда када би ефикасност требала да буде највећа. Своју потпуну ефикасност постижу у прелазним временским добима када је и потреба за догревањем или хлађењем сведена на минимум током целе године. То је зато што раде тако што апсорбују топлоту из спољашњег ваздуха и преносе је помоћу фреона у компресор. Компресор одузетом топлотом греје фреон на температуре до 100 $^{o}$C и у измењивачу преноси топлоту на воду која после кроз разведене цеви, радијаторе и fan coile (вентилаторе конвекторе) греје простор. Ефикасност система опада како температура спољашњег ваздуха пада испод 5$^{o}$C. Како температура пада, топлотна пумпа мора више да ради да би извукла топлоту из спољашњег ваздуха, а систем можда неће моћи да обезбеди довољно топлоте да би унутрашњи простор био удобан, те је потребан резервни систем грејања. Када је спољна температура ваздуха превише висока, топлотна пумпа не може ефикасно да уклони топлоту, а систем ће можда морати да ради више да би постигао жељену унутрашњу температуру. То доводи до веће потрошње енергије и повећања трошкова а жељени ефекат се не постиже.

Топлотна пумпа GSHP превазилази недостатак ASHP система. Она користи доступну температуру плитких геотермалних вода, која је током читаве године иста и у распону је 12~22℃; на нашим теренима најчешћа просечна температура плитких геотермалних извора је 14~15 ℃ а добија се извлачењем воде са дубина 5-70м, у зависности од терена и потребних капацитета за рад топлотне јединице. Због релативно стабилне температуре размене топлоте из геотермалних вода током целе године, коефицијенти хлађења и грејања GSHP просечно достижу вредности 3,5-4,4. Нискотемпературне GSHP греју воду на температуре до 60 ℃ уз помоћ фреона P410A, а високотемпературне GSHP греју воду на температуре до 85 ℃ фреоном P134A. Што је виша температура угрејане воде, коефицијент корисног дејства је нижи, па не треба претеривати са температурама воде. Код високотемпературне GSHP, COP пада на максимално 3. Овде се одмах намеће основно питање о доступности водених извора и да ли на неки начин кружење геотермалних вода кроз системе грејања може да еколошки угрози или унесе неравнотежу у природни екосистем. По Закону о водама Србије, члан 117, а тиче се узимања и враћања воде у земљу, не постоји околност која би забранила увођење система топлотних пумпи вода-вода са коришћењем геотермалних вода [18]. Системи који се користе су затворени системи, вода се из једног бунара извлачи, пролази кроз топлотни измењивач где јој се одузме топлота и са том топлотом, уз помоћ компресора загрева фреон на температуре до 100 ℃, и затим се охлађена бунарска вода враћа у земљу у упојни бунар. Не постоји загађивање, експлоатација, вода се не просипа у канале нити се флашира. Топлотне пумпе вода-вода могу допринети квалитетнијем животном простору и обезбеђивању сталне енергије. Увођењем непресушних енергената, топлотом воде из земље и електричном енергијом створеном уз помоћ сунца, оне могу да допринесу решавању замене енергената који могу да се исцрпе и чија је набавка све скупља и неизвеснија. Понудићемо опцију решавања проблема рубних подручја градова, до којих је скупо и не рационално постављање цевода и слање топле воде, а опремањем топлана фотонапонским електранама, приближили би се могућности бесплатног грејања. На рубним деловима градова у куће и зграде самостално се могу постављати индивидуалне топлотне пумпе а подизањем мањих регионалних топлана са топлотним пумпама на рубним подручјима, даљински би се могло управљати грејањем. Кроз овај рад, циљ нам је да допринесемо

текућој дискусији о преласку на обновљиве изворе енергије и улози GSHP са цевним измењивачима топлоте у постизању одрживије будућности и доприносу у решавању енергетске кризе у сектору даљинског грејања Србије и поштовања рокова и правила закона о обновљивим изворима енергије за 2030. и 2050. годину.

Један од најзначајнијих докумената о нужности преласка на обновљиве изворе енергије је Директива ЕУ о обновљивој енергији (RED II), која поставља обавезујући циљ за све земље чланице ЕУ да осигурају да најмање 32% њихове бруто финалне потрошње енергије долази из обновљивих извора до 2030. Директива такође укључује посебне одредбе о коришћењу ГGSHP, који су идентификовани као кључна технологија за постизање циљева [19].

Као предности имплементације GSHP истичу се: **1**.Доступност, може да задовољи потражњу потрошача 24 сата дневно, сваког дана у години; **2**.У стању је да задовољи око 25% европских енергетских потреба до 2030. године [20]; **3**.Уштеда енергије, више од 2/3 електричне енергије у односу на електричне котолове и више од 1/2 енергије у односу на котлове на гориво и ниски и предвидљиви оперативни трошкови; **4**.Према студији која је рађена у Кини ReCiPe2016 методом на нивоу од 20 година, интеграција GSHP је препозната као ефикасан пут ка смањењу емисије гасова и потрошњи ел.енергије, уз предлог како би се побољшале еколошке перформансе GSHP, замена полиетиленских цеви, челичним или бакарним цевима [21]; **5.**Погодан за енергетску транзицију у било ком сектору, геотермална енергија је једини обновљиви извор који може допринети декарбонизацији сектора електричне енергије, грејања и хлађења и транспорта заједно; **6.**Решена рубна подручја градова до којих је скупо и нерационално довођење цеви;

**7.**Могућности једноставног управљања и регулације. У посљедње време, на тржишту су се појавили програмибилни термостати, као и смарт термостати којима је могуће управљати путем мобилних апликација. Ови термостати омогућују регулацију по десетом делу $^{o}$C. што доприноси топлотном комфору и месечним уштедама у потрошњи топлотне енергије.

Као основни изазови употребе GSHP наводе се: почетна инвестиција приликом инсталирања, потребне дозволе за бушење бунара, квалитет и количина доступне воде као и дизајн самих зграда-добра изолација стамбених објеката код било које врсте грејања је један од кључних фактора колико ће топлоте или хладноће објекат задржати и колико ће активно морати да ради неки систем грејања да би одржао одређену задату температуру.

Влада Републике Србије је већ учинила важне прве кораке ка решавању ових проблема. Уредба о утврђивању програма финансирања активности и мера унапређења ефикасног коришћења енергије у 2021.години јасно је истакла циљеве и обавезе како државе тако и предузећа и појединаца те у циљу решавања постојећих проблема оснива Буџетски фонд који између осталог нуди и помоћ у решавању термичких изолација стамбених објеката и подстиче употребу обновљивих извора енергије и имплементацију савремених технолошких решења и ефикаснијих система те државу постепено води до што веће енергетске независности 2025-2030.год. са дугорочном пројекцијом на 2050 [22].

При разматрању шире имплементације GSHP система, посебну пажњу треба обратити на доступност одговарајућих извора воде јер је то једини ограничавајући услов за коришћење GSHP, а захтеви за извор воде морају да испуњавају одређену температуру, запремину воде и чистоћу. Мапе мрежа хидролошких извештајних станица подземних вода показују да су наши терени идеално поднебље за имплементацију топлотних пумпи вода-вода [23]. Међутим, када се спомињу системи GSHP, наилазимо на негативну конотацију и притужбе на неефикасан рад, застоје, честе ремонте и сервис. Разлог застоја, зачепљавања и неефикасности је наша вода која је пуна нечистоће и примеса са једне стране али са друге стране, главни је проблем употреба неадекватних и неодговарајућих топлотних измењивача у GSHP кроз које таква, средње тврда до тврда вода, треба да прође. Тип измењивача топлоте

који се користи може значајно утицати на перформансе и ефикасност GSHP. Обратићемо посебну пажњу на разлику у раду GSHP са цевастим топлотним измењивачима насупрот широко распрострањеним GSHP са плочастим измењивачима топлоте.

## 6 УТИЦАЈ ПЛОЧАСТИХ И ЦЕВАСТИХ ИЗМЕЊИВАЧА ТОПЛОТЕ НА ПЕРФОРМАНСЕ ТОПЛОНЕ ПУМПЕ ВОДА-ВОДА

Измењивач топлоте је уређај за пренос топлоте са једног флуида (течност/гас) на други. За једноставне невискозне течности, избор измењивача топлоте се обично своди на избор између плочастих измењивача топлоте и цевастог дизајна – цев у цеви (tube in tube) или шкољке и цеви (shell and tube).

Као што име говори, плочасти измењивач топлоте (у даљем тексту: ПИТ) се састоји од серије пресованих металних плоча одвојених заптивкама. Принцип његовог рада базиран је на једноставном преносу топлоте кроз метал. Сервисна течност (која обезбеђује ефекат грејања или хлађења) и производ (материјал који се загрева или хлади) протичу кроз празнине између алтернативних плоча. Постоје два типа цевастих измењивача топлоте (у даљем тексту: ЦИТ) који се употребљавају за потребе топлотних пумпи вода-вода: цев у цеви и шкољка у цеви. Оба типа ЦИТ раде на принципу топлотне проводљивости, где се топлота преноси са топлог флуида на хладан флуид кроз проводну баријеру. Баријера у случају ових измењивача топлоте су зидови цеви или шкољке. У измењивачу топлоте цев у цеви, један флуид тече кроз унутрашњу цев, док други тече кроз спољну цев. Топлота се преноси кроз зидове унутрашње цеви на спољну цев или обрнуто, у зависности од смера струјања течности. У измењивачу топлоте са шкољком и цеви, један флуид тече кроз низ цеви унутар шкољке, док други флуид тече око спољашње стране цеви у омотачу. Топлота се преноси кроз зидове цеви до течности у љусци, или обрнуто, у зависности од смера струјања течности. И ЦИТ и ПИТ могу понудити многе предности за топлотне пумпе вода-вода али постоје одређена ограничења код обе врсте топлотних измењивача која ће диктирати који је избор бољи за које услове и које потребне перформансе. Као главне предности ПИТ и из тих разлога његова масовна употреба приликом производње топлотних пумпи вода-вода наводе се: већа ефикасност и лако одржавање те дугорочно већа исплативост самог производа.

Размотримо ефикасност њиховог рада на нашим теренима:

1.Ефикасност: Наводи се да ПИТ имају већу површину по јединици запремине од ЦИТ, што омогућава ефикаснији пренос топлоте. Међутим, ПИТ генерално имају већи пад притиска од других типова измењивача топлоте због својих уских канала и велике површине. Путеви уских плоча значајно смањују притисак протока, што захтева додатну снагу пумпе [24]. Два флуида са великом температурном разликом неће преносити енергију тако добро у плочастом измењивачу као што ће то учинити у цевастим измењивачима. ПИТ су склонији прљању од ЦИТ због својих уских канала и велике површине. Ако течност GSHP садржи суспендоване чврсте материје или друге загађиваче, оне се могу акумулирати на површини плоча, смањујући ефикасност преноса топлоте и повећавајући пад притиска. Наслаге стварају изолациони слој преко површине измењивача топлоте који смањује пренос топлоте између флуида и додатно повећава пад притиска. Пад притиска расте као резултат сужавања области протока. Ово може додатно повећати потрошњу енергије и оперативне трошкове. Због тога се топлотне перформансе ПИТ временом смањују, што резултира смањење ефикасности процеса од чега се 30 до 50% односи на запрљавање а наслаге се морају уклонити редовним и интензивним поступцима чишћења ради одржавања ефикасности. ПИТ имају тенденцију да расипају топлоту у околину, што смањује њихову ефикасност.Као мана ЦИТ типа наводи се да имају већи дизајн и мању компактност у односу на ПИТ. ЦИТ су

дизајнирани са карактеристикама као што су већи пречници цеви, ребрасте или побољшане површине и контроле брзине течности како би се минимизирало запрљање и корозија, што повећава ефикасност преноса топлоте. То значи да се више топлотне енергије може пренети између подземних вода и расхладног средства у GSHP, што резултује њиховим бољим перформансама. У неким посебним случајевима, када је у води присутна изузетно велика количина чврстих материја, можда ће бити потребно користити додатну опрему као што су филтери и цедиљке или системи за хемијски третман за уклањање загађивача из воде пре него што уђу у цевасти измењивач. Периодично рутинско одржавање и чишћење измењивача једноставним испирањем цеви обезбедиће оптималне перформансе и продужити животни век опреме.

2. Одржавање: предност која се узима код ПИТ је да се лако растављају и чисте. Међутим, ПИТ истовремено захтевају чешће одржавање од других типова измењивача топлоте због њиховог сложеног дизајна и потребе за периодичним растављањем и чишћењем плоча. Ово може повећати трошкове одржавања и застоје у раду GSHP. Бројни произвођачи ПИТ ће тврдити да ће њихови дизајни функционисати годинама без потребе за одржавањем, али ће такође признати да фреквенција чишћења (која често укључује сервисирање које подразумева дубинско чишћење сваке плоче) зависи од вискозитета, прљања и потенцијала производа за стварање каменца. Другим речима, признавање да је учинак у стварном свету много мање импресиван од теорије. Укупно гледано, проблеми неефикасности ПИТ се односе на терен где је вода пуна примеса, средње тврда-тврда, какав је случај на готово целој територији Србије. Насупрот томе, ЦИТ су посебно дизајнирани да смање загађивање, што значи да су њихови параметри перформанси засновани на оперативним ситуацијама. Поред горња два проблема, ПИТ су генерално подложнији корозији од других типова измењивача топлоте због танких плоча и заптивача који се користе у њиховој конструкцији. Ако течност у систему GSHP садржи високе нивое раствореног кисеоника, киселина или других корозивних супстанци, то може изазвати оштећење плоча и заптивки, што доводи до цурења и смањене ефикасности. Заговорници ПИТ ће тврдити да они пружају најниже трошкове одржавања, али ретко помињу један од великих трошкова– замену заптивки. Заптивке представљају проблем ако су превише компримоване, јер се могу искривити и изазвати цурење у систему. Такође су осетљивије на температуру коју стварају плоче, тако да висока температура течности представља ризик од оштећења материјала заптивке. Са друге стране ЦИТ су генерално способни да раде на вишим температурама.

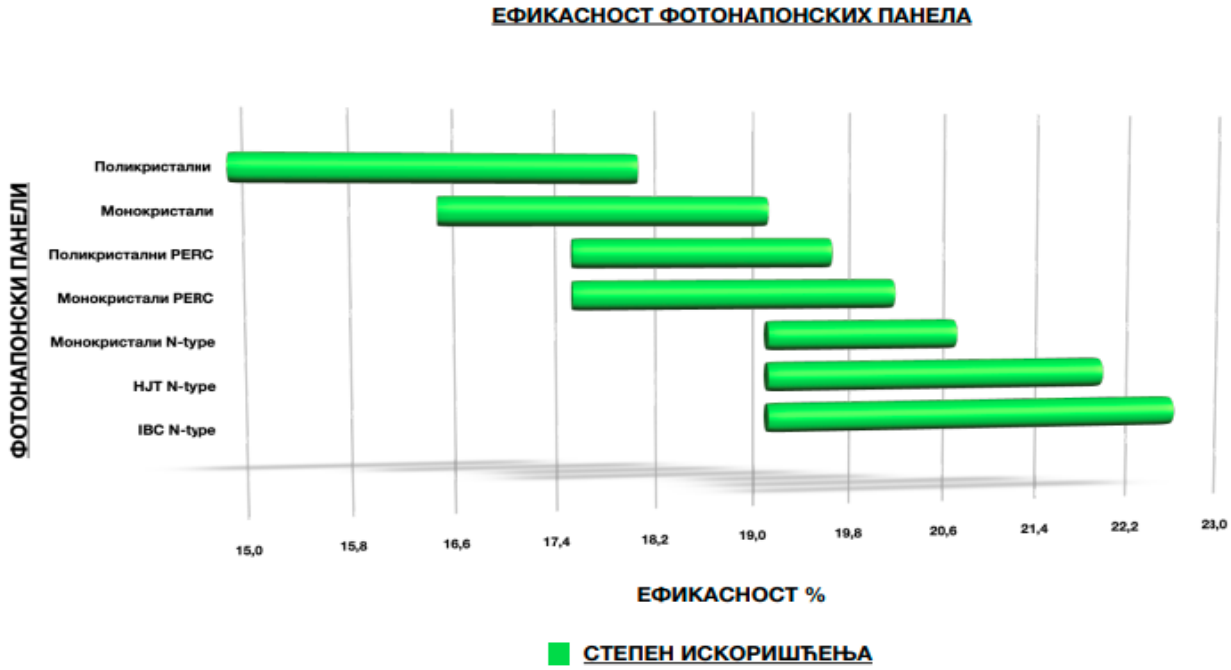
ПИТ могу понудити многе предности за GSHP системе, као што су висока ефикасност и компактна величина. Међутим, они нису најбољи избор за све примене због њихове подложности корозији и прљању, високих захтева за одржавањем као и већом потрошњом електричне енергије приликом самог рада GSHP.

Као алтернатива и могуће решење би била употреба ЦИТ који у знатној мери надокнађују ове недостатке: отпорни су на прљање - већи пречници цеви пружају могућност обраде воде са влакнима и са високим капацитетом честица без ризика од зачепљења са минималним захтевима за одржавањем, а чишћење цеви је лако. Термичка ефикасност ЦИТ система је велика захваљујући валовитим цевима. Дизајнирани да буду издржљиви и поуздани, са дугим веком трајања, направљени од робусних материјала, као што је нерђајући челик, захтевају минимално одржавање јер су дизајнирани без покретних делова што смањује ризик од механичког квара и потребу за редовним сервисирањем или поправкама који су свакодневни део одржавања код ПИТ.

Након осврта на могућности које пружају оба дизајна измењивача топлоте, размотрићемо и могућности увођења соларних панела као вида остваривања још веће енергетске ефикасности.

## 7 ПУТ КА НУЛТОЈ ПОТРОШЊИ ЕНЕРГИЈЕ

У свету препознате Zero-energy buildings ( зграде са нултом потрошњом енергије ) не морају да буду недостижан идеал. Зграде са нултом потрошњом енергије су дизајниране да производе онолико енергије колико и троше, често користећи комбинацију енергетски ефикасног дизајна, обновљивих извора енергије и система за складиштење енергије. У садашњем времену, општа су места соларна, односно фотонапонска енергија и фотонапонски модул- најчешће називан - соларни панел, као средство њеног прикупљања. Ефикасност фотонапонских панела је кључни фактор а она се мери количином сунчеве светлости која пада на површину и претвара се у електричну енергију. Напредак у фотонапонској технологији повећао је просечну ефикасност конверзије са 15% на преко 21%. (Слика 2) [25].Укупна ефикасност фотонапонског панела је одређена дизајном и распоредом фотонапонских ћелија и типом коришћеног силицијума, конфигурацијом и величином панела. Повећање величине панела може повећати ефикасност стварањем веће површине. Дизајн ћелије игра значајну улогу, са кључним карактеристикама као што су тип силикона, конфигурација сабирница, спој и тип пасивације (PERC).




*Слика 2 Ефикасност различитих типова фотонапонских панела*

Панели који користе монокристалне PERC ћелије, H типа TOPcon и ћелије напредне хетеројункције (HJT) постигли су нивое ефикасности знатно изнад 22%.Као резултат стаклено-стаклене структуре модула (Glass - Glass ili Double – Glass), они су потпуно незапаљиви, имају дужу гаранцију(30 година) и деградирају у просеку само 0,4% годишње [26]. Бифацијални модули имају провидну задњу плочу која омогућава светлости да пролази и да апсорбује свелост која се одбија од оближњих површина и на тај начин генеришу више енергије.Технолошка открића су отишла још један корак даље и на тржишту су се појавили Solar trackers-соларни трагачи. То су уређаји који оријентишу соларне панеле према сунцу, максимизирајући количину сунчеве светлости коју примају. Постоје два главна типа: једноосни и двоосни. Једноосни уређаји за праћење ротирају око једне осе, док се двоосни уређаји за праћење ротирају око две осе, пратећи кретање од истока-запада и сезонске варијације путање сунца. Активни соларни трагачи користе електричне моторе или

хидрауличне цилиндре да би подесили положај трагача и лоцирали сунце помоћу соларног сензора или GPS-а. Анемометри израчунавају брзину ветра и постављају панеле у хоризонтални положај у случају великих брзина ветра. Соларни трагачи са две осе могу повећати излаз енергије до 40% у поређењу са системима са фиксним нагибом, што резултира до 25% више енергије за исту инвестицију. Република Србија се налази између 42. и 48. степена географске ширине, богата је сунчевим зрачењем и има добре услове за изградњу фотонапонских електрана. У поређењу са централном Европом где већ постоји велики број фотонапонских електрана, сунчево зрачење на територији Републике Србије је веће за 30% [27]. Клима, сунце и географски положај су на нашој страни.
Важно је напоменути да људско понашање може играти значајну улогу у обликовању будућности наше планете. Тренутна технолошка достигнућа нуде решење проблема.

## ЗАКЉУЧАК

Испитали смо предности и изазове коришћења GSHP система са цевастим измењивачима топлоте, укључујући њихову исплативост, поузданост и скалабилност, те њихову улогу у смањењу емисија штетних гасова. Такође смо истражили потенцијалне препреке њихове широке примене, укључујући технолошка ограничења и понудили решења за превазилажење ограничавајућих фактора. Не треба занемарити регулаторне и политичке оквире, јавну свест и разумевање у даљем разматрању о имплементацији GSHP као обећавајућој опцији за грејање у будућности.
Самим увођењем GSHP се утрошак електричне енергије може смањити и до 65 % у односу на друге системе. Када се комбинује са фотонапонском енергијом, овакав систем може бити још ефикаснији. Фотонапонски панели могу да обезбеде електричну енергију потребну за напајање топлотне пумпе, смањујући ослањање система на мрежу и смањујући његов угљенични отисак. Процена отплате инвестиција у садашњем тренутку би била: за улагање у фотонапонску електрану 2 до 6 година; док је за улагање у уградњу система GSHP потребно 4 до 7 година да би се инвестиција у потпуности отплатила. Фотонапонске електране инсталисане на објекте који се греју топлотним пумпама су сигуран пут до минимализовања трошкова грејања и хлађења. Оба савремена система нуде могућност праћења и процену перформанси и њиховог утицаја на коришћење енергије, енергетске уштеде и емисије гасова. Ово може помоћи да се идентификују могућности за даље побољшање и да се осигура да технологија доприноси општим циљевима Националног акционог плана за ОИЕ и енергетску независност Републике Србије и превазиђу препреке које ће се јављати на путу будућности градова Србије.

## ЛИТЕРАТУРА:

[1] IPCC-Intergovermental Panel on Climate Change:Fifth Assessment Report (AR5),2014.,www.ipcc.ch
[2] SKGO,www.skgo.org/strane/387
[3] Министарство рударства и енергетике,Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије за период 2021 до 2030 са визијом до 2050.
[4] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_en
[5] https://klima101.rs/dokumenti-klimatske-promene-srbija-ndc-lcs
[6] Europena Comission, Commission’s report on the State of the Energy Union, 2021,https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/state-energy-union_en
[7] https://seenews.com/news/serbia-energy-imports-tripled-in-h1-2022-767432

[8] https://serbia.un.org/en/node/205356
[9] International Energy Agency (IEA) report on „Heat Pumps in the Agora“,Chapter 1,“The Global Heat Pump Market“,page 11, 2021
[10] IEA repot „The Future of Cooling in Bulidings“,page 13, 2018.
[11] Our World in Data based on the Global Carbon Project (2022), https://ourworldindata.org/co2-emissions
[12] National Energy and Climate Plans (NECP)/ECOS/coolproducts
[13] Worldwide;BP;BGR;2010to2020 Published by M.Garside, statista.com/statistics/265450/global-proved-reserves-of-coal/#statisticContainer
[14] https://www.de.com/en/germany-stockpiling-wood-in-fear-og-gas-shortage/a-62601419
[15]https://www.cbc.ca/news/science/bans-fossil-fuel-heating-homes-1.6327113
[16] IEA,“Market Report Series:Renewables 2019“,2019; Forbes-„China’s Geothermal Push:Can It Lead The World In Renewable Energy?, published on May 26,2020
[17] Стратегија Развоја Републике Србије до 2025.године са пројекцијама до 2030.године, На основу члана 99. став 1. тачка 7. Устава Републике Србије и члана 4. став 3. Закона о енергетици („Службени гласник РС” бр. 57/11, 80/11 - исправка, 93/12 и 124/12)
[18] Закон о водама „СЛ.гласник РС“,бр.30/2010,93/2012,101/2016,95/2018и95/2018-др.зак
[19] eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN,Anex VII, Part III, page 112
[20] https://www.egec.org
[21]Environmental impact assessment of ground source heat pump system for heating and cooling:a case study in China,The International Journal of life Cycle Assessment 27, (2022)
[22] Уредба о утврђивању програма финансирања активности и мера унапређења ефикасног коришћења енергије у 2021.години („Сл.гласник РС“, бр.9/2021 и 32/2021)
[23] https://www.hidmet.gov.rs/latin/osmotreni/podzemne_automatske_pocetna.php
[24] "A Comparative Study of Tube-in-Tube and Plate Heat Exchangers for Ground Source Heat Pump Systems" - published in the Journal of Energy Engineering in 2021.
[25] https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels
[26] https://solarmagazine.com/solar-panels/heterojunction-solar-panels/ https://hjtpv.com/hjt-technology/n-type-technology/
[27] Дољак, Д., Станојевић, Г.,(2017) Evaluation of natural conditions for site selection of groundmounted photovoltaic power plants in Serbia. Energy, 127, 291–300.
**Захвалница:** др Игор Балаж, Универзитет у Новом Саду, Србија

# ВЕШТАЧКА ИНТЕЛИГЕНЦИЈА-УПРАВЉАЊЕ ЕНЕРГЕТСКИМ УСЛУГАМА

Др Радмило Савић, дипл.маш.инж.
ЈКП „Београдске електране“, Београд, Србија
radmilo.savic@bgdel.rs

## РЕЗИМЕ

*Више од деценије ЈКП „Београдске електране“ су активни ученик истраживаачких и развојних Пројеката Европске Комисије који се односе на унапређења у области енергетике, са веома запаженим резултатима.*

*Поред пет завршених вишегодишњих пројеката, приводи се крају последњи пројекат „BEYOND – Референтна имплементација платформе за податке великог обима и аналитички комплет алата за вештачку интелигенцију ка иновативним енергетским услугама вођеним дељењем података у грађевинском сектору и шире“.*

*Пројекат BEYOND развија референтну платформу за управљање подацима великог обима, уз развој алата за AI који представљају напредну аналитику, што омогућава испоруку изведених података из стварног живота заједно са релевантним подацима који долазе из екстерних извора у реалном времену.*

*Комплет алата за аналитику омогућава извршење обимне дескриптивно-предиктивно-прескриптивне аналитике на основу унапред формираних алгоритама фокусирајући се на „личну аналитику“ (понашање потрошача, удобност и профилисање флексибилности), индустријску аналитику (аналитика енергетиких перформанси, предиктивног одржавања, предвиђања и аналитику флексибилности) и заједно са „Edge“ аналитиком прави искорак ка интелигентној аутоматизованој контроли зграда у реалном времену. BEYOND платформа великих података и AI Analytics Toolkit су повезани са новим механизмима дељења података који омогућавају интеграцију ланца вредности заинтересованих страна (првеснтвено власници зграда и актери на тржишту) омогућавајући им на тај начин добијање података о зградама уз напредну аналитику тако да могу да направе сопствене апликације и решења у циљу пружања иновативних енергетских услуга у објектима, док истовремено побољшавају своје пословне операције и операције.*

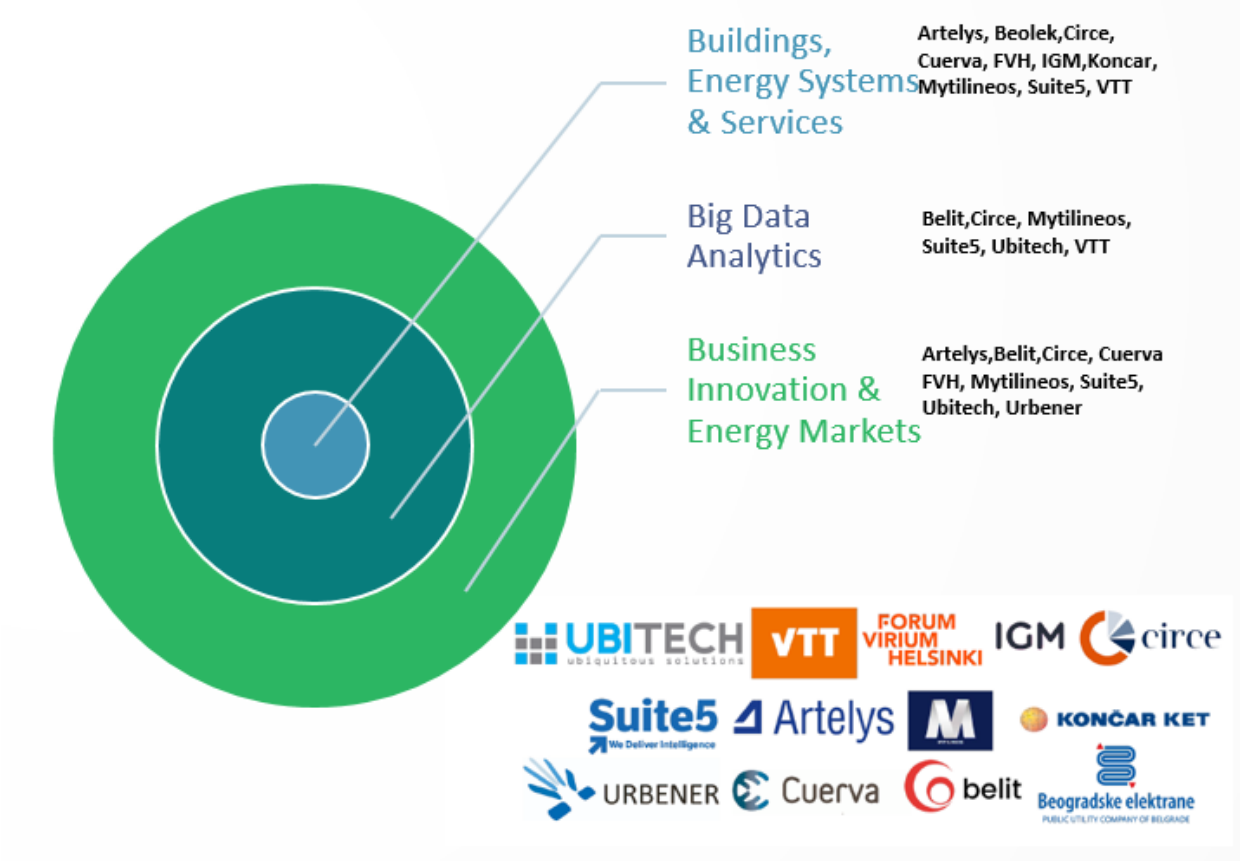
*У циљу постизања високог степена „интелигенције“ и оптимизације, BEYOND користи податке који су у вези са самим објектом, а који долазе из различитих извора (подаци апликационог програмског интерфејса, историјски подаци, подаци са различитих сензора, временски и тржишни подаци, јавно доступни подаци о зградама и сл.). BEYOND пројекат, који ће бити представљен у раду, реализује се на четири пилот локације (Грчка, Шпанија, Финска и Србија).*

**Кључне речи**: *потрошња енергије у зградама, вештачка интелигенција, управљање подацима великог обима, ЕУ пројекти;*

***Напомена:*** *Овај пројекат је добио средства из програма Европске уније за истраживање и иновације Хоризонт 2020 према Уговору о гранту бр. 957020.* ***Remark:*** *This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation program under Grant Agreement No 957020.*

## УВОД

Јавно комунално предузеће „Београдске електране“ више од 12 година кроз учешће у бројним европским пројектима континуирано ради на модернизацији и унапређењу пословања како би корисницима пружило бољу и квалитетнију услугу и дало свој допринос рационалном коришћењу енергије.
Пратећи актуелне трендове из области енергетике, предузеће се од 2009. године укључило у међународне пројекте које финансира или суфинансира Европска комисија. У протеклој деценији „Београдске електране“ су биле члан више конзорцијума за реализацију више значајних пројекта из пакета „ФП7“ и „Хоризонт 2020“.
Сви пројекти су првенствено орјентисани ка потребама потрошача уз примену мера за рационално коришћење енергије, примену обновљивих извора енергије и слично.
Приводи се крају последњи Последњи пројекат, који се завршава за шест месеци је пројекат „BEYOND – Референтна имплементација платформе за податке великог обима и аналитички комплет алата за вештачку интелигенцију ка иновативним енергетским услугама вођеним дељењем података у грађевинском сектору и шире“. Пројекат BEYOND се бави вештачком интилигенцијом, односно развија референтну платформу за управљање подацима великог обима, уз развој алата за AI који представљају напредну аналитику, што омогућава испоруку изведених података из стварног живота заједно са релевантним подацима који долазе из екстерних извора у реалном времену.
Другим речима, пројекат BEYOND развија платформу за велики број података и скуп технологија које омогућавају „потрошачу“ података да претражује, проналази и користи податке које генерише објекат и/или зграда. На основу њих, потрошачи могу да покрећу аналитику и симулације које су заправо потребне за дизајнирање пројекта и да их искористе током рада зграда у реалном времену како би оптимизовали њихов рад и енергетске перформансе.
На пројекту ради 13 партнера из осам земаља са четрири пилот локације (слика 1.). Пројекат је званично почео 01.12.2020. године и завршава се 01.12.2023. године. Пилот локација на територији града Београда обухвата више објеката у насељу „Степа Степановић“ на грејном подручју „Вождовац“.
Разлога и потреба за оваквим концептом пројекта је више. Енергетска ситуација у целом свету, а нарочито у Европи захтева свеобухватну и брзу реакцију. Велики градови пренствено не могу више бити само енормни потрошачи енергије, већ једадн део морају и производити из обновљивих или генерисати из извора отпадне топлоте. Развојем електронике и нових технологија, пословни простори али и станови, као и целе зграде постају „паметнији“. Сензори, електронске мреже, опрема са даљинским управљањем почињу да производе огромне количине података.
Поставља се питање: да ли ова доступност података може навести енергетске актере да искористе нове монетарне токове интеграцијом зграда као активних чворова у својим пословним моделима? BEYOND прати трендове на тржишту у домену енергетике.
Обновљиви извори енергије у комбинацији са ефикасним програмима, дистрибуирани извори енергије, а и неопходну законску регулативу. Дигитализација, велики обим података убрзано трансформишу познате бизнис моделе. Инвестиције засноване на иновацијама као што је налаитика великог обима података постају тренд.




*Слика 1. Партнери на пројекту и припадајуће активнсоти*

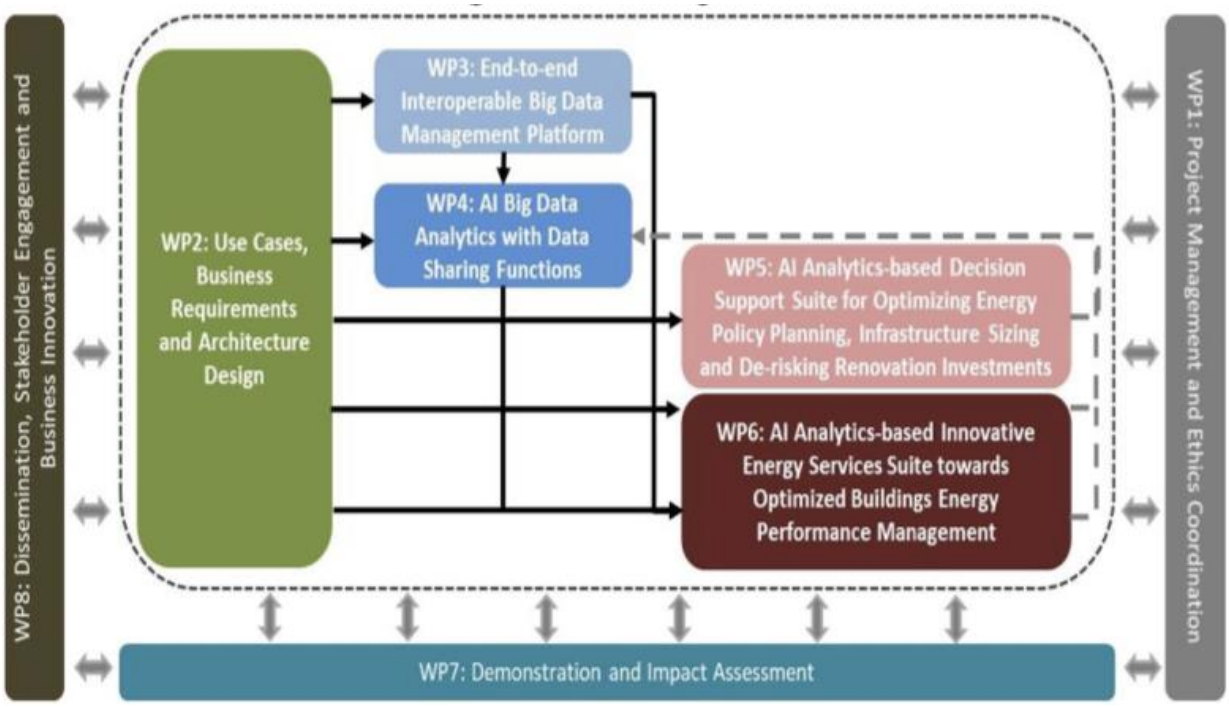
Циљ пројекта BEYOND је да се олакша градовима и енергетским актерима укључивање у оквир трансакција за дељење података како би прикупили што је могуће више података који потичу из зграда и добили приступ аналитичким алатима. BEYOND дизајнира и ствара нову платформу за „велике податке“ засновану на подацима зграда која ће иновативно управљати интеракцијама у ланцу вредности у енергетском сектору. BEYOND резултат даје могућност свим релевантним актерима да тргују својом аналитиком података о зградама како би проценили у ком степену зграде могу да генеришу приходе, што ће закључити о монетизацији података о зградама.

## 2 СТРУКТУРА ПРОЈЕКТА

Пројекат се састоји од девет радних пакета. Архитектура система је имала две верзије, прва која је коришћена као тестна у првој половини пројекта (18 месеци) и друга која је пуштена у продукцију, након извршених подашавања и корекција. Структура радних пакета је приказана на слици 2.

Први корак је био дефиниција корисничких захтева. Урађена је анализа стања са посебним освртом на идентификацију посовних потреба као и потреба крајњих корисника. Ово је урађано путем интервјуа са великим бројем различитих кориника. На основу обрађених података дефинисане су фокус групе. У наредним фазама пројекта, а на бауи стечених искустава, формирани су унапређени упитиници и активност поновљена са циљем да се итеративним путем дође до најреалнијих података и ставова. Следила је консолидација

пословних сценарија и додатних захтева, као иприпрема података о зградама и припадајућим енергетским подацима, са свим локалним специфичностима.



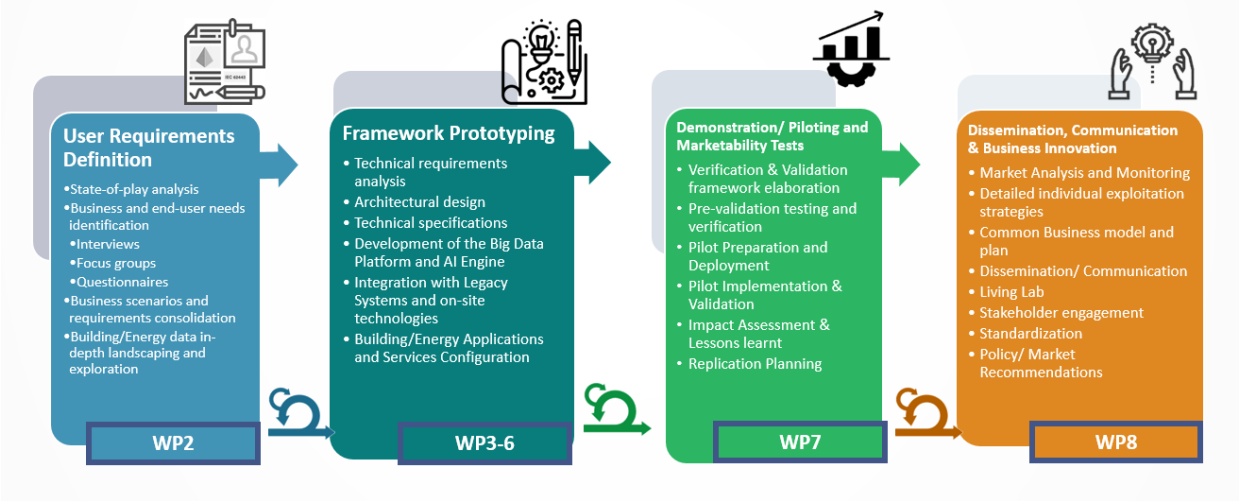

*Слика 2. Структура радних пакета пројекта*

Први корак је био дефиниција корисничких захтева. Урађена је анализа стања са посебним освртом на идентификацију посовних потреба као и потреба крајњих корисника. Ово је уређано путем интервјуа са великим бројем различитих кориника. На основу обрађених података дефинисане су фокус групе. У наредним фазама пројекта, а на бауи стечених искустава, формирани су унапређени упитиници и активност поновљена са циљем да се итеративним путем дође до најреалнијих података и ставова. Следила је консолидација пословних сценарија и додатних захтева, као иприпрема података о зградама и припадајућим енергетским подацима, са свим локалним специфичностима.

Приступило се затим изради прототипа, путем анализе техничких захтева, пројектовање архитектуре система, израда детаљних техничких спецификација и развој саме платформе за велики број података. Значајна позиција је развој „AI Engine“, односно вештачке интелигенције. Све ово је требало да се интегрише са старим (постојећим) системима и технологијама на лицу места (у објектима). Део који представља финализацију овог сегмента је конфигурација апликација и енергетских услуга зграда.

Трећи сегмент је демонстрација и тестирање у тржишним условима. Прво је требало да се разраде оквири верификацију и валидацију, спроведе пре-валидационо тестирање и почетна верификација. Различите фунцкионалности су распоређене према пилот локацијама, након чега је урађена прва валидација, процењен је утицај и ефекти. Посебно су документована специфична искуства и освојена сазнања („научене лекције“). На крају сегмента приступило се планирању репликација.

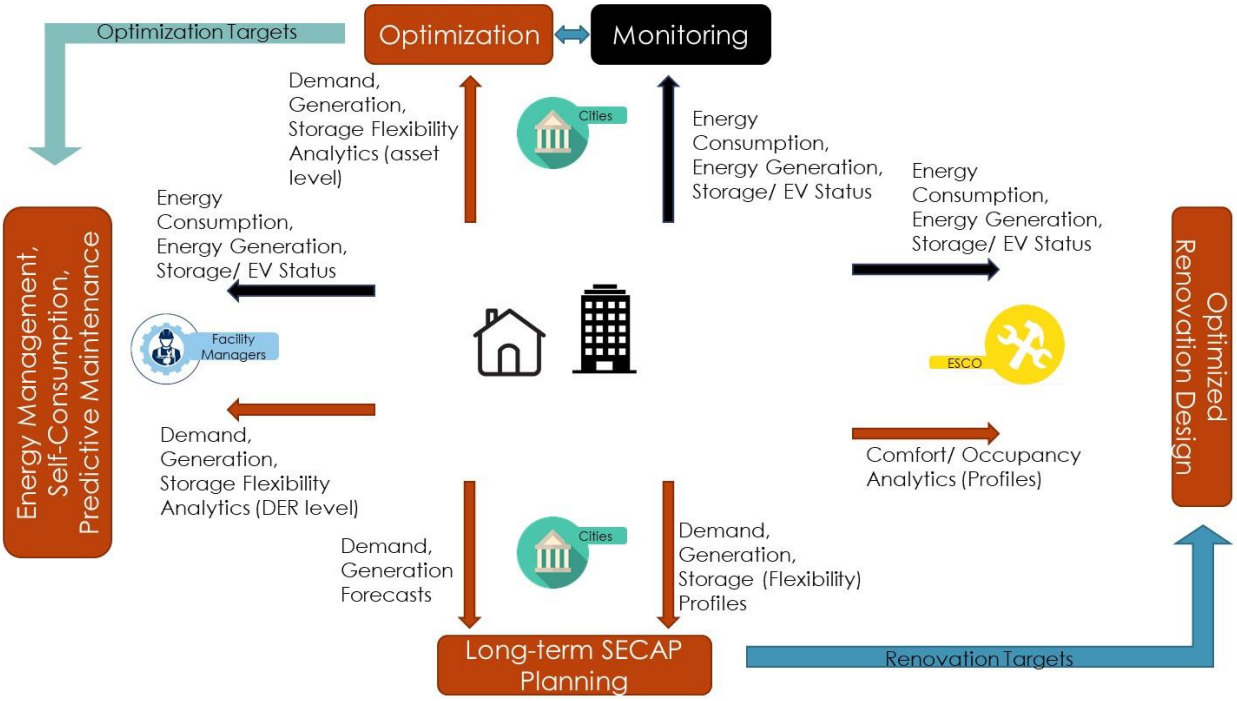
Последњи, али не мање значајан сегмент је популаризација пстигнутих резултата, интензивна комуникација и представљање пословних иновација. За то је било потребно урадити анализу и систем праћења тржишта, као и детаљне индивидуалне стратегије експлоатације. Заједнички пословни модел и план су настали након обједињавања података са свих пилот локација. Одржавање састанака уживо („Living Lab") са што већим бројем учесника из свих заинтересованих структура се показало као веома практично. Када се ради са овако обимним подацима и локалним специфичностима, неопходно је урадити стандардизацију за поједине сегменте. На крају, тржиште је тај фактор који путем својих закона и политика формира наредне кораке.
На слици 3. је приказана методологија примењена у пројекту BEYOND.




*Слика 3. Методологија пројекта BEYOND.*

## 3 МИСИЈА И ВИЗИЈА

Основна идеја је развој референтног сета алата за архитектуру великог броја података са припадајућом аналитиком и применом вештачке интелигенције која се односи на податке о зградама, који долазе из различитих извора са циљем побољшања функционалности и оптимизације у вези са перформансама зграде кроз напредне услуге засноване на АИ аналитици намењене грађевинском сектору и оптимизацији његових енергетских перформанси. На овај начин ће се формирати нови екосистем интелигенције вођене подацима, праћен одговарајућим пословним моделима, заснованим на принципима дељења података, размене и сарадње.
Платформа представља сарадњу између заинтересованих страна у области грађевинарства и енергетике: мрежних оператера, агрегатора, градова и њихових управа, ESCO компанија, продаваца енергетских услуга, енергетских менаџера објеката, менаџера зграда и у крајњој линији – самих потрошача.
Евидетно је да постоји потреба да се генеришу нове пословне услуге, повећа ефикасност техничких сисетма и на крају створе нове вредности, кроз шеме дељења података, напредну аналитику и методе вештачке интелигенције, за које је потребан искорак и размишљање које излази из садашњих оквира. Шема повезаности, процеса и размене података је дата на слици 4.




*Слика 4. Шема повезаности, процеса и размене података*

## 4 ТЕХНИЧКЕ НОВИНЕ, КОНЦЕПТ И ВРСТЕ АПЛИКАЦИЈА

Лако управљање подацима: један од задатака пројекта је био да се формира једноставно и лако прикупљање података, њихово мапирање и повезивање са посебном пажњом када су у птиању приватни податаци, са екстерним подацима на основу заједничког информационог модела

Интуитивно истраживање података представља подршку у тражењу, лоцирању (”matchmaking”), разумевању, истраживању и „припремању“ података везаних за енергију за аналитику.

Сигурно експериментално „игралиште“ дизајнирање и извођење аналитике и „апликација“ у приватним окружењима са заштићеним окружењем, покрећу се искључиво на захтев корисника.

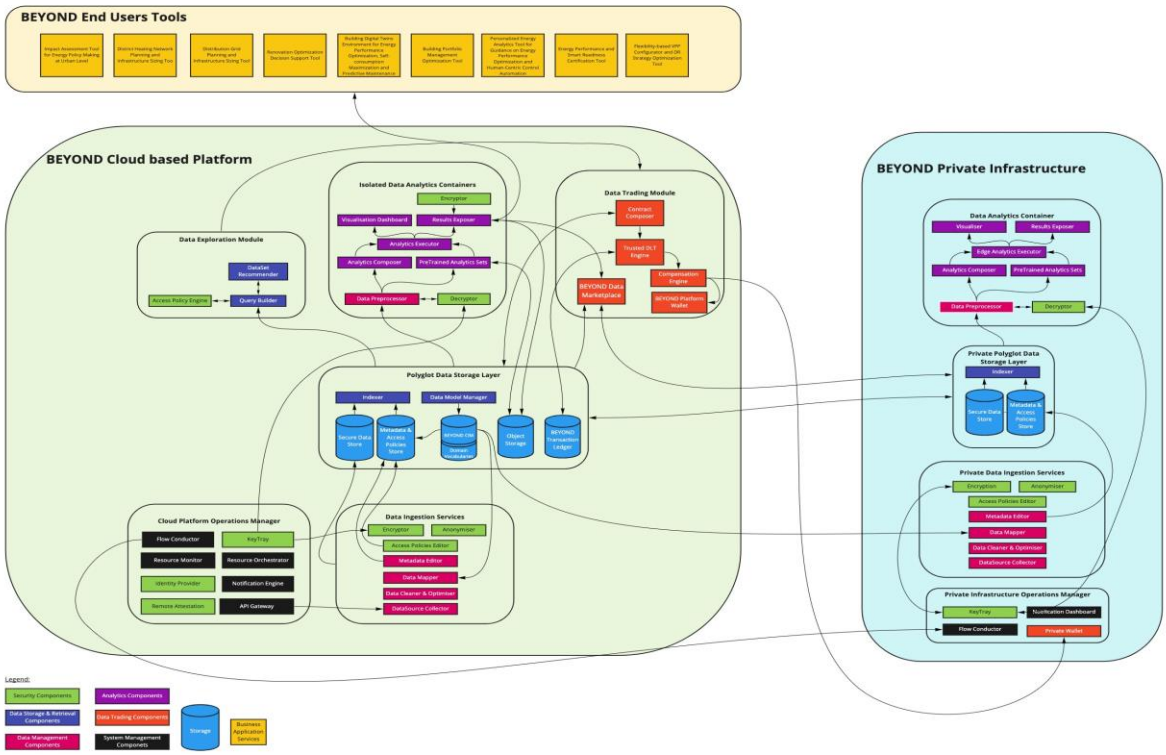
Аналитика као услуга омогућава нове апликације за цео ланац вредности са могућношћу креирања личне аналитике, индустријске аналитике, основне аналитике и друго.

Поуздано дељење података је од изузетног значаја. Стварање, потписивање и валидација паметних уговора о подацима са више страна на непроменљив начин, уз потенцијалну надокнаду за укључивање различитих заинтересованих страна.

Цео процес се закључује између пружалаца података и корисника података на основу уговора о подацима који омогућава добављачу података да добије накнаду. С друге стране, корисник података може да задовољи своје пословне функције, а истовремено може да врши аналитику на овим подацима и постепено се претвара у самог провајдера података стављајући ове увиде на располагање другим заинтересованим странама на енергетском тржишту.

Као резултат тога, пројекат BEYOND даје прилику свим актерима да размењују аналитику података са потрошачима података тако да најновији процене у ком степену зграде могу да генеришу приходе кроз њихово учешће у новим трендовима у енергетском екосистему као

што је трговање флексибилношћу. Дакле, пројекат негује екосистем који није фокусиран само на услуге већ и на размену података, и што је најважније, на монетизацију података о зградама.
Архитектура је постављена да буде интероперабилна, са посебним сегментима који обезбеђују сигурност, омогућен рад у клауду и локално, у просторијама корисника, са остављеном могућношћу за надоградње и додатна повезивања. Основа архитектуре система је приказана на слици 5.




*Слика 5. Основа архитектуре система*

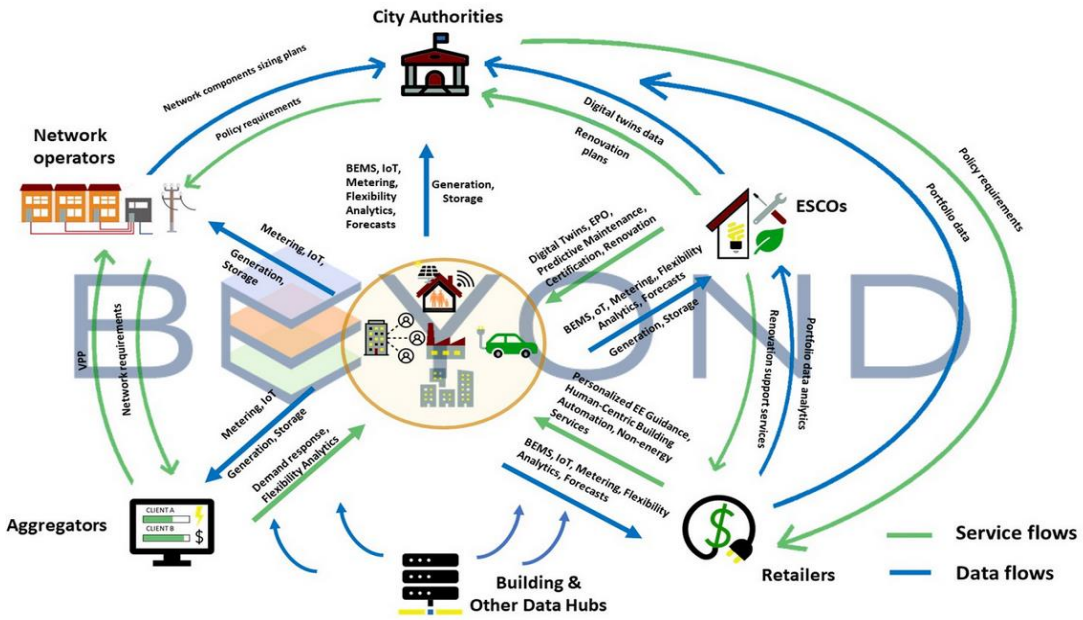
Пројекат се изводи на четири пилот локације, и то:

- Грчка: Mytilineos (Продавац)
- Шпанија: CUERVA (продавац) – URBENER (агрегатор)
- Финска: FVH (Градска агенција/Управљање зградама)
- Србија: БЕОГРАДСКЕ ЕЛЕКТРАНЕ (Оператор мреже даљинског грејања / продавац енергетске услуге)

Поједине BEYOND апликације, имају различите циљне групе енергетских актера. У табели 1. је дат преглед основних апликација и коме су намењене. На слици 6. дат је шематски приказ повезивања различитих актера и тока података.

*Табела 1. Преглед BEYOND апликација са*

| р.б. | Назив апликације | Циљна група |
|---|---|---|
| 1 | Модул за процену утицаја за холистичку енергетску оптимизацију и креирање политике на урбаном нивоу | Градске власти |
| 2 | Модул информисаног одлучивања за димензионисање и планирање енергетске инфраструктуре | Оператери мрежа (даљинско грејање/електрична енергија) |
| 3 | Модул подршке за напредно реновирање | ESCO и грађевинске компаније |
| 4 | Digital Twin модул зграда за максимизацију сопствене потрошње и предиктивно одржавање | ESCO, менаџери објеката |
| 5 | Портфолио Аналитика зграде и модул за управљање | Продавци |
| 6 | Персонализована енергетска аналитика и модул аутоматизације усмерен на човека | Прозјумери |
| 7 | Сертификација енергетских перформанси зграде | ESCO |
| 8 | Оптимална ВПП конфигурација и модул одговора на потражњу оријентисан на потр | Агрегатори |




*Слика 6. Повезивање различитих актера и ток података*

## ЗАКЉУЧАК

Концепт пројекта BEYOND H2020 развија и нуди платформу за велике податке и скуп технологија које омогућавају потрошачу података да претражује, проналази и користи податке које генеришу зграде (власници података). На основу њих, потрошачи података могу да покрећу аналитику и симулације које су заправо потребне за дизајнирање пројекта и да их искористе током рада зграда у реалном времену како би оптимизовали њихов рад и енергетске перформансе.

Прилагођавање потребама заинтересованих страна у грађевинском сектору захтева велику флексибилност током развоја (различите потребе, средства и карактеристике података, модели података, потреба за флексибилним решењима и развојним процесима). Интероперабилност је кључна за стварање универзалног решења уз изражену потребу да се инвестира у усклађивање концепата, метода и алата, како би се постигли максимални ефекти и ефикасност коришћења техничких система у зградама.

Предстоји унапређење функционалности платформе на основу повратних информација заинтересованих страна и плана интеграције. Временом ће се платформа BEYOND попуњавати подацима који постају историјски и побошано унапређеним моделима аналитике представљаће основу за учење вештачке инелигенције. Намера је да се креира шире доступна апликација за крајње кориснике, коју они могу тестирати и прилагођавати својим потребама. У томе ће активности на пилот локацијама имати значајну улогу и треба их наставити и по формалном окончању пројекта. Потребноје у реалним условима ширег обима унапредити пословне моделе и процените и доказати њихову изводљивост и применљивост у целом ланцу вредности. Заинтересоване стране треба да узму активније учешће при чему директна комуникација и размена искустава („Living Lab“) представља значајан сегмент.

Пратите новитете на пројекту:

https://beyond-h2020.eu/

twitter.com/BeyondH2020

https://www.linkedin.com/company/beyond-project-h2020/

## ЛИТЕРАТУРА

[1] Документација Пројеката „Beyond“
[2] Јавно доступни подаци са портала Пројекта (https://beyond-h2020.eu/

# ПОВЕЋАЊЕ УДЕЛА ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ У ДАЉИНСКОМ ГРЕЈАЊУ СРБИЈЕ – БИТНА КАРИКА У ПРОЦЕСУ ДЕКАРБОНИЗАЦИЈЕ СРБИЈЕ

Петар Васиљевић, дипл.маш.инж
Самостални консултант,
pevasiljevic@gmail.com

**РЕЗИМЕ**

*ИНТЕГРИСАНИ НАЦИОНАЛНИ ЕНЕРГЕТСКИ И КЛИМАТСКИ ПЛАН РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ДО 2030. ГОДИНЕ, СА ВИЗИЈОМ ДО 2050 (INEKEP). ГОДИНЕ је у јавној расправи.*

*Нацртом овог Плана предвиђени су циљеви остваривања учешћа Обновљивих извора енергије , које је потрбно постићи у 2030 години , у областима производње електричне и топлотне енергије .*
*Предвиђени циљ у области Даљинског грејања и хлађења је изузетно захтеван с обзиром на ниво заступљености ОиЕ данас у процесу производње топлотне енергије у Србији.*
*Како остварити овај циљ , односно који је пут до постизања овог циља ?*

**Кључне речи**: Даљинско грејање , *ОиЕ , Декарбонизација* .

**УВОД**

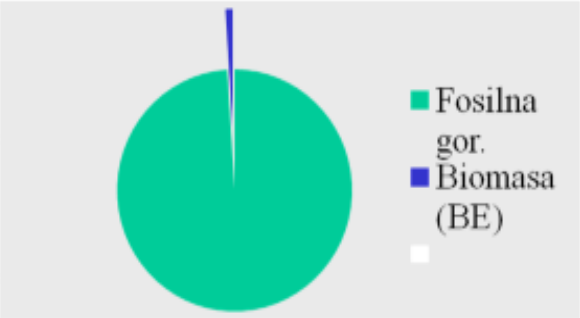
Функционисање Системи даљинског грејања у Србији започето је шездесетих година прошлог века . Основни енергент у процесу производње топлотне енергије били су мазут и угаљ.
Деведесетих година , током периода санција према Србији , системи даљинског грејања су преживљавали уз значајне импровизације које су се односиле на снабдевање енергентима и резервним деловима постројења.
Али у тим тешким условима за функционисање два велика система у Београду и Новом Саду су спровела гасификацију својих постројења и тиме започела процес супституције мазута гасом .
Тај процес је у новом миленијуму настављен и у другим градовима Србије који су имали систем даљинског грејања. На тај начин извршена је значајна супституција мазута гасом .

**STRUKTURA ENERGENATA**

dominantno :

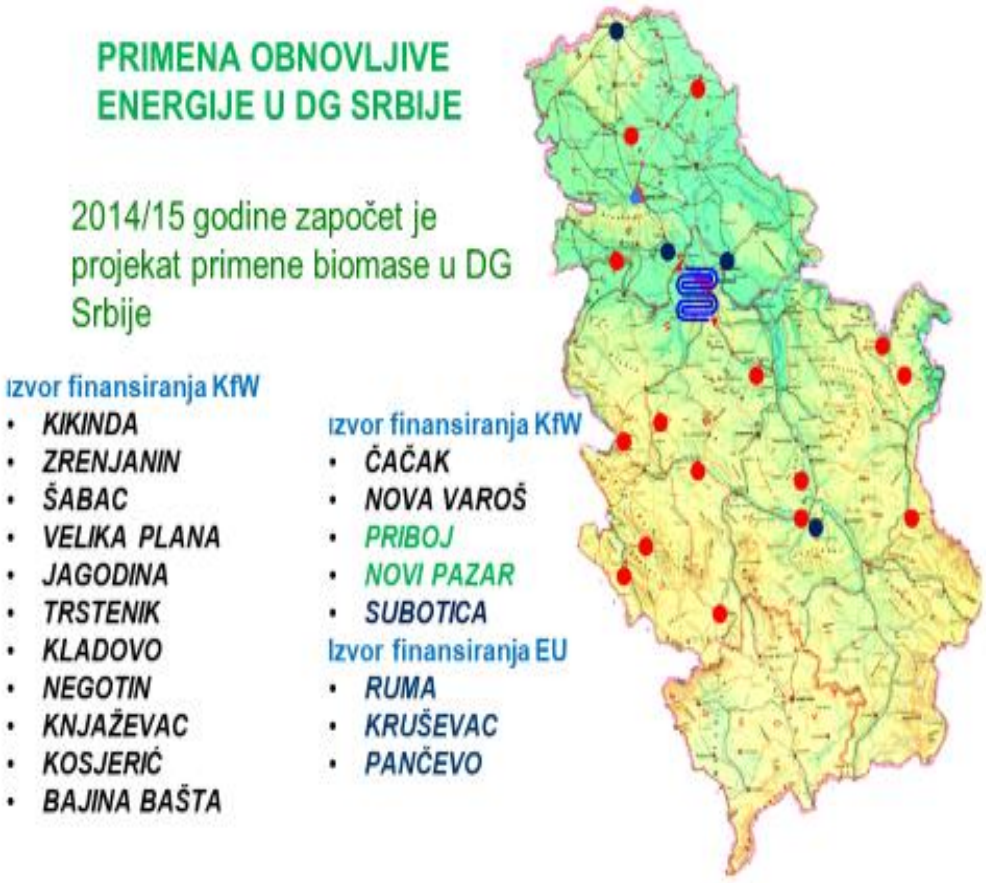
- ***Fosilna goriva : 98%***
  ***gas,mazut i ugalj***
- ***Potrošnja uglja :***
- ***KG- 120.000 t ,***
- ***Bor-50.000 t***
- ***Kruševac- 35.000 t***
- ***B.Palanka 500 t***
- ***N.Pazar 500 t,***
- ***Batočina 500 t***
- ***Biomasa 2%***
- ***(BE 50.000 t ,Knjaževac)***

**ZASTUPLJENOST ENERGENATA U PROIZVODNJI TOPLOTNE ENERGIJE DO 2021 GODIME**




Али нажалост велики потрошачи угља за даљинско грејање су и даље остали у раду – а то се види на горњем слајду.
У Крагујевцу је тек за грејну сезону 2022/23 прорадило ново постројење снаге 105 MW које као енергент користи природни гас.Али и даље у Србији се у системима даљинског грејања годишње утроши скоро 100.000 т угља уз остатак неколико десетина хиљада тона пепела годишње !
На горњем слајду види се да је учешће обновљивих енергената у процесу производње топлотне енергије свега 2 % .
Процес производње топлотне енергије из ОиЕ започет је 2008 године у Београду .Тада је у 15 котларница , које су користиле угаљ извршена супституција угља дрвном биомасом – брикетом и пелетом . У претходних 15 година утрошено је преко 50 .000 тона дрвне биомасе у тим котларницама . Такође у Књажевцу се већ дуги низ година користи огревно дрво које се у два котла од по 2 MW сагорева у процесу производње топлотне енергије .

Значајније активности на примени ОиЕ у системима даљинског грејања Србије почињу реализацијом пројекта KfW банке и Министарства рударства и енергетике 2014 године.




Израђене су Предстудије изводљивости за све ове градове а основни приступ је био на изградњи когенеративних CHP постројења.

- **2018/19 godine PRISTUPILO SE IZRADI novih Predstudija izvodljivosti u 6 gradova ali ovaj put za HoB konceptu i sa rehabilitacijom mreže i PS !**
- **U oktobru 2021.godine pušteni su u rad obnovljeni Sistemi DG u Priboju i Malom Zvorniku a koriste drvnu biomasu-sečku .**
- **U Kladovu je puštena u rad KO Pemci – snage 6 MW**
- **U Majdanpeku je pušten u rad kotao na biomasu-sečku , snage 7 MW 2021.godine**
- **U Novom Pazaru puštena je u rad nova Toplana 2022. godine koja koristi drvnu biomasu -sečku a kotao ima snagu 8 MW**

Уочава се да су нова котловска постројења која користе дрвну биомасу-сечку релативно малих снага али треба нагласити да се у свим тим градовима са тим котловима производи између 92-95 % потребне количине топлотне енергије јер постројења раде 24 часа а користе се у систему и спремници топлоте.

## 2 ШТА ДОНОСИ ИНЕКЕП

Првобитни Нацрт овог документа предвидео је да се спроведе :

- Смањење емисија са ефектом стаклене баште у 2030. у односу на 1990. годину за 40,3%;
- Учешће ОиЕ у бруто финалној потрошњи енергије у 2030. години у износу од 41%;
- Учешће ОиЕ у производњи електричне енергије у 2030. години 49,1%;
- **Учешће ОиЕ у грејању и хлађењу у 2030. години 50,9%;**

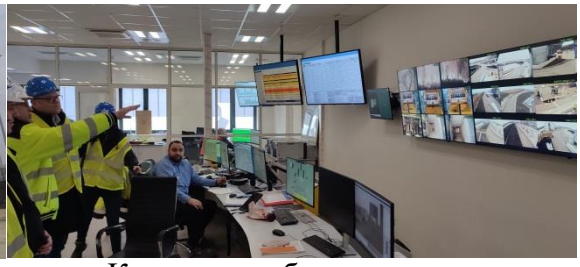
Али у међувремену , током јавне распараве , најављено је да ће се проценти Учешће ОИЕ у грејању и хлађењу у 2030. години смањити у односу на првобитно предвиђено.
Уочава се задњих дана да се активности на финализацији завршне верзије ИНЕКЕП-а убрзавају и за очекивати је да до датума одржавања наше конференције , крајем маја на Златибору имамо на располагању више детаља завршног документа.

## 3 КОЈЕ СУ ТО АКТИВНОСТИ КОЈЕ ЋЕ ДОВЕСТИ ДО ТОГА ДА СИСТЕМИ ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА СРБИЈЕ ОСТВАРЕ ЗАЦРТАНЕ ЦИЉЕВЕ ИНЕКЕПА.

Током 2022 године започете су активности на реализацији пројеката: ReDeSRB 1i 2 , KfW биомаса 1 , управо припремљени нови KfW биомаса 2 i KfW Солар, обезбедиће изградњу постројења која ће користити топлотне пумпе , геотермалну енергију, соларну енергију,

спремнике топлоте , постројења за спаљивање комуналног отпада и постројења за третман отпадних вода у 15 градова који имају Даљинско грејање.
У току су израде Предстудија изводљивости а имплементација се планира у периоду 2024-2027 године.
Спалионица комуналног отпада Винча почела је са пробним радом крајем марта ове године а пун капацитет производње 56 MW топлотне и 20 MW електричне енергије планира се за октобар 2023 године.

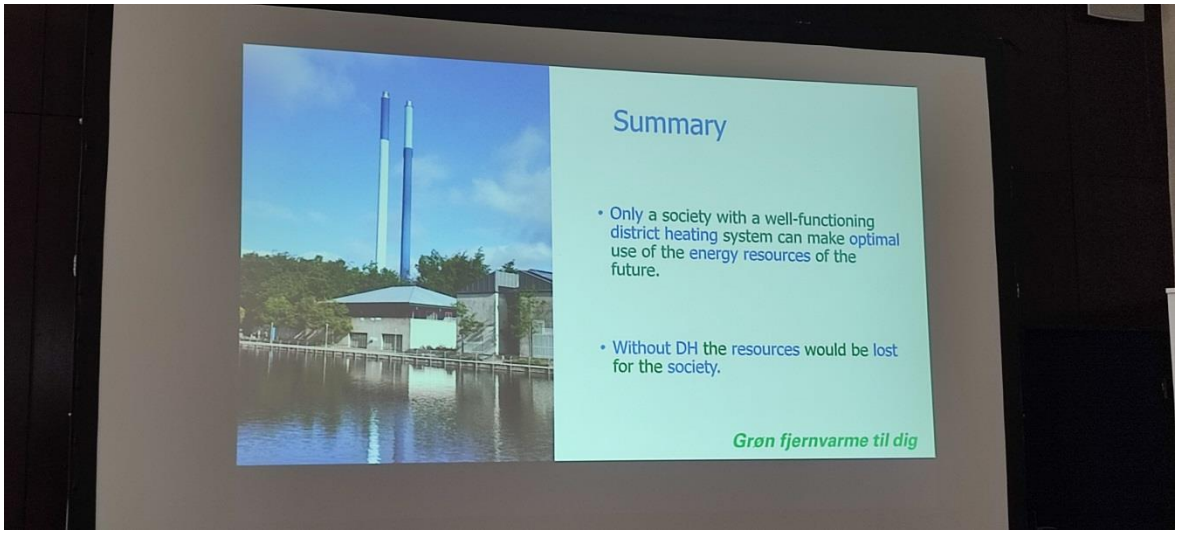
Спалионица Винча


Командна соба

Са друге стране крајем 2023.године и почетком 2024.године планиран је почетак реализације Пројекта: „Облачење зграда колективног становања у градовима Србије“ а циљ пројекта је да се применом мера за повећање ЕЕ у зградама смањи потреба за грејање (и хлађење) за 30-40 %. Пројекат ће се финансирати од стране EBRD Банке , USAID-а и средствима из Буџета Републике Србије

Реализација ових Пројеката стичу се услови да се уз смањење потребе за грејање у стамбеним зградама , које чине 75 % потрошача у системима даљинског грејања Србије, удео производње топлотне енергије из ОиЕ приближи наведеним циљевима у ИНЕКЕП-у

**ЗАКЉУЧАК**




Ово је закључак презентације Ларса Гулева на Семинара у Врњачкој Бањи:
**Само друштво са добро функционишућим системом даљинског грејања може оптимално да искористи енергетске ресурсе будућности.**
**Без Даљинског грејања ресурси би били изгубљени за друштво.**

**ЛИТЕРАТУРА**

[1] Министарство рударства и енергетике Републике Србије: Презентација ИНЕКЕП-а , 2022, www.mre.gov.rs
[2] ТОПС**: Извештај о раду система даљинског грејања у Републици Србији за 2021. Годину**

# TRIGENERATION FACILITY IN CLINIC CENTER AND SPORT CENTER ČAIR IN NIŠ

Vladislav Pavicevic, MSc (Mech. Eng., Sustainable Energy System Solution,
Miroslav Vujnovic, MSc (Economy), Sustainable Energy System Solutions,
Dragisa Nikolic, MSc (Mech. Eng.), District Heating Company of Nis

## ABSTRACT

*Conception and main technical and financial aspects of construction of a trigeneration plant into boiler house "Klinički centar" and Sport Center "Čair" in DH system of Nis, are presented. Conceptually, the trigeneration plant is composed of a reciprocating gas engine, vapor compression heat pump and auxiliary equipment that is necessary for operating the plant (balance of plant). Analyzed are both alternatives i.e. use of vapor compression and absorption heat pumps.*

*The trigeneration plant is planned to supply 1141 $KW_e$, and 1307 $KW_t$ by reciprocating gas engine and about 1000 $kW_t$ by heat pump. Also planned is heat recovery by cooling sanitary hot water before its release to sewage system.*

*Two aspects have to be underlined:*

- *The plant flexibility, and*
- *The short payback time of the plants, especially in case of use vapor compression heat pump.*

## INTRODUCTION AND BACKGROUND

About 50% of the final energy consumption in the European Union (EU) is used for the heating needs of buildings, domestic hot water production, and heating in industrial processes. In addition, much of this supply comes from fossil fuels, meaning significant greenhouse gas emissions, as the heating sector alone causes about 38% of the overall EU emissions.
Besides heating, in the last decade cooling has become a major factor in the share of energy consumption as well, creating challenges for the electricity grid. The heating and cooling sectors are key to achieving $CO_2$ emission reduction, as well as positively impacting security of supply.

Future energy systems will exhibit much more interactions among different forms of energy and sectors, and in particular, sectors of heating and cooling and electricity. This is especially expected in urban areas, where most of these interactions would take place and where the largest share of heating and cooling consumption is expected.

So, while there are challenges with which society will be faced regarding future heating and cooling, there are also opportunities that could be used by deploying new technologies. However, technically there are more efficient ways to generate heat compared with boilers. Good examples are combined heat and power (CHP) plants that produce heat in combination with electricity. It is a

mature technology with high efficiency levels that can save primary energy (compared with the separate production of heat and electricity) and help to reduce $CO_2$ emissions.

But it seems that energy planners and policy makers do not catch this concept, which often couple heating and cooling with the electrical sector.

This could be done by looking at the tight interactions going on between electricity and heating and cooling from a multi-energy system perspective, and additionally setting up a low carbon district energy system.

Electricity today is increasingly generated from renewable sources. Renewables (RES) for heating and cooling such as solar thermal energy, have largely been out of focus. Basically, there is not yet a comprehensive approach to support RES district heating and cooling.

The less is efficient and carbon intensive the power system, there are more opportunities for cogeneration and trigeneration production (which exploits high efficiency combined generation) and there are more opportunities for benefits relative to electric alternatives.

Thermal energy could come from solar, biomass, geothermal sources, or waste heat from industry processes. Advanced schemes, adopted in integrated energy supply for the districts include the trigeneration, whereby some electricity and heat produced in CHP plants are used to supply with electric energy compression or with heat energy absorption heat pumps or chillers. In several cases, these schemes can prove to be highly efficient and economically viable, as in hospitals, commercial buildings, office blocks and other consumers when multiple forms of energy may be required for most of the year.

Trigeneration or **combined cooling, heat, and power generation**, is the process by which the heat or electricity produced by a cogeneration plant is used to generate chilled water for air conditioning or refrigeration.

In many hospitals around the World, it is common practice that facilities of combined heat and power (CHP) based of reciprocating gas engine (RGE) that apply process by which part of electricity produced is used to generate chilled water (in a vapor compression or absorption heat pump) for air conditioning and refrigeration.

In this article described are configuration, technical and financial performances of the Trigeneration plant (TP) that is proposed by USAID and E3i to be applied in Boiler House Clinic Center (BH CC) of DHC of Nis to produce electric energy and heat by a gas engine for generation of power and heat for generation of hot water preparation, and heating and cooling by a vapor compression heat pump (HP) and Absorption Heat Pump (AHP). Also, sanitary hot water before is rejected to sewage system – as the SHW after use still has temperature between 25-30°C – is cooled down to 20 °C in a heat exchanger, and additionally cooled down to 10 °C in evaporator of the HP.

University Clinic Center (UCC) of Nis is connected to District Heating of Nis (DHN) via Boiler House Klinicki Centar (BHKC). The BHKC supplies UCC with heat energy for heating (HEH),

sanitary hot water (SHW) and steam for sterilization (SS). Also, the load from the Boiler House „Cair "(BHC) is transferred to the BHKC after closing down the BHC. Beside it, the BHKC supplys HEH to some number of residential buildings.

## THE TRIGENERATION PLANT DESIGN PROCESS

These evaluation steps are suggested to carry out trigeneration system design:

1. Developing of the profile of the various heat[59] and cool demands at the appropriate pressures for the applications being studied; collecting data with regard to condensate returned from the process and its temperature. Data must include daily fluctuations due to normal variations in process needs, as well as seasonal weather effects; including the influence of not-working periods such as weekends, vacation periods, and holidays.
2. A profile for electric power must be developed in the same way as in the case for heat demand profile. These profiles typically include heat and power demands for "typical" weeks or months for season or month of the year.
3. Fuel availability and present-day cost as well as projected future costs. The study should also factor process by-product fuels into the development of the energy supply system.
4. Purchased power availability and its present and expected future cost.
5. Plant discharge stream data in the same degree of detail as the process heat demand data.
6. Number and rating of major (demand and generation) equipment items. This evaluation usually establishes whether spare capacity and/or supplementary firing should be installed.
7. Plant, process, and trigeneration system economic lives. Once this initial data bank has been established, the various alternatives that can satisfy plant heat and power demands can be identified.
8. Subsequently, pretty detailed technical analyses are conducted. Thus, energy balances are made, investment cost estimated, and the economic merit of each alternative evaluated.

### A) CASE STUDY : UKC

**Electric Power Needs Estimate**

Relevant and newest data characterizing electric energy consumption are collected and analyzed. These very fresh data is related to 2021 and 2022 years. Data for two first months (January, and February) in 2021 year are missing. Also, collected are data for first five months (January, February, March, April, and May) in 2022 year.

[59] Terms „process heat" includes in this case steam for sterilization, sanitary hot water, heating energy and cooling energy.

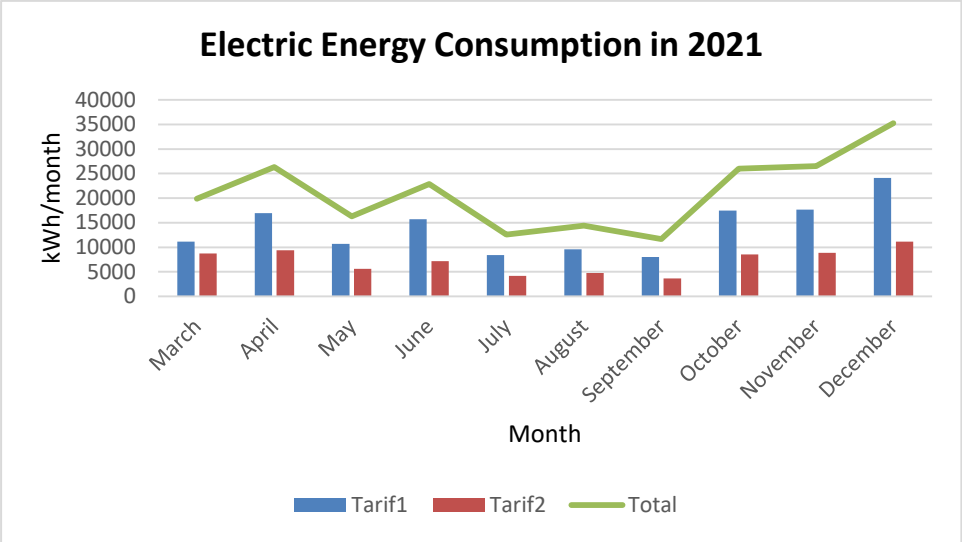



**Figure 1: Consumption of electric energy by BHKC**

Daily average electric energy consumption is 700 kWh.

Basically, a period of 15 month is characterized by a pretty large index between maximum and minimum monthly electric energy consumption, which amounts to 3.4. However, the power that is needed for "covering" electric energy consumption by DHN`s boiler houses (BHKC) UCC and SCC is relatively small and amounts about 100 $kW_e$ (0.1 $MW_e$).

**Heat Load**

The BHKC delivers HEH, SHW and SS to UCC and HEH for a number of residential buildings that are connected to DHN. And while delivery of HEH depends on outside air temperature, deliveries of SHW and SS are pretty constant over whole year.

In BHKC are installed following boiler units:

1. 3.5 $MW_t$ boiler that generates HEH and SHW. The boiler operates round the year.
2. 10 $MW_t$ boiler for HEH that basically operates only in heating season (October 15 – April 15).
3. 16 $MW_t$ for HEH that is at the moment conserved and out of use.

**Heat energy delivered**

- **Sterilization Steam (SS) preparation**

During period between January 2022 and May 2022 (including consumption in May 2022) the BHKC delivered to UCC (quite normally, UCC is the unique consumer of SS) 808214 kWh of SS. Average monthly delivery of SS to UCC is 161642.8 kWh (161.64 MWh).

2x1 MW steam boilers are in use for production of steam foe sterilization with temperature of 160 °C. This steam temperature is obviously too high to be produced by REG.
Monthly and average heat energy consumption for generation of SS is presented in diagram in Figure 2.
Daily energy consumption for SS generation is approximately 5.4 MWh.

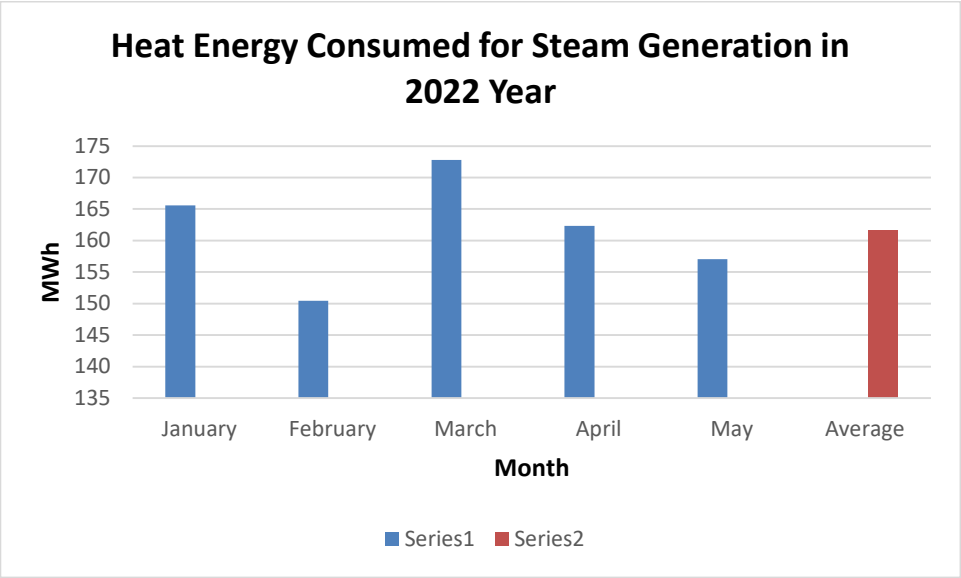



**Figure 5: Monthly and Average Heat Energy Generation for SS**

The BHKC delivers SS to UCC each day from 5 am to 8:30 am.

- **HEH and SHW preparation**

This delivery is itemized and reported as "hot water delivery" in DHN, in spite of fact that HEH is produced (in design conditions) at temperatures 115/70 °C to substations, and at temperatures 90/70 °C to the consumers in apartments. Of course, forward and return temperatures are regulated in accordance with outside air temperatures (following heat load) according to "temperature sliding diagram".
SHW is delivered at 60 °C and is pretty constant over the whole year.
In the time period between August 2021 and May 2022 (including deliveries of HEH and SHW in May 2022) BHKC delivered 16658264.08 kWh of HEH and SHW to customers. All SHW id delivered to and used by UCC, as the residential consumers do not have installation for SHW. HEH is delivered to UCC and residential consumers.
Sometimes in May and September BHKC delivers HEH to UCC parallelly with SHW and SS. For example, in May 2022 the BHKC delivered to UCC beside SHW and SS, also HEH.

"Heat" (heat energy for heating + heat energy for SHW) delivery from BHKC (Boiler House "Klinički Centar") in 2021 year is shown in table 1.

**Table 1: BHKC, Heat Delivery in 2021**

| Month | Number of consumers | Heated area ($m^2$) | Heat delivered (kWh) |
|---|---|---|---|
| **January** | 6 | 24801.62 | 596309 |
| **February** | 6 | 24801.62 | 542004 |
| **March** | 6 | 24801.62 | 513889 |
| **April** | 6 | 24801.62 | 462178 |
| **May** | 32 | 118623.33 | 1383968.2 |
| **June** | 17 | 95038.24 | 1505059.94 |
| **July** | 22 | 103562.8 | 899803.27 |
| **August** | 27 | 109895.84 | 651960.37 |
| **September** | 30 | 117918.86 | 821282.3 |
| **October** | 33 | 118623.34 | 2606154.2 |
| **November** | 33 | 118623.34 | 2812572.6 |
| **December** | 33 | 118623.34 | 3863083.2 |
| **Total** | | | **16658264.08** |

Quick analysis of data in Table 1 allows conclusion that BHKC was in 2021 in process of coupling with BH "Čair", and heat load varied during the year. Because of it, only the data in the months August to December are reliable.

Also, fully reliable are the data for heat delivery in 2022 year are presented in Table 2.

**Table 2: Set of Data Regarding Heat and Natural Gas Consumption**

| Item | Month | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **January 2022** | **February 2022** | **March 2022** | **April 2022** | **May 2022** |
| **Total heat consumption in substations (kWh)** | 4094999 | 3124916 | 3314048 | 1933349 | 1027525 |
| **Efficiency of heat generation** | 0.983 | 0.983 | 0.983 | 0.983 | 0.983 |
| **Efficiency of heat distribution** | 0.946 | 0.946 | 0.946 | 0.946 | 0.946 |
| **Generated "heat" (kWh)** | 4403613.01 | 3360421.03 | 3563806.7 | 2079053.21 | 1104963.02 |
| **Natural gas consumption for heat generation ($Sm^3$)** | 475518.64 | 362870.86 | 384833.21 | 224503.96 | 119318.05 |
| **Measured total natural gas consumption ($Sm^3$)** | 540054.82 | 392389.9 | 424594.52 | 249448.85 | 132575.62 |
| **Consumption of natural gas for steam generation ($Sm^3$)** | 64536.18 | 29519.04 | 368215.72 | 31181.96 | 16572.00 |
| **Heat energy consumption for steam generation (kWh)** | 597647.16 | 29519.04 | 39761.31 | 33892.50 | 18013.04 |
| **Efficiency of steam boiler** | 0.956 | 0.956 | 0.956 | 0.956 | 0.956 |
| **Consumption of heat energy for stem generation (kWh)** | 165562.4 | 150461 | 172798 | 162337 | 157056 |

HEH and SHW consumption/delivery of the BB KC for period between January 2022 and May 2022 is shown in diagram in figure 3.

Examining the diagram in figure 6, it can be seen that there are red color and blue color bars. The difference is that values of red color bars are calculated when blue bars (representing net energy consumption in fact net heat energy delivery) are divided with efficiency of heat generation and efficiency of heat distribution.

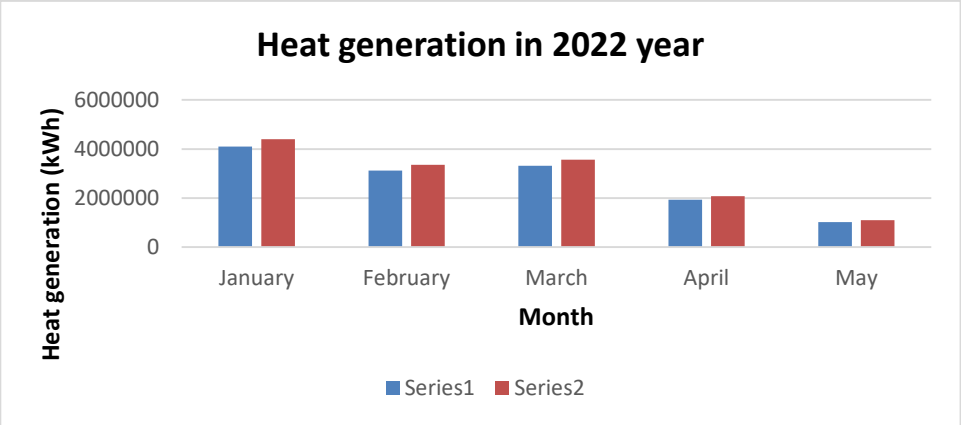



**Figure 3: Net (blue) and gross heat energy generation by BHKC**

## Consumption of Heat Energy for SHW preparation

Finally, it is still necessary to separate heat energy consumption for SHW and heat energy for HEH.

In diagram in figure 4 shown is consumption of heat energy for HEH. The energy needed for heating is estimated from tables 4, 5 and 6 and diagram in figure 10. Using data from those data calculated is number of heating degree days (HDD) for each month. Knowing that heat energy consumption is proportional to number of HDD, developed is regression equation for the BH KC that gives dependency of heat energy consumption of number of HDD.

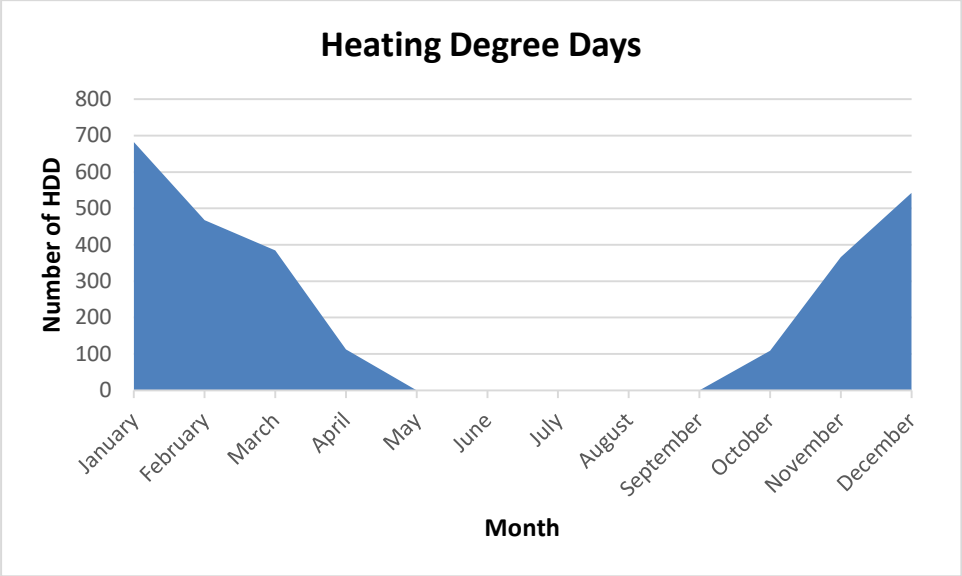



**Figure 4: Monthly number of heating degree days (HDD)**

The regression equation has form Q=1720076.20+3963.92*HDD giving estimate of heat energy consumed for HEH. Coefficient of regression (alternative name is coefficient of determination) has a high rate of 0.9438 showing strong dependency of heat load (heat consumption) of HDD.

It is assumed that energy for preparation of SHW is constant over whole year. Such an assumption looks valid, besides the fact that some variations could exist from month to month. From Table 1 for August 2021 year, it is estimated that monthly consumption of energy for SHW is 650 MWh.
Now, subtracting energy for SHW preparation from total energy for" water heating" which is a measured and invoiced item, the energies for HEH and SHW can be separated.

**Natural gas consumption**

Consumption of Natural gas by BH KC in the period of January 2022 to May 2022 is shown in diagram in figure 5.
Diagram shows that consumption of Natural Gas declines from January 2022 to May 2022 because outside temperature is rising (please see the diagram in figure 9), and heat load for SHW is going dominant in total heat load of the BH KC. In summer months – basically June, July and August preparation and delivery of SHW and SS are only heat loads of the BB KC. It is interesting to say that in BH KC one measurement device measures HEH and SHW consumption/delivery, so in BH KC HEH and SHW are measured as "heating of water".

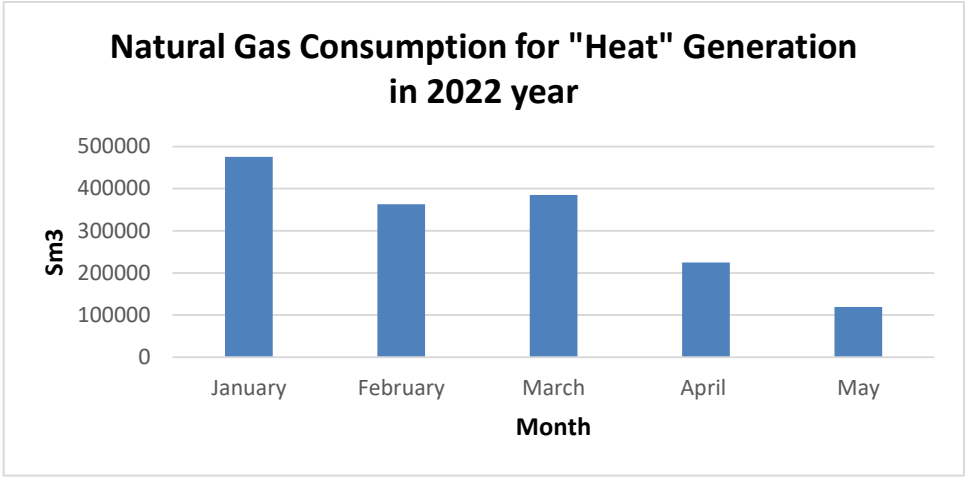



**Figure 5: Monthly consumption of natural gas**

## Layout of the Trigeneration Plant (TG)

The TP layout is shown in figure 6. The layout includes following components:

- Reciprocating gas engine generating electric and heat energy
- Vapor compression heat pump supplying energy for heating and cooling
- Balance of plant (BOP) equipment.

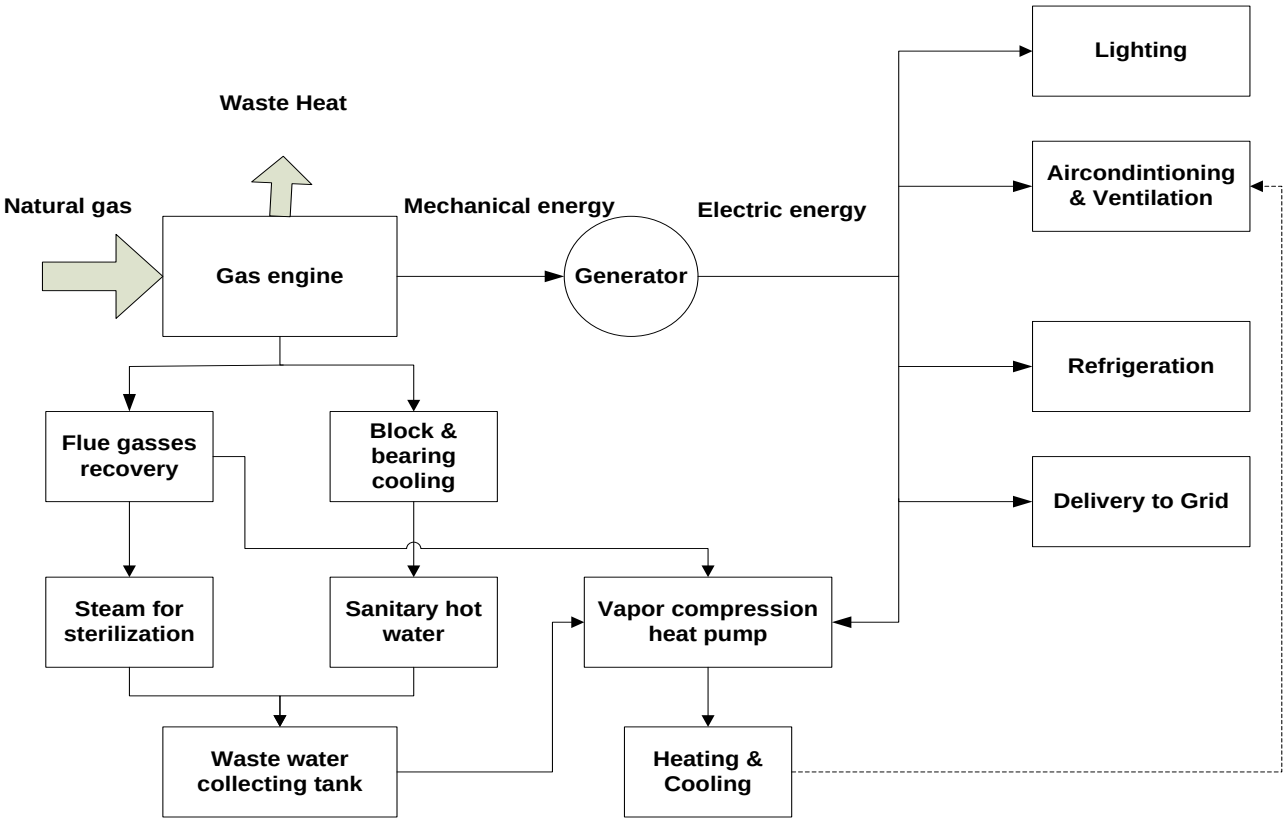



**Figure 6: Layout of the TG plant of BHKC**

Basically, the process runs in following way:

1. RGE generates electric power and heat energy cooling the block of engine, bearings and oil, and heat recovered from flue gasses;
2. Heat recovered from flue gasses can be used for generation of stem for sterilization (SS) with temperature about 120 °C, or for preparation of sanitary hot water (SHW);
3. Heat generated by cooling of block, bearings, and oil of RGE is used for preparation of SHW with temperature of 60 °C;
4. Both SS and SHW must be filtrated and if necessary, treated in accordance with norms required by law for realizing of such water to sewage and mixed in one tank to serve as the heat source for HP (heat pump) facility;
5. HP uses water from the tank for evaporating refrigerant in HP`s evaporator. After evaporating, refrigerant is a little bit superheated and compressed in the compressor and condensed at required pressure. Temperature of condensation of 75 °C, that gives temperature of water for heating of 70 °C;
6. Selection of condensing temperature of 75 °C looks like a good compromise considering from one side forward and return temperatures ("sliding diagram") and high COP of HP from other side. Basically, the temperature of heating water of 70 °C will be sufficient for

the largest part of the load duration curve (i.e. heating season). This temperature during extremely cold days (i.e. extremely low outside temperatures) can be increased by using the heat of flue gases, or heating of water in an existing back up boiler. High seasonal value of HP`s COP guaranties significant reduction of consumption of primary energy (natural gas).

7. In summer thermodynamic cycle of HP is reversed and HP delivers cooling energy to the consumers, i.e. UCC (University Clinic Center). Two aspects have to be considered:
    - Radiators that are installed in space are not appropriate devices for cooling, and should be replaced with fan-coils;
    - There are some spaces in UCC that require whole year cooling (surgery rooms), and it can influence re-configuration of HP facility, i.e. installing of two HP units.
8. As the BHKC needs a relatively small quantity of electric energy for its operation, other options must be considered. These options are:
    - Using of available electric energy by other boiler houses of "Niska toplana" (NT);
    - Making contract with some trader of electric energy and selling of electric energy to the market;
    - Concluding a contract for delivering electric energy under feed-in contract.

**Sizing of TP**

Selection of Prime Mover is always a key element of a cogeneration/trigeneration plant. The factors that should be considered are primary energy sources, load, energy efficiency, cost, and emission of pollutants.

In the case of trigeneration plant in BHKC the most appropriate option is installing of a RGE. Main characteristics of RGE technology are listed in table 3.

**Table 3: Main characteristics of RGE technology**

| Characteristic | Description |
|---|---|
| **Size range** | Reciprocating engines for trigeneration/cogeneration are available in sizes from 100 $kW_e$ to 10 $MW_e$. Multiple engines can be combined to assure maneuverability of the plant. The majority of trigeneration/cogeneration plants with reciprocating engine are below 5 $MW_e$. |
| **Thermal output** | Thermal energy can be recovered from the engine exhaust, cooling water, and lubricating oil, and then used to produce hot water, low pressure steam, or chilled water (with an absorption chiller). |
| **Part-load operation** | Reciprocating engines perform well at part-load and are well suited for both baseload and load following applications. |
| **Fuel** | Reciprocating engines can use a wide range of gas and liquid fuels. For cogeneration, natural gas is the most common fuel. |
| **Reliability** | Reciprocating engines are a matured technology operating with high reliability. |
| **Other** | Reciprocating engines have relatively low installed costs and are widely used in trigeneration/cogeneration applications. Reciprocating engines start quickly and operate on typical natural gas delivery pressures with no additional gas compression required. |

Reciprocating engines are well suited to a variety of distributed generation applications and are used in industrial, commercial, and institutional facilities, and hospitals, and student campuses for power generation, trigeneration and cogeneration applications. There are nearly 2,400 reciprocating

engine CHP installations in the U.S., representing 54% of the entire population of installed cogenerate systems[60].

**Energy Balance of RGE**

Performances of RGE are listed in table 4.

**Table 4: RGE characteristics**

| Item | RGE |
|---|---|
| Power generation | 1141 kW |
| Heat Energy generation | 1307 kW |
| Electric efficiency | 0.376 |
| Thermal Efficiency | 0.43 |
| Overall efficiency | 0.806[61] |
| Natural gas consumption | 3040 kW |
| RGE losses | 591.5 kW |

Part of generated electric energy will be used by HP for heat generation. Quantity of heat delivered will be influenced by the HP`s COP.

**Energy Balance of HP**

Quantitative potential of HP is measured by three factors:

- Difference between temperature of condensation and evaporation;
- Size (capacity of HP);
- Number of operating hours of HP.

Here some conceptual explanation has to be done. The capacity of installed boilers in the BHKC is pretty large compared with the capacity of TG plant. Boilers will be used for covering peak loads during very low outside temperatures, and also will serve as back-up plants. However, it is clear from figure 7 that TG plant will cover a large part of the load duration diagram. Careful analysis of diagram in figure 7 shows that the HP will deliver heating energy to the system in fully its capacity practically during all heating season.

[60] DOE, Combined Heat and Power Installations Database, Dec., 2015

[61] Based on HHV

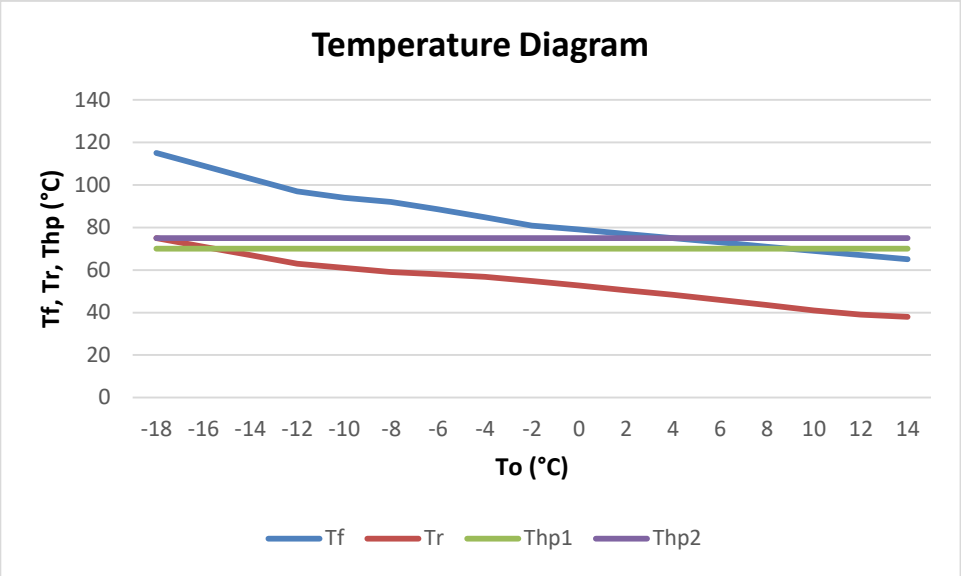



**Figure 7: Temperature diagram of BHKC**

**Table 5: Performances of HP**

| | |
|---|---|
| Evaporation Pressure (b) | 5.1 |
| Evaporation Temperature (°C) | 5 |
| Condensing Pressure (b) | 37 |
| Condensing Temperature (°C) | 75 |
| Heating Capacity (kW) | 1000 |
| Mass flow (kg/s) | 0.666 |
| Evaporation heat (kW) | 765.9 |
| Power Ideal (kW) | 233.1 |
| COP Ideal (/) | 4.285 |
| Power Real (kW) | 274.23 |
| COP Real (/) | **3.643** |
| | |
| Evaporation Pressure (b) | 5.1 |
| Evaporation Temperature (°C) | 5 |
| Condensing Pressure (b) | 46.1 |
| Condensing Temperature (°C) | 85 |
| Heating Capacity (kW) | 1000 |
| Mass flow (kg/s) | 0. 43 |
| Evaporation heat (kW) | 739.45 |
| Power Ideal (kW) | 260. 41 |
| COP Ideal (/) | 3.84 |
| Power Real (kW) | 306.37 |
| COP Real (/) | **3.264** |

Operational performances of the HP are analyzed for two temperatures of condensation: 75 and 85 °C. The analysis is based on diagram in figure 7 and table 5. Higher temperature of condensation would not improve the performance of the HP.

Performances of RGE and HP facilities are shown in table 6.

**Table 6: Performances of RGE and HP**

| **Primary energy input (kW)** | **RGE** | | | **HP** | |
|---|---|---|---|---|---|
| Natural gas ($kW_t$) | Electric energy ($kW_e$) | Heat energy ($kW_t$) | Total efficiency (%) | Energy for heating ($kW_t$) | COP |
| 3039.15 | 1141 | 1307.1 | 80.6 (HHV) | 1000 | 3.643 |

### Investment

The essence of the proposed project is to provide the same amount of energy required (heat) by UCC Nis, with reduced energy costs while also producing electricity and cooling capability as a clear surplus. Thus, the heat output is requested and defined, and it is necessary to determine whether, how much, and when the reduction of the amount of needed input energy, plus additional production of electricity, value justifies the investment. The benefit is, on the one hand, in cost reduction in heat production, and on the other hand, in additional production of electricity. In order to obtain adequate results and economic soundness, we have to compare the efficiency of two systems (BHKC and RGE), so we have to conduct a pure cost-effectiveness analysis[62].

The description of the project and its design is given in previous chapters. It deals with the introduction of RGE and a few HPs.

According to the project design, the investment cost consists of RGE and (one or more) HPs connected installed in the BHKC. The investment costs are shown in Table 7.

**Table7: Investment cost**

| No | Component of the plant | Cost (€) | Structure (%) |
|---|---|---|---|
| 1 | Reciprocating Gas Engine (RGE) | 2 700 000 | 61.1 |
| 2 | Heat Pump (HP) | 750 000 | 18.1 |
| 3 | Balance of Plant (BOP) | 500 000 | 12.1 |
| 4 | Contingency | 197 500 | 4.8 |
| **TOTAL** | | **4 147 500** | **100** |

## Case Study: Sport Center "Čair" (SCC)

### Energy Demand Profile

Sport Center "Čair" (SCC) has capacity of between 5000 and 6000 people. The SCC includes about 11000 $m^2$ of sport space (terrains and pulls) and about 700 $m^2$ of business space. Construction of the SCC is completed in 1974 year and will be completely reconstructed in 2021. The SCC includes the following facilities: Swimming pools, Aqua Park, Outdoor swimming pool, Indoor swimming pool, Stadium, Bowling alley, Table-tennis club, Martial arts gym, Ice rink, Sports hall "Dusan Radovic", Sports hall "Mika Antic", Accommodation, Fitness, Sports hall ".

### Thermal Energy Consumption

[62] Cost-effectiveness is the economic principle of production and represents the aspiration to achieve value with minimal consumption of production elements and is expressed as the relationship between inputs and outputs, the whole or some of their parts. These costs can be presented as physical and/or financial expenditures. Without going into more detailed considerations, it should be noted that in the use of this method there must be a defined criterion function: defined requested production volume for a given cost.

Previously, the SCC was heated from its own boiler room. Two-three years ago, the boiler room of the SCC was closed, and the SCC connected to BHKC, and is now heated from boiler BR "Klinicki Centar" (BHKC). The Better Energy Team collected data regarding heat energy consumption in SCC for 2017, and 2020, 2021 and 2022. However, only part of collected data cand be used. One part of collected data is for the period when the heat supply was not transferred/converted to heat supply from BHKC. Another part contains data related to the time of the corona virus pandemic, when SCC practically didn't operate, and third part of data is collected during the time when works on conversion of heat load to BHKC and closing of boiler house "Čair" was ongoing. Therefore, the only useful heat energy consumption data is limited to the last fourth months of 2021 (i.e., period September - December) and eight months of 2022 year (period: January – September). This data is presented in Tables 8 and 9 and used as the design thermal load profile for the DG system.

**Table 8: Heat energy consumption in 2022**

| Year: 2021 | Heat Energy consumed (MWh/month) | Heat Energy Consumed (MWh/day) |
|---|---|---|
| **September** | 162.26 | 5.409 |
| **October** | 475.275 | 15.331 |
| **November** | 531.17 | 17.706 |
| **December** | 706.126 | 22.778 |

**Table 9: Heat energy consumption in 2022**

| Year: 2022 | Heat Energy consumed (MWh/month) | Heat Energy Consumed (MWh/day) |
|---|---|---|
| **January** | 730.311 | 23.558 |
| **February** | 673.34 | 24.048 |
| **March** | 657.818 | 21.220 |
| **April** | 396.787 | 13.226 |
| **May** | 343.094 | 11.068 |
| **June** | 188.206 | 6.274 |
| **July** | 193.64 | 6.246 |
| **August** | 328.44 | 10.595 |
| **September** | 274.86 | 9.162 |

Monthly consumption of thermal energy of SCC is shown in figure 8. Necessary capacities of energy facility for heating of different parts of the SCC are shown in table 10.

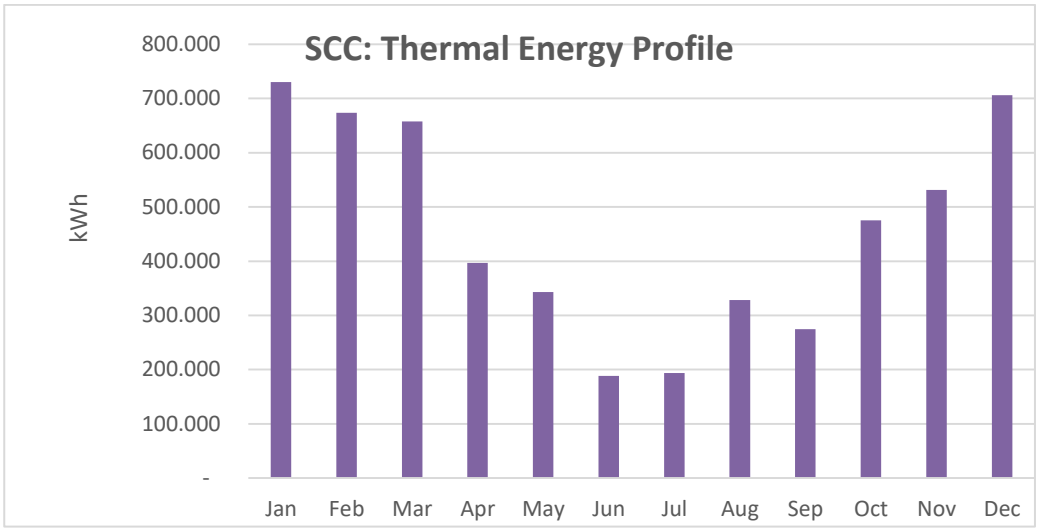



**Figure 8: Monthly thermal energy consumption**

**Table 10: Necessary Capacities**

| No | Object | Heating Capacity |
|---|---|---|
| 1 | Shooting gallery | 250 kW |
| 2 | Pool 1 | 2,200 kW |
| 3 | Pool 2 | 1,075 kW |
| 4 | Sport hall | 1,500 kW |
| 5 | Sport ambulance | 1,000 kW |

The configuration of the trigeneration plant in SCC is practically (with minor modification) like the trigeneration plant in UCC. However, in SCC is tested the alternative of use of Absorption Heat Pump (AHP) instead of Compression Heat Pump. Such an approach is mainly based on the traditional approach that electric energy is more valuable (as pure exergy) than low temperature heat.

The principal scheme of AHP is shown in figure 9. The main factor influencing performances of AHP is temperature of high temperature source (marked with red circle in figure 9). The best performances could be achieved if low steam is used. However, in case of SCC available for use is hot water with temperature that was ≈ 90 °C. As efficiency of the boiler is also less than 1, final result is that COP was also less than 1.

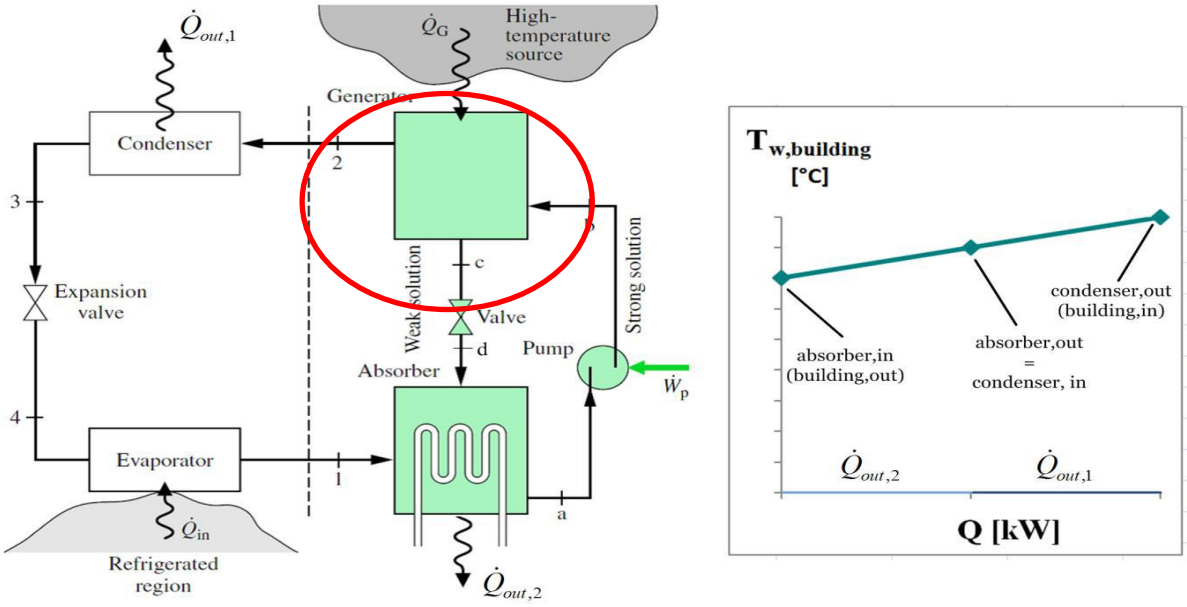



**Figure 9: Principal scheme of an Absorption Heat Pump**

In this case study the authors compared alternative use of CHP and AHP facilities based on Cost Benefit Analysis indicators, i.e. net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and simple and discounted pay back (SPB and DPB) time. Cooling needs are evaluated partly from existing cooling installations in SCC, and from potential needs for cooling.

## Cost-benefit analysis: Compression versus Absorption Heat Pump

In order to correctly measure the economic potential of the mentioned pumps, we first need to determine the basic measures that we will use in defining benefits and costs: prices, exchange rates and CO2 emission coefficients.

**Table 11: Base data**

| Description | Units | Amount |
|---|---|---|
| **Exchange rate,** April 18th, 2023 | | |
| 1 EUR = | RSD | 117.2783 |
| 1 USD = | EUR | 0.9145 |
| **Energy and $CO_2$ prices** | | |
| Gas | €/1000m³ | 431.45 |
| Gas | €/kWhg | 0.0397 |
| Electricity | €/kWhe | 0.103 |
| Heat, DH selling price | €/kWht | 0.062 |
| Heat, DH purchasing price | €/kWht | 0.059 |
| Heat, purchase from 3G system | €/kWht | 0.020 |

| | | |
|---|---|---|
| EU ETS $CO_2$ | €/kg | 0.09304 |
| **$CO_2$ emission coefficients** | | |
| Gas | kg/1000m³ | 1,995.0 |
| Gas | kg/kWhg | 0.2314 |
| Heat | kg/kWht | 0.2314 |
| Electricity | kg/kWhe | 0.8 |

Considering the importance of heat and the *quite different* performances when it comes to heat consumption and production, especially with the absorption pump, we had to divide the gas price into three parts. These are the sales and purchase *prices* of DH Niš gas, according to the latest available balances (*the* year 2021). The third value for gas refers to the waste heat that can be obtained from the existing boiler in the Niš Clinical Center. Bearing in mind the recent changes in the measurement of gas consumption, we have shown prices per 1000m³ and per kWh, as well as CO2 emissions.

*The previous part shows* the basic energy data related to the compression and absorption heat pump. We have considered several cases. *First*, the analysis covers the situation with and without CO2. In addition, we looked at the performance of the pumps when they are included in an adequate system, but also when they work *stand-alone*. Economic justification is also affected by the number of working hours, so we analyzed the situation with 4000, 6000, and 8600 working hours per year. In the later analysis, we *based* ourselves on the situation with 6000 hours of work per year. When this includes *diverse levels* of consideration of investment costs, we arrive at 24 *cases*. These data are shown in the following table:

**Table 12: Equipment**

| Description | Units | Amount | | |
|---|---|---|---|---|
| | h | 4,000 | 6,000 | 8,600 |
| **Gas engine (GE)** | | | | |
| Annual heat production | kWht | 5,228,000 | 7,842,000 | 11,240,200 |
| Annual electric production | kWhe | 4,564,000 | 6,846,000 | 9,812,600 |
| Annual energy consumption | | | | |
| Gas | 1000m³ | 1,313.17 | 1,969.76 | 2,823.33 |
| Electricity | kWhe | | | |
| Total value of energy consumption | € | 549,653 | 824,479 | 1,181,753 |
| Value of energy costs | €/kWht&e | 0.0561 | 0.0561 | 0.0561 |
| **Compression heat pump** | | | | |
| Annual heat production | kWht | 4,000,000 | 6,000,000 | 8,600,000 |
| Annual energy consumption | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Heat | | | | |
| Electricity | kWhe | 1,096,920 | 1,645,380 | 2,358,378 |
| Total value of energy consumption | | | | |
| With GE | € | 61,573 | 92,360 | 132,382 |
| Without GE | € | 112,983 | 169,474 | 242,913 |
| Value of energy costs | | | | |
| With GE | €/kWht | 0.0154 | 0.0154 | 0.0154 |
| Without GE | €/kWht | 0.0282 | 0.0282 | 0.0282 |
| **Absorption heat pump** | | | | |
| Annual heat production | kWht | 4,182,400 | 6,273,600 | 8,992,160 |
| Annual energy consumption | | | | |
| Heat | kWht | 5,228,000 | 7,842,000 | 11,240,200 |
| Electricity | kWhe | 40,000 | 60,000 | 86,000 |
| Total value of energy consumption | | | | |
| With 3G | € | 106,805 | 160,208 | 229,631 |
| Without 3G | € | 312,572 | 468,858 | 672,030 |
| Value of energy costs | | | | |
| With 3G | €/kWht | 0.0255 | 0.0255 | 0.0255 |
| Without 3G | €/kWht | 0.0747 | 0.0747 | 0.0747 |
| **CO2 footprint** | | | | |
| **Compression heat pump** | | | | |
| Heat consumption emission | kg | | | |
| Electricity consumption emission | kg | 877,536 | 1,316,304 | 1,886,702 |
| Total CO2 emission | kg | 877,536 | 1,316,304 | 1,886,702 |
| Value of CO2 emission | € | 81,646 | 122,469 | 175,539 |
| **Absorption heat pump** | | | | |
| Heat consumption emission | kg | 1,209,746 | 1,814,618 | 2,600,953 |
| Electricity consumption emission | kg | 32,000 | 48,000 | 68,800 |
| Total CO2 emission | kg | 1,241,746 | 1,862,618 | 2,669,753 |
| Value of CO2 emission | € | 115,532 | 173,298 | 248,394 |

When all the mentioned physical and value units are compared, we arrive at the value of produced and consumed energy.

**Table 13: Values of energy**

| Description | Units | Amount | | |
|---|---|---|---|---|
| **Energy Values** | | | | |
| **Compression heat pump** | | | | |
| ***With GE*** | | | | |
| Output | € | 247,205 | 370,807 | 531,490 |
| Input | € | 61,573 | 92,360 | 132,382 |
| Input with CO2 | € | 143,219 | 214,829 | 307,921 |
| ***Without GE*** | | | | |
| Output | € | 247,205 | 370,807 | 531,490 |
| Input | € | 112,983 | 169,474 | 242,913 |
| Input with CO2 | € | 194,629 | 291,943 | 418,452 |
| **Absorption heat pump** | | | | |
| ***With 3G*** | | | | |
| Output | € | 258,477 | 387,716 | 555,726 |
| Input | € | 106,805 | 160,208 | 229,631 |
| Input with CO2 | € | 222,337 | 333,506 | 478,025 |
| ***Without 3G*** | | | | |
| Output | € | 258,477 | 387,716 | 555,726 |
| Input | € | 312,572 | 468,858 | 672,030 |
| Input with CO2 | € | 428,104 | 642,156 | 920,424 |

Investment costs are registered as explained in the previous technical part. The values of the pumps (compression €780,000, absorption €713,000) were increased for other investments and contingencies, so that we arrived at the following investment amounts:

- Compression pump €803,250,
- Absorption pump €786,083.

It is important to note here that although we have one investment value, there are two very separate situations. Namely, with the compression pump, one alternative is to use the results of the gas engine (produced electricity), and the other without GE. In the investment costs, GE is not mentioned because with their inclusion we would have to go to the results of GE, and in this paper, we concentrate on heat pumps. It is like the absorption pump - in one alternative, waste heat from the boiler that exists and works in the Niš Clinical Center will be used, and the potential location of the pump is already connected by a suitable pipeline.

And so we arrive at indicators of the economic viability of the heat pump project. We will show economic indicators through four basic parameters - Net present value, Internal rate of return, simple pay-back period, and benefit-cost ratio.

**Table 14: Compression Heat Pump**

| | Discount rate | | 6% | |
|---|---|---|---|---|
| | With GE | | Without GE | |
| | - CO2 | + CO2 | - CO2 | + CO2 |
| NPV (15y) | 1,793,489 | 671,367 | 1,086,929 | -35,192 |
| IRR (15y) | 34.25% | 17.74% | 24.08% | 4.56% |
| Simple pay-back period, years | 2.88 | 5.15 | 3.99 | 10.19 |
| Benefit-cost ratio (15y) | 2.25 | 1.36 | 1.56 | 1.05 |

It is obvious that the compression pump has outstanding results when working in conjunction with GE. The NPV is large and positive, the internal rate is huge, and the payback period is under 4 years. If it works without GE, the results are more modest, but still very good. The situation changes significantly when CO2 is introduced into the picture. The case with GE is still good, although twice as bad as without CO2, but when we remove GE from the picture, the NPV is negative, the IRR is below the discount rate, and the payback period exceeds 10 years.

The situation with the absorption pump is different, there the differences between the two cases are very big:

**Table 15: Absorption Heat Pump**

| | Discount rate | | 6% | |
|---|---|---|---|---|
| | With 3G | | Without 3G | |
| | - CO2 | + CO2 | - CO2 | + CO2 |
| NPV (15y) | 1,342,953 | --244,890 | -1,485,053 | -3,072,895 |
| IRR (15y) | 28.25% | 0.43% | #NUM! | #NUM! |
| Simple pay-back period, years | 3.46 | 14.50 | >15 | >15 |
| Benefit-cost ratio (15y) | 1.70 | 0.99 | 0.75 | 0.57 |

In a situation where the absorption pump receives heat, practically waste heat, from the boiler of the Niš Clinical Center, the results are excellent: the NPV is positive and large, the same IRR and the payback period is less than 3.5 years. However, when we remove waste heat from the story and add CO2, the results are negative in all cases and the use of an absorption pump in those conditions is not recommended and is unprofitable.

We presented the sensitivity analysis by defining the break-even point, thus calculating the size of the change that results in NPV=0.

Compression pumps have the greatest sensitivity to the price of electricity and the price of CO2, and less to the size of investment costs. The price of electricity that leads to the profitability limit (NPV=0) is 0.1751 €/kWh, which is 70% more than the price of that energy source. The prices based on which we did the calculation are defined at the beginning of this paragraph, so - it is the price before this price increase from May 1. It should be noted that the price of electricity in the first case, with connection to GE, is lower and amounts to (see Figure 1) 0.0561 €/kWh, thus 54.5% less than the current market price.

When it comes to CO2, if the stated price is applied and the GE compression pump is not included, it is not profitable.

As for the size of the investment, the compression pump with GE is not sensitive to that, but without GE and including the price of CO2, we get a negative NPV. In order to withstand the price of CO2, it would be necessary to reduce investments by 4.64%.

In short, a compression pump that works coupled with GE suffers all possible changes, and without GE it becomes very sensitive to changes, and with CO2 it is in losses.

**Table 16:Compression Heat Pump – Sensitivity analysis**

| Break-even point when NPV = 0 | With GE | | Without GE | |
|---|---|---|---|---|
| | - CO2 | + CO2 | - CO2 | + CO2 |
| **Electricity** | | | | |
| Percentage | 211.93% | 59.83% | 70.00% | -3.14% |
| Price (€/kWh) | 0.1751 | 0.1487 | 0.1751 | 0.0901 |
| **CO2** | | | | |
| Percentage | | 59.83% | | -3.14% |
| Price (€/kg) | | 0.1487 | | 0.0901 |
| **Investment** | | | | |
| Percentage | 236.68% | 88.59% | 143.43% | -4.64% |
| Amount (000 €) | 2,704.3 | 1,514.9 | 1,955.4 | 766.0 |

**Table 17: Absorption Heat Pump – Sensitivity analysis**

| Break-even point when NPV = 0 | With 3G | | Without 3G | |
|---|---|---|---|---|
| | - CO2 | + CO2 | - CO2 | + CO2 |
| **Heat** | | | | |
| Percentage | 93.45% | -17.04% | -35.03% | -72.49% |
| Price (€/kWh) | 0.0387 | 0.0166 | 0.0383 | 0.0162 |
| **CO2** | | | | |
| Percentage | | -15.42% | | <-100% |
| Price (€/kg) | | 0.0787 | | <0 |
| **Investment** | | | | |
| Percentage | 181.00% | -33.02% | <-100% | <-100% |
| Amount (000 €) | 2,208.9 | 526.5 | <0 | <0 |

The absorption pump is primarily sensitive to the cost of input heat, CO2, and investments. First, it should be noted that in case there is no available cheap heat, waste heat, absorption puma does not make economic sense, so we will not even explain the sensitivity in that case (shown in Figure 7). It is essential to note that the price of heat above which the operation of the absorption pump does not make sense is 0.0387 €/kWh, of course without calculating CO2. It is necessary to remind (Figure 1) that the cost price of the produced heat in DH Niš is €0.059/kWh. The absorption puma could withstand the current price of CO2 if the heat input price were lower than €0.017/kWh, i.e., 28% of the heat production price of DH Niš.

## CONCLUSIONS

Comparison of technical and financial performances of the same capacity absorption and compression heat pumps shows predominance of compression heat pump systems. However, in both cases the projects are viable. Absorption heat pump is sensitive to the temperature of heat at the entrance of generator. The analysis has shown that the compression pump, with a gas engine, has excellent results, and much poorer without a gas engine, but still acceptable. An absorption pump can give economically satisfactory results only if it is connected to a cheap heat source and in all other cases it does not give economically acceptable results.

# ЕКОНОМСКО - ФИНАНСИЈСКА АНАЛИЗА СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ ЗА 2021. ГОДИНУ

Мирослав Вујновић
консултант
mvujnovic@outlook.com

**РЕЗИМЕ**

*Редовна годишња анализа пословања топлана у свакој од протекле три године имала је, уз основне показатеље, и по један специфичан поглед. У анализи за 2019. годину успешно је решен проблем стварања базе података која је омогућила израду овакве, а и других економских анализа. Следеће године уведени су нови подаци и код прихода и код трошкова. У анализи за 2001. годину нагласак је стављен на инсталисане капацитете и испоручену топлинску енергију. Дешавања у последње време снажно су утицала на стање у области даљинског грејања, а још снажнији ефекти се тек очекују. Хировите и снажне промене на тржишту енергената, с једне стране, и домаћа инфлација, с друге стране, у први план стављају унутрашње резерве, дакле економичност и продуктивност, али и ефикасност коришћења расположивих капацитета, што је у овогодишњој анализи стављено у први план. Инфлација наглашава значај обртног капитала и тиме проблеми ликвидности и дугова добијају сасвим нову димензију. Нове технологије и принципи у даљинском грејању и примена зелене енергије за топлане представљају велики изазов на који би требало хитно наћи праве одговоре. Као што смо већ напоменули - свето тројство коме се данас нужно покоравамо зове се екологија, технологија и економија.*

**Кључне речи**: *приходи, трошкови, добит, економичност, продуктивност, ефикасност, упоредна анализа*

## 1. УВОД

У периоду 2014-21. година посматрали смо износе, њихове трендове и структуру. Ове године као додатна мера реалности у анализу смо унели и односе према инсталисаној снази и испорученој топлинској енергији. Ови параметри нас уводе у компаративну анализу ефикасности и продуктивности топлана. Због великих разлика између топлана, закључци Сектора даљинског грејања често добијају различита значења у различитим сегментима. Због тога смо ове године продубили сегментацију и поделили смо топлане у седам група. Критеријум поделе је инсталисана снага грејања, тј. сопствени производни капацитет расположиви у 2021. години. То су следеће групе:

- Група 1: Београд – 2857 MW;
- Група 2: Нови Сад – 679 MW;
- Група 3: 6 топлана - Крагујевац, Ниш, Суботица, Крушевац, Панчево и Бор – 100 – 500 MW;

- Група 4: 10 топлана - Чачак, Краљево, Ужице, Ваљево, Зрењанин, Шабац, Смедерево, Лесковац, Јагодина и Кикинда – 50 – 100 MW;
- Група 5: 24 топлане[1] - 10 – 50 MW;
- Група 6: 8 топлана – Велика Плана, Темерин, Ковин, Косјерић, Србобран, Мали Зворник, Пећинци и Житиште – мање од 10 MW;
- Група 7: Обреновац и Пожаревац – без сопствених капацитета.

## 2. ПРИХОДИ

Приходи топлана у периоду 2014-21. година нису се много мењали – мало су номинално расли (1,12%), а још више реално опадали (-2,6%). Номинално су се кретали од 58 (2021. година) до 53,7 (2014. година) милијарди динара. Приходи од грејања су у периоду 2019-21. година номинално расли по стопи од 2,41%, а реално опадали по стопи од -4,11%. Очито је да остали приходи, продаја роба и услуга и субвенције постају све значајније.

*Табела 1: Приход топлана*

U 000 RSD

| | Toplane | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Stopa rasta Nominalno | Stopa rasta Realno |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Nominalne vrednosti*** | | | | | | | | | | | |
| | Toplane ukupno | 53,681,869 | 57,238,124 | 56,247,987 | 57,738,411 | 56,193,372 | 54,599,289 | 55,265,363 | 58,042,025 | 1.12% | -2.60% |
| I | Beograd (1) | 27,490,330 | 29,227,488 | 29,175,875 | 30,661,161 | 29,288,007 | 28,770,102 | 28,480,936 | 29,590,082 | 1.06% | -2.66% |
| II | Novi Sad (1) | 7,723,907 | 7,797,429 | 7,909,282 | 8,020,353 | 7,845,110 | 6,560,751 | 7,540,268 | 7,983,167 | 0.47% | -3.22% |
| III | 100-500 MW (6) | 7,091,012 | 7,640,926 | 7,134,678 | 7,215,858 | 7,015,044 | 7,135,024 | 7,369,503 | 7,862,153 | 1.49% | -2.25% |
| IV | 50-100 MW (10) | 5,364,350 | 5,612,363 | 5,215,758 | 5,192,104 | 5,223,914 | 5,234,563 | 4,791,526 | 4,749,909 | -1.72% | -5.34% |
| V | 10-50 MW (24) | 4,275,847 | 5,095,353 | 4,756,935 | 4,765,186 | 4,868,329 | 4,862,986 | 4,946,462 | 5,469,139 | 3.58% | -0.23% |
| VI | >10 MW (8) | 781,466 | 972,121 | 926,443 | 879,428 | 924,583 | 994,339 | 1,067,993 | 1,180,070 | 6.06% | 2.16% |
| VII | Bez kotlova (2) | 954,957 | 892,444 | 1,129,016 | 1,004,321 | 1,028,385 | 1,041,524 | 1,068,675 | 1,207,505 | 3.41% | -0.40% |
| | Ukupno bez Bgd | 26,191,539 | 28,010,636 | 27,072,112 | 27,077,250 | 26,905,365 | 25,829,187 | 26,784,427 | 28,451,943 | 1.19% | -2.53% |
| | Maksimum | 27,490,330 | 29,227,488 | 29,175,875 | 30,661,161 | 29,288,007 | 28,770,102 | 28,480,936 | 29,590,082 | | |
| | Minimum | 27,244 | 26,929 | 25,024 | 25,221 | 26,046 | 27,248 | 27,305 | 27,879 | | |
| | Prosečno | 1,166,997 | 1,100,733 | 1,081,692 | 1,110,354 | 1,080,642 | 1,049,986 | 1,062,795 | 1,116,193 | | |
| | Prosečno bez Bgd | 582,034 | 549,228 | 530,826 | 530,926 | 527,556 | 506,455 | 525,185 | 557,881 | | |
| | Mediana | 310,825 | 303,528 | 279,769 | 266,885 | 275,751 | 276,567 | 286,541 | 311,322 | | |

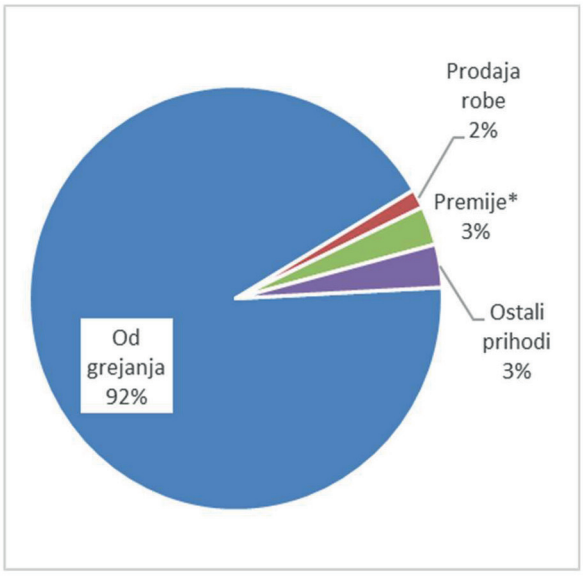
Прво морамо истаћи огромну диспропорцију у величини остареног прихода – разлика између највећег (Београд) и најмањег (Косјерић) износи 1061 пута. Разлика у приходима од грејања је још већа и она износи 2411 пута (Београд према Житишту). Приход остварен у 2021. години је номинално већи од прихода у 2020. години за 5,02%, али реално знатно мањи -5,99%. Приход само од грејања порастао је у односу на претходну годину и номинално и реално: 4,06% и 5,02%, респективно. Највеће повећање прихода, у односу на претходну годину, остварила је топлана Прибој (143%). Највећи пад прихода примећује се код Зрењанина (-34%). Просечан приход

[1] То су следеће топлане: Врање, Лозница, Сомбор, Зајечар, Земун Пирот, Кладово, Рума, Прибој, Трстеник, Врбас, Нови Пазар, Неготин, Мајданпек, Бечеј, Стара Пазова, Пријепоље, Књажевац, Нова Варош, Сента, Беочин, Бајина Башта, Сремска Митровица и Горњи Милановац.

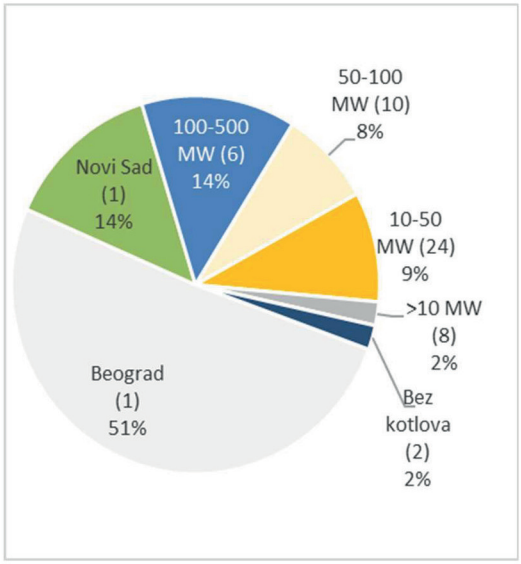
остварен у 2021. години износи 1,1 милијарду динара, а најчешћи (медијана) износи 311 милиона, 3,5 пута мање. Та разлика између просечне и најчешће величине говори о огромним разликама – велика већина топлана има приходе испод назначеног просека.

*Табела 2: Учешће прихода у укупном приходу топлана*

| | Toplane | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Prosečno |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Toplane ukupno | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% |
| I | Beograd (1) | 51.21% | 51.06% | 51.87% | 53.10% | 52.12% | 52.69% | 51.53% | 50.98% | 51.82% |
| II | Novi Sad (1) | 14.39% | 13.62% | 14.06% | 13.89% | 13.96% | 12.02% | 13.64% | 13.75% | 13.67% |
| III | 100-500 MW (6) | 13.21% | 13.35% | 12.68% | 12.50% | 12.48% | 13.07% | 13.33% | 13.55% | 13.02% |
| IV | 50-100 MW (10) | 9.99% | 9.81% | 9.27% | 8.99% | 9.30% | 9.59% | 8.67% | 8.18% | 9.23% |
| V | 10-50 MW (24) | 7.97% | 8.90% | 8.46% | 8.25% | 8.66% | 8.91% | 8.95% | 9.42% | 8.69% |
| VI | >10 MW (8) | 1.46% | 1.70% | 1.65% | 1.52% | 1.65% | 1.82% | 1.93% | 2.03% | 1.72% |
| VII | Bez kotlova (2) | 1.78% | 1.56% | 2.01% | 1.74% | 1.83% | 1.91% | 1.93% | 2.08% | 1.85% |
| | Ukupno bez Bgd | 48.79% | 48.94% | 48.13% | 46.90% | 47.88% | 47.31% | 48.47% | 49.02% | 48.18% |
| | Maksimum | 51.21% | 51.06% | 51.87% | 53.10% | 52.12% | 52.69% | 51.53% | 13.75% | 47.17% |
| | Minimum | 0.05% | 0.05% | 0.04% | 0.04% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% |
| | Prosečno | 2.21% | 1.92% | 1.92% | 1.92% | 1.92% | 1.92% | 1.92% | 0.96% | 1.84% |
| | Prosečno bez Bgd | 1.10% | 0.96% | 0.94% | 0.92% | 0.94% | 0.93% | 0.95% | 0.96% | 0.96% |
| | Mediana | 0.58% | 0.53% | 0.50% | 0.46% | 0.49% | 0.51% | 0.52% | 0.54% | 0.52% |



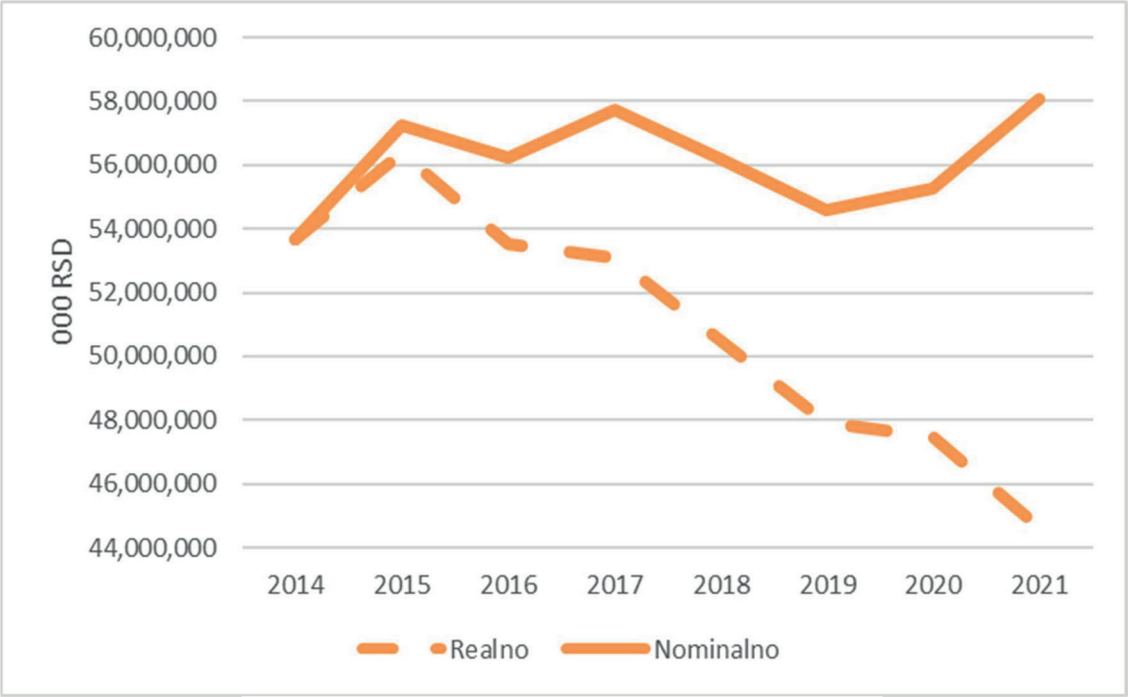

*Слика 1: 2021 – Структура прихода по изворима*




*Слика 2: 2021 – Структура прихода по групама*

У структури прихода топлана Београд чини преко половине, а заједно са Новим Садом две трећине укупног прихода топлана. Ако посматрамо структуру прихода по изворима (Слика 1),

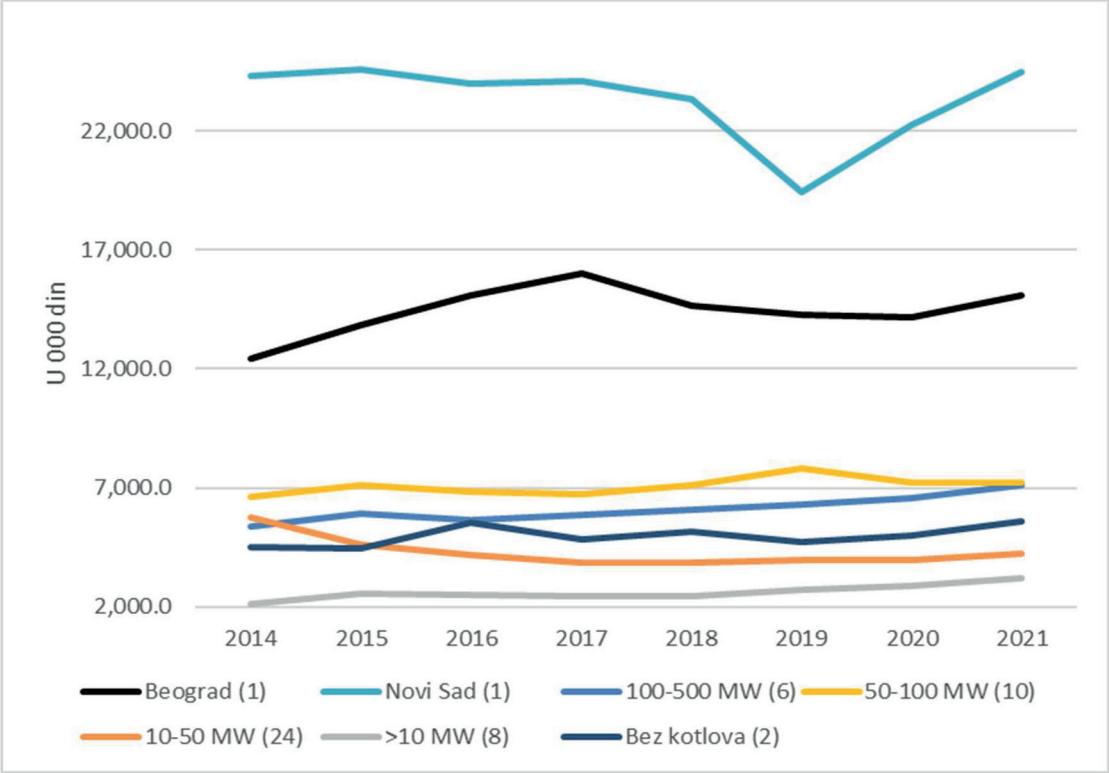
видимо да је 96% прихода потиче од грејања, дакле од основне делатности. Остали приходи чине, у просеку, 3,2% укупних прихода, продаја робе учествују са по 1,4%, а премије учествују са 2,9%. Највећи приход од продаје робе, дакле од осталих делатности, има Пријепоље са 181, па Шабац са 180, Београд са 178 и Сента са 154 милиона динара. Релативно гледано, овај приход код Пријепоља износи чак 64,56% укупног прихода, код Сенте 59,25%. Потребно је напоменути да десетак мањих топлана су комуналне организације које се уз грејање баве и бројним другим делатностима.




*Слика 3: Структура прихода по изворима*

Овде често говоримо о номиналним и реалним величинама и Слика 3 то лепо илуструје. Реалне величине од 2015. године без прекида опадају, а номиналне имају сасвим други шаблон кретања. Под номиналним величинама подразумевамо да су величине изражене у текућим ценама, дакле како су изражене у одговарајућим билансима. До реалних величина смо дошли тако што смо номиналне величине свели на ниво цена из 2014. године, дакле умањили смо их на основу званичних коефицијената инфлације. Претварање динарских износа у ЕУР је последњих година лишено реалности јер смо ЕУР у периоду 2014-21. година девалвирали, тј. апрецирали динар за 24,5%.

Код сагледавања прихода по запосленом у први план су ушле топлане које су технолошки напредније. Добро је запазити да је 13 топлана номинално, а 31 реално имале у посматраном периоду негативне стопе раста прихода по запосленом. Слично је и када се посматра 2021. у односу на 2020. годину – 16 топлана су остварile номинално мањи приход по запосленом, а 25 у реалним износима. Просечно су топлане номинално имале за 6,57% већи приход по запосленом у 2021. у односу на претходну годину.




*Слика 4: Кретање номиналног прихода по запосленом*

*Табела 3: 2021 - Десет највећих по реалном приходу, запослености и приходу по запосленом*

| Rang | Realan prihod | | Broj zaposlenih | | Realan prihod po zaposlenom | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | *U 000 RSD* | | | | *U 000 RSD* |
| 1 | Beograd | 25,015,665 | Beograd | 1,959 | Novi Sad | 18,835.0 |
| 2 | Novi Sad | 22,759,018 | Kragujevac | 376 | Beograd | 11,617.7 |
| 3 | Kragujevac | 6,140,201 | Novi Sad | 326 | Majdanpek | 10,294.9 |
| 4 | Niš | 1,627,564 | Niš | 224 | Subotica | 9,425.0 |
| 5 | Bor | 1,406,380 | Negotin | 199 | Šabac | 7,575.2 |
| 6 | Pančevo | 927,642 | Kruševac | 187 | Bor | 7,191.0 |
| 7 | Kruševac | 779,602 | Zaječar | 148 | Zrenjanin | 7,038.5 |
| 8 | Subotica | 683,883 | Gornji Milanov | 147 | Senta | 6,694.8 |
| 9 | Šabac | 622,052 | Temerin | 141 | Sremska Mitrovica | 6,661.3 |
| 10 | Obrenovac | 537,842 | Obrenovac | 139 | Valjevo | 6,470.0 |
| | Prosečno | 6,049,985 | | 385 | | 9,180.3 |
| | Mediana | 1,167,011 | | 193 | | 7,383.1 |

Меру ефикасности топлана нашли смо у показатељу прихода по грејаној површини, прихода по MWh испоручене топлинске енергије и приходу по MW инсталисане снаге.

*Табела 4: Приход од грејања по м2*

| | ***5 sa najvišim prihodom*** | | | ***5 sa najvišom stopom rasta*** | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | *RSD/m²* | | | |
| 1 | Zemun | 2,084 | | Kosjerić | 26.27% |
| 2 | Vranje | 1,709 | | Kruševac | 14.64% |
| 3 | Prijepolje | 1,650 | | Loznica | 14.15% |
| 4 | Kosjerić | 1,463 | | Zrenjanin | 11.53% |
| 5 | Sremska Mitrovica | 1,452 | | Zemun | 9.51% |
| | | | | | |
| | ***5 sa najmanjim prihodom*** | | | ***5 sa najmanjom stopom rasta*** | |
| | | | | | |
| 1 | Temerin | 909 | | Kikinda | -2.21% |
| 2 | Niš | 816 | | Kragujevac | -2.67% |
| 3 | Senta | 676 | | Niš | -4.41% |
| 4 | Obrenovac | 645 | | Velika Plana | -4.53% |
| 5 | Požarevac | 533 | | Temerin | -19.02% |
| | | | | | |
| | Toplane ukupno | 1,153 | | | 0.67% |
| I | Beograd (1) | 1,276 | | | 0.25% |
| II | Novi Sad (1) | 954 | | | -0.48% |
| III | 100-500 MW (6) | 1,088 | | | 0.71% |
| IV | 50-100 MW (10) | 1,116 | | | 3.31% |
| V | 10-50 MW (24) | 1,233 | | | 2.24% |
| VI | >10 MW (8) | 1,116 | | | 0.15% |
| VII | Bez kotlova (2) | 587 | | | 7.45% |
| | Ukupno bez Beograda | 1,029 | | | 1.35% |
| | Maksimum | 2,084 | | | 26.27% |
| | Minimum | 533 | | | -19.02% |
| | Prosečno | 1,170 | | | 3.16% |
| | Prosečno bez Beograda | 1,167 | | | 3.22% |
| | Mediana | 1,177 | | | 1.77% |

И овде су разлике између топлана  велике, али ни приближно разликама у величини самих прихода. Ипак, у овом сагледавању потребно је додати и једну важну ограду. Наиме, добар број топлана су део комуналних организација које се баве и другим услугама тако да приходи по м² нису само одраз услуге грејања, већ и прихода који се добијају другим услугама.

*Табела 5: 2021 – Приход од грејања по MWh*

| | *Са највишим приходом* | | | *Са највишом ст. раста* | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | *000 RSD/MWh* | | | *2019-21* |
| 1 | Zemun | 14.3 | | Kruševac | 27.61% |
| 2 | Žitište | 14.3 | | Žitište | 25.23% |
| 3 | Vranje | 12.5 | | Vranje | 19.14% |
| 4 | Bečej | 12.5 | | Novi Sad | 11.10% |
| 5 | Pirot | 11.0 | | Obrenovac | 6.87% |
| | | | | | |
| | ***Са најмањим приходом*** | | ***Са најмањом ст.раста*** | | |
| | | | | | |
| 1 | Trstenik | 5.3 | | Bor | -16.12% |
| 2 | Bor | 5.1 | | Temerin | -26.96% |
| 3 | Obrenovac | 2.7 | | Trstenik | -29.08% |
| 4 | Požarevac | 2.7 | | Priboj | -32.49% |
| 5 | Majdanpek | 1.2 | | Majdanpek | -55.92% |
| | | | | | |
| | Toplane ukupno | 8.9 | | | -4.54% |
| I | Beograd (1) | 10.8 | | | -6.16% |
| II | Novi Sad (1) | 9.2 | | | 11.10% |
| III | 100-500 MW (6) | 7.2 | | | -7.32% |
| IV | 50-100 MW (10) | 8.0 | | | -6.65% |
| V | 10-50 MW (24) | 7.3 | | | -13.57% |
| VI | >10 MW (8) | 8.1 | | | -9.60% |
| VII | Bez kotlova (2) | 2.7 | | | 3.37% |
| | Ukupno bez Bgd | 7.3 | | | -2.77% |
| | Maksimum | 14.3 | | | 27.61% |
| | Minimum | 1.2 | | | -55.92% |
| | Prosečno | 8.3 | | | -5.29% |
| | Prosečno bez Bgd | 8.3 | | | -5.28% |
| | Mediana | 8.1 | | | -5.18% |

*Табела 6: 2021 – Приход од грејања по инсталисаном MW*

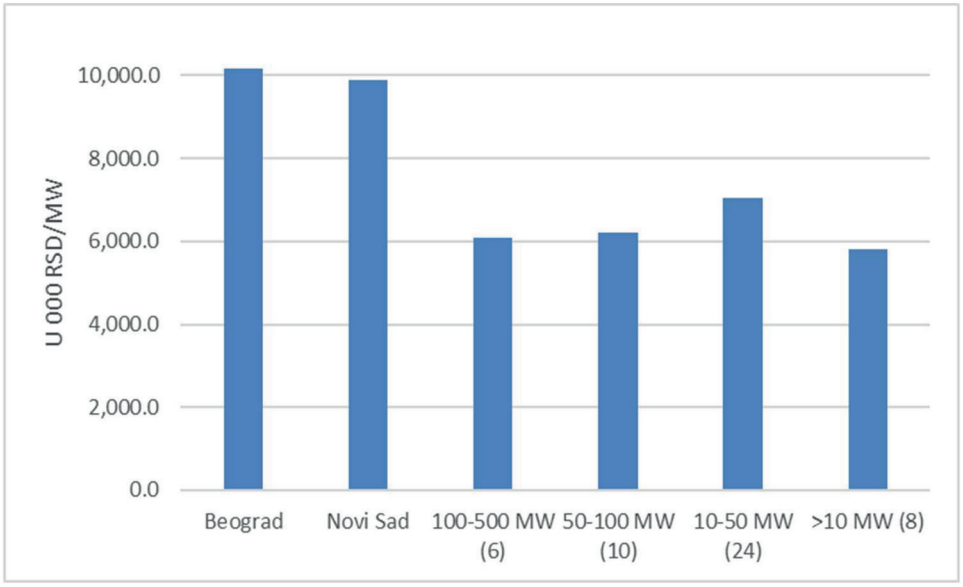
| | *Са највишим приходом* | | | *Са највишом ст. раста* | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Nominalno | Realno | | Nominalno | Realno |
| | | *000 RSD/MW* | | | *2014-21* | |
| 1 | Sremska Mitrovica | 33,963.2 | 26,122.6 | Priboj | 17.16% | 12.85% |
| 2 | Beograd | 10,176.4 | 7,827.1 | Trstenik | 15.06% | 10.82% |
| 3 | Novi Sad | 9,879.6 | 7,598.8 | Nova Varoš | 11.73% | 7.62% |
| 4 | Kovin | 9,801.0 | 7,538.4 | Bajina Bašta | 7.80% | 3.83% |
| 5 | Pirot | 9,527.3 | 7,327.8 | Pirot | 7.74% | 3.77% |
| | | | | | | |
| | ***Са најмањим приходом*** | | | ***Са најмањом стопом раста*** | | |
| | | | | | | |
| 1 | Kladovo | 4,708.0 | 3,621.1 | Zaječar | -17.94% | -20.96% |
| 2 | Žitište | 4,618.4 | 3,552.2 | Vrbas | -20.24% | -23.17% |
| 3 | Temerin | 3,624.2 | 2,787.6 | Gornji Milanovac | -20.39% | -23.32% |
| 4 | Kosjerić | 3,356.0 | 2,581.2 | Srbobran | -23.50% | -26.31% |
| 5 | Knjaževac | 3,170.9 | 2,438.9 | Temerin | -25.34% | -28.09% |
| | | | | | | |
| | Toplane ukupno | 8,738.9 | 6,721.5 | | -0.65% | -4.31% |
| I | Beograd | 10,176.4 | 7,827.1 | | 0.61% | -3.10% |
| II | Novi Sad | 9,879.6 | 7,598.8 | | -3.25% | -6.81% |
| III | 100-500 MW (6) | 6,085.8 | 4,680.9 | | -0.87% | -4.52% |
| IV | 50-100 MW (10) | 6,220.6 | 4,784.6 | | -2.91% | -6.48% |
| V | 10-50 MW (24) | 7,055.0 | 5,426.3 | | -0.50% | -4.17% |
| VI | >10 MW (8) | 5,798.0 | 4,459.5 | | -13.98% | -17.14% |
| VII | Bez kotlova (2) | | | | | |
| | Ukupno bez Bgd | 7,436.6 | 5,719.8 | | -2.04% | -5.64% |
| | Maksimum | 33,963.2 | 26,122.6 | | 17.16% | 12.85% |
| | Minimum | 3,170.9 | 2,438.9 | | -25.34% | -28.09% |
| | Prosečno | 6,948.1 | 5,344.1 | | -3.47% | -7.02% |
| | Prosečno bez Bgd | 6,882.2 | 5,293.4 | | -3.57% | -7.12% |
| | Mediana | 6,378.3 | 4,905.8 | | -1.27% | -4.90% |

Као критеријум ефикасности може да послужи и приход од грејања по MWh испоручене топлинске енергије (Табела 5). Што више техничких ствари уносимо у критеријуме то су разлике мање, у поређењу са разликама у финансијским индикаторима. То нам говори и медијана која је врло близу просечној величини. Чињеница коју не би требало заобићи јесте да је приход по MWh у периоду 2019-21. година опадао код готово свих топлана и то по просечној годишњој стопи од -5,29%. Очит је несразмер између цене грејања и инфлације. До сада се то могло некако превазићи интерним мерама, али у садашњим условима то је немогуће.

У протеклих 8 година (2014-21. година) топлане практично нису улагале у повећање капацитета – расли су по просечној стопи од 0,34%. Највећи раст остварио је Зајечар повећавајући капацитете са 16 на 34 MW, а највеће смањење капацитета забележено је код Трстеника – са 75 на 22 MW. У исто време забележен је раст испоруке топлинске енергије по стопи од 7,28% и повећање површине која се греје по стопи од 1,36%, што говори да се у посматраном периоду постојећи капацитети више користе, али и да је било довољно резерви у инсталисаним капацитетима да се повећана тражња задовољи без додатног инвестирања.

Потребно је и да скренемо пажњу да је приход по инсталисаном MW већи што је инсталисана снага већа. И обрнуто, најмање топлане, са инсталисаном снагом мањом од 10 МЊ остварују

двоструко мањи приход по MW од највећих топлана. То и говори у прилог тези да постоји одређени технолошки праг испод кога се оваква делатност једноставно не исплати.




*Слика 5: Приходи од грејања по MB инсталисане снаге*

## 3. ТРОШКОВИ

Овај пут посебну пажњу посветићемо цени коштања. Њу ћемо да сагледавамо кроз цену коштања по запосленом, по јединици грејане површине и по инсталисаној снази. Наравно, биће назначени и укупни трошкови и њихово кретање у периоду 2014-21. година.

Укупни трошкови и њихово кретање показује да су се 2021. године, за разлику од претходне, трошкови усагласили са кретањем прихода, али на нижем нивоу. Сагледавано по групама (Табела 7), уочава се да су најмање топлане имале највећу стопу раста номиналних укупних трошкова, а да су топлане у Групи 4 имале номинални пад трошкова. Код реалних износа, групе V-VII имале су и реалан раст, за разлику од осталих који су и реално смањили трошкове у посматраном периоду. У структури укупних трошкова и даље предњачи Београд, али је његово учешће у трошковима за 5 индексних поена мање него код учешћа у укупним приходима. Београд и Нови Сад чине нешто мање од две трећине укупних трошкова.

У Табели 8 дати су износи цене коштања, номинално, за 2021. годину. Очито је да се цене коштања драстично разликују. У врху, далеко испред осталих, по сваком критеријуму су Београд и Нови Сад, мада се може констатовати да је Нови Сад ефикаснији, боље послује од Београда. Аномалију чине топлане из групе V и VI, њих 32, јер се оне баве и осталим комуналним пословима тако да подаци везани за грејање не одражавају право стање.

У посматраном периоду трошкови запослених у топланама опадају по просечној годишњој стопи од -082%, а раст је забележен код најмањих топлана (Група ВИИ 4,54%). Просечна стопа

смањења реалних трошкова рада износила је -2,83%, а најчешћа (медијана) -4,9%, што говори о великој дисперзији стопа.

*Табела 7: Укупни трошкови топлана*

| U 000 RSD | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Stopa rasta |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Nominalni iznosi*** | | | | | | | | | |
| Toplane ukupno | 44,997,939 | 52,792,660 | 47,472,172 | 50,583,433 | 50,288,136 | 52,541,270 | 51,465,351 | 54,373,026 | 2.74% |
| Beograd | 21,130,728 | 26,264,200 | 23,194,199 | 25,168,309 | 23,918,442 | 25,524,088 | 25,373,987 | 26,570,545 | 3.33% |
| Novi Sad | 6,313,209 | 7,465,634 | 6,833,977 | 6,995,868 | 7,192,316 | 7,699,048 | 7,263,649 | 7,595,650 | 2.68% |
| 100-500 MW (6) | 7,206,611 | 7,662,871 | 6,899,644 | 7,103,182 | 7,355,719 | 7,202,118 | 7,474,966 | 7,863,002 | 1.25% |
| 50-100 MW (10) | 4,911,678 | 5,169,162 | 4,621,336 | 4,925,554 | 5,038,653 | 5,219,365 | 4,439,182 | 4,749,955 | -0.48% |
| 10-50 MW (24) | 3,893,371 | 4,526,676 | 4,220,724 | 4,580,441 | 4,907,737 | 4,949,531 | 4,949,527 | 5,410,803 | 4.81% |
| >10 MW (8) | 754,212 | 902,646 | 852,375 | 895,603 | 930,146 | 958,358 | 1,025,433 | 1,105,831 | 5.62% |
| Bez kotlova (2) | 788,130 | 801,471 | 849,917 | 914,476 | 945,123 | 988,762 | 938,607 | 1,077,240 | 4.57% |
| Ukupno bez Beograda | 23,867,211 | 26,528,460 | 24,277,973 | 25,415,124 | 26,369,694 | 27,017,182 | 26,091,364 | 27,802,481 | 2.20% |
| Maksimum | 21,130,728 | 26,264,200 | 23,194,199 | 25,168,309 | 23,918,442 | 25,524,088 | 25,373,987 | 26,570,545 | |
| Minimum | 26,136 | 26,508 | 24,623 | 25,719 | 28,366 | 32,319 | 35,032 | 41,603 | |
| Prosečno | 978,216 | 1,015,243 | 912,926 | 972,758 | 967,080 | 1,010,409 | 989,718 | 1,045,635 | |
| Prosečno bez Beograda | 530,382 | 520,166 | 476,039 | 498,336 | 517,053 | 529,749 | 511,595 | 545,147 | |
| Mediana | 270,030 | 270,021 | 243,666 | 254,139 | 259,840 | 263,373 | 260,175 | 293,123 | |
| ***Realni iznosi*** | | | | | | | | | |
| Toplane ukupno | 44,997,939 | 51,087,457 | 45,154,732 | 46,522,529 | 45,164,432 | 46,088,005 | 44,219,650 | 41,817,740 | -1.04% |
| Beograd | 21,130,728 | 25,415,866 | 22,061,932 | 23,147,764 | 21,481,465 | 22,389,149 | 21,801,635 | 20,435,135 | -0.48% |
| Novi Sad | 6,313,209 | 7,224,494 | 6,500,364 | 6,434,231 | 6,459,513 | 6,753,430 | 6,241,015 | 5,841,737 | -1.10% |
| 100-500 MW (6) | 7,206,611 | 7,415,360 | 6,562,825 | 6,532,929 | 6,606,267 | 6,317,534 | 6,422,581 | 6,047,355 | -2.47% |
| 50-100 MW (10) | 4,911,678 | 5,002,198 | 4,395,737 | 4,530,124 | 4,525,280 | 4,578,308 | 3,814,199 | 3,653,142 | -4.14% |
| 10-50 MW (24) | 3,893,371 | 4,380,464 | 4,014,682 | 4,212,717 | 4,407,703 | 4,341,616 | 4,252,693 | 4,161,393 | 0.96% |
| >10 MW (8) | 754,212 | 873,491 | 810,765 | 823,703 | 835,376 | 840,650 | 881,064 | 850,483 | 1.73% |
| Bez kotlova (2) | 788,130 | 775,583 | 808,427 | 841,061 | 848,827 | 867,320 | 806,462 | 828,494 | 0.72% |
| Ukupno bez Beograda | 23,867,211 | 25,671,591 | 23,092,800 | 23,374,765 | 23,682,967 | 23,698,857 | 22,418,014 | 21,382,605 | -1.56% |
| Maksimum | 21,130,728 | 25,415,866 | 22,061,932 | 23,147,764 | 21,481,465 | 22,389,149 | 21,801,635 | 20,435,135 | |
| Minimum | 26,136 | 25,652 | 23,421 | 23,654 | 25,476 | 28,349 | 30,100 | 31,996 | |
| Prosečno | 978,216 | 982,451 | 868,360 | 894,664 | 868,547 | 886,308 | 850,378 | 804,187 | |
| Prosečno bez Beograda | 530,382 | 503,365 | 452,800 | 458,329 | 464,372 | 464,683 | 439,569 | 419,267 | |
| Mediana | 270,030 | 261,299 | 231,771 | 233,736 | 233,365 | 231,025 | 223,545 | 225,438 | |
| ***Struktura*** | | | | | | | | | Prosečno |
| Toplane ukupno | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% | 100.00% |
| Beograd | 46.96% | 49.75% | 48.86% | 49.76% | 47.56% | 48.58% | 49.30% | 48.87% | 48.70% |
| Novi Sad | 14.03% | 14.14% | 14.40% | 13.83% | 14.30% | 14.65% | 14.11% | 13.97% | 14.18% |
| 100-500 MW (6) | 16.02% | 14.52% | 14.53% | 14.04% | 14.63% | 13.71% | 14.52% | 14.46% | 14.55% |
| 50-100 MW (10) | 10.92% | 9.79% | 9.73% | 9.74% | 10.02% | 9.93% | 8.63% | 8.74% | 9.69% |
| 10-50 MW (24) | 8.65% | 8.57% | 8.89% | 9.06% | 9.76% | 9.42% | 9.62% | 9.95% | 9.24% |
| >10 MW (8) | 1.68% | 1.71% | 1.80% | 1.77% | 1.85% | 1.82% | 1.99% | 2.03% | 1.83% |
| Bez kotlova (2) | 1.75% | 1.52% | 1.79% | 1.81% | 1.88% | 1.88% | 1.82% | 1.98% | 1.80% |
| Ukupno bez Beograda | 53.04% | 50.25% | 51.14% | 50.24% | 52.44% | 51.42% | 50.70% | 51.13% | 51.30% |

Поређење са претходном годином показује да су трошкови рада порасли у 2021. години код свих група, изузев Новог Сада, просечно за 5,1%. Након реалног повећања трошкова рада у 2020. години, реални износи су се готово вратили на претходни ниво – просечно смањење у 2021. у односу на претходну годину износи 5,1%. Да подсетимо да је повећање у 2020. години у односу на 2019. годину износило 5,7%. Дошло је и до смањења броја запослених, за -0.11%, тако да се ово смањење издатака за рад може барем делимично објаснити смањењем броја запослених.

*Табела 8: 2021 – Цена коштања*

| | | Po zaposlenom | Po m² | Po MWh | Po MW |
|---|---|---|---|---|---|
| **Nominalni iznosi, u 000 RSD** | | | | | |
| | Toplane ukupno | 9,163 | 1.19 | 9.19 | 9,046 |
| I | Beograd | 13,563 | 1.17 | 9.90 | 9,300 |
| II | Novi Sad | 23,300 | 1.08 | 10.36 | 11,187 |
| III | 100-500 MW (6) | 7,109 | 1.18 | 7.80 | 6,573 |
| IV | 50-100 MW (10) | 7,197 | 1.20 | 8.61 | 6,682 |
| V | 10-50 MW (24) | 4,165 | 1.83 | 10.86 | 10,466 |
| VI | >10 MW (8) | 3,005 | 4.22 | 30.70 | 21,893 |
| VII | Bez kotlova (2) | 4,987 | 0.57 | 2.64 | |
| | Ukupno bez Beograda | 6,994 | 1.22 | 8.60 | 8,816 |
| | Maksimum | 23,300 | 11.28 | 109.05 | 44,044 |
| | Minimum | 1,767 | 0.51 | 2.56 | 3,857 |
| | Prosečno | 6,357 | 2.25 | 16.59 | 12,185 |
| | Prosečno bez Beograda | 6,215 | 2.27 | 16.72 | 12,244 |
| | Mediana | 6,016 | 1.42 | 10.13 | 8,060 |

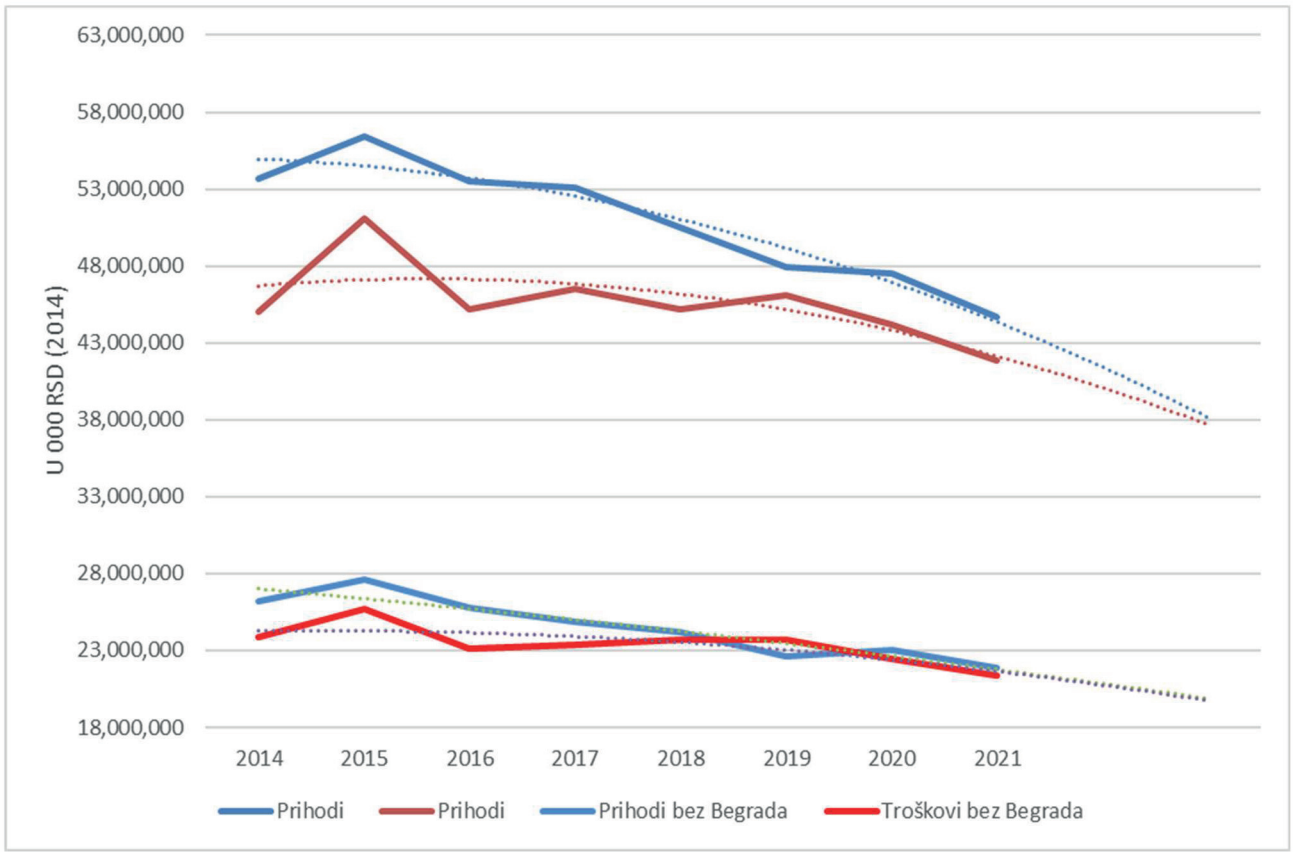
*Табела 9: Рангирање цене коштања по запосленом и по MW*

| ***5 sa najvećom cenom koštanja po zaposlenom*** | | | ***5 sa najvećom cenom koštanja po MW*** | |
|---|---|---|---|---|
| | | *000 RSD* | | |
| 1 | Novi Sad | 23,300 | Srbobran | 44,044 |
| 2 | Beograd | 13,563 | Gornji Milanovac | 39,422 |
| 3 | Subotica | 12,261 | Temerin | 35,818 |
| 4 | Majdanpe | 11,679 | Žitište | 35,332 |
| 5 | Šabac | 9,641 | Sremska Mitrovica | 31,306 |
| | | | | |
| ***5 sa najmanjom cenom koštanja po zaposlenom*** | | | ***5 sa najmanjom cenom koštanja po MW*** | |
| | | | | |
| 1 | Mali Zvorn | 2,468 | Kosjerić | 5,547 |
| 2 | Prijepolje | 2,305 | Smederevo | 5,478 |
| 3 | Temerin | 2,096 | Kragujevac | 4,955 |
| 4 | Negotin | 1,892 | Kikinda | 4,851 |
| 5 | Žitište | 1,767 | Knjaževac | 3,857 |

Разлике између група јесу велике, до двадесетак пута између највеће и најмање вредности, али те разлике нису ни издалека велика као код укупних агрегата, прихода и трошкова, где те разлике иду и преко 1000 пута. Ево како изгледају цене коштања по запосленом и по MW инсталисане снаге, по 5 највећих и најмањих.

## 4. ЗАКЉУЧЦИ

Сагледавајући податке за 2021. годину, прво морамо истаћи огромну диспропорцију у величини оствареног прихода – разлика између највећег (Београд) и најмањег (Косјерић) износи 1061 пута. Разлика у приходима само од грејања је још већа и она износи 2411 пута (Београд према Житишту). Исто тако, значајно је истаћи да су све топлане, појединачно и као сектор, остваривале свој основни задатак. Међутим, потребно је истаћи и негативну страну, а то је да топлане, готово без изузетака, имају константан недостатак обртних средстава и да „болују“ од неликвидности.
Кретање трошкова у посматраном периоду било је готово идентично као и код прихода: мало су номинално расли (2,74%), а мало реално опадали (-1,04%). Овде је добро да се подсетимо да су приходи у истом периоду номинално расли по просечној годишњој стопи од 1,12%, а реално по опадали по стопи од -2,60%, што нас доводи до констатације да дугорочно гледано укупни трошкови расту брже од раста прихода, мада је тај тренд нешто ублажен у 2021. години, што објективно има своје реалне границе. Уколико екстраполирамо приходе и трошкове на следеће



две године, што је приказано на Слици 6, видимо да ће трошкови и приходи сусрести средином 2025. године, а већ су то учинили 2020. године у случају када се из посматрања изузме Београд. Наравно, ради се о математички коректној екстраполацији, уколико се нешто на предузме.

Обзиром да се у овом сектору ствари споро мењају, пет основних закључака које издвајамо су практично дугорочне карактеристике. Промене јесу потребне, али се споро дешавају.

- Велике разлике између појединих предузећа, са Београдом који чини и преко 50% Сектора (због чега смо морали да анализирамо пословање са и без Београда);
- Током посматраног периода није било већих промена у приходима и трошковима. Разлике између њих су се смањиле, тј. дошло је до усаглашавања, али на нижем нивоу;
- Ако изузмемо највеће, Београд и Нови Сад, коначан резултат пословања углавном је негативан. У шест од осам анализираних година добит Београда је била већа од укупне добити осталих топлана;
- Недостатак обртних средстава и кроз то све већи финансијски утицај страних донатора, али и друштвене заједнице (Република и општине). Овај последњи утицај није само финансијски;
- Огромне разлике у инсталисаним капацитетима захтевају да се проблемима и стратегији њиховог решавања приступа другачије од групе до групе.
- Питање увођења технолошких иновација и зелене енергије су питања која чекају хитан одговор.

Што се тиче кретања прихода и међусобних разлика, они зависе од цена, коефицијента наплате, инсталисаних капацитета и њихове старости, али и од броја м² који се греју. Оставивши по страни број м², што је објашњиво само по себи, посветимо се ценама. Видимо да се цене од топлане до топлане разликују. Очито је да је потребно нешто урадити са процесом формирања цена и његовим међусобном усаглашавањем. Посебно што су то јавна предузећа где се не би требао применити систем профитног центра, већ принцип „трошкови +“. Дакле, у том систему цена би зависила од трошкова, али и планираних потребних инвестиција и одржавања. Просечна годишња стопа раста цена у периоду 2014-21. година показује да је само неколико топлане подигле цене, мада је било и смањивања, остали су цене задржавали на истом нивоу. Данас ово изгледа потпуно другачије.

European Bank
for Reconstruction and Development

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Swiss Confederation

Federal Department of Economic Affairs,
Education and Research EAER
**State Secretariat for Economic Affairs SECO**

USAID
OD AMERIČKOG NARODA

Društvo termičara Srbije

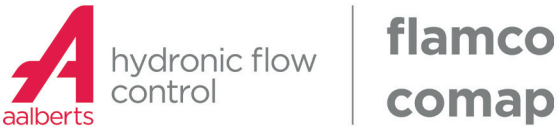
KONCEPT

АКАДЕМИЈА
ТЕХНИЧКО-ВАСПИТАЧКИХ
СТРУКОВНИХ СТУДИЈА
ОДСЕК НИШ

Feromax
d.o.o.

THERMOTEC FLEX
www.thermotecflex.rs
PREDIZOLOVANI CEVNI SISTEMI

Eco clean
distributions


aalberts
hydronic flow
control
flamco
comap

wilo

FIN®
THERM

VALMOR
ENERGY SOLUTIONS

1994.
IZOEKOMONT
pre-insulated piping systems

ENGINEERING
TOMORROW
Danfoss

KOMO-YU
INDUSTRIJSKA ARMATURA

Life Is On
Schneider
Electric

Kazantrade

TRACO

NIRAS

A & D Solutions doo

POLYTECHNIK Biomass Energy

OVEX INŽENJERING

PBS POWER EQUIPMENT

Creative Energy DOO

TERMOPLUS

TAM 30 GODINA SA VAMA

isoplus®

armacell | 2012

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна библиотека Србије, Београд

621.311.22:697.34(497.11)(082)
697.3(497.11)(082)

СТРУЧНО-научна конференција ТОПС 2023 (2023; Златибор)
Зборник радова / Стручно-научна конференција ТОПС 2023, Златибор, мај 2023. ; [организатори Пословно удружење "Топлане Србије" ... [и др.]] ; [уредник Душан Мацура]. - Шабац : Пословно удружење "Топлане Србије", 2023 (Шабац : Демо гроуп). - [6], 146 стр. : илустр. ; 30 cm

Радови на срп. и енгл. језику. - Текст ћир. и лат. - Тираж 200. - Стр. 6: Уводна реч / Дејан Стојановић. - Напомене и библиографске референце уз текст. - Библиографија уз већину радова.

ISBN 978-86-86311-11-5

а) Даљинско грејање -- Србија -- Зборници
б) Топлане -- Србија -- Зборници

COBISS.SR-ID 115917833

ПОСЛОВНО УДРУЖЕЊЕ
**“ТОПЛАНЕ СРБИЈЕ“**
Владе Станимировића 2, 15000 Шабац
office@toplanesrbije.org.rs
www.toplanesrbije.org.rs