

Analiza proizvodnje kogeneracijskih termoelektrana s pogledom na budući razvoj plinskog tržišta modelom PLEXOS

Andro Buzov; mag.ing., Fakultet elektrotehnike i računarstva, Andro.Buzov@fer.hr
Prof. dr. sc. Željko Tomšić, Sveučilište u Zagrebu Fakultet elektrotehnike i računarstva,
ztomsic@fer.hr

Anton Marušić, HEP d.d., anton.marusic@hep.hr
Doc. dr. sc. Ivan Rajšl, Sveučilište u Zagrebu Fakultet elektrotehnike i računarstva,
ivan.rajsl@fer.hr

Interakcija različitih tržišta energenata, poput prirodnog plina ili ugljena, i tržišta EE sve više je prisutna u energetske sektoru. Smanjivanjem dostupnih rezervi, ovisnost RH o uvoznom plinu u budućnosti sigurno će rasti i to je izazov koji će zahtijevati nova rješenja kako bi se održala sigurnost EES. Udio OIE u proizvodnji EE već ima značajnu ulogu i prema mnogim prognozama predviđa se tendencija daljnjeg rasta, a uzimajući u obzir njihovu volatilnost te njezin utjecaj na tržišne cijene EE jasno je da će optimiranje pogona biti sve složenije.

Program *PLEXOS* ima mogućnost obuhvaćanja velikog broja ulaznih podataka i modeliranja jedinica energetske sektora do vrlo sitnih detalja. Modeli tržišta dodatna su prednost kojom *PLEXOS* uz tehničke karakteristike postrojenja obuhvaća i ekonomske prilike vezane za elektroenergetski sektor. Upravo energetske-ekonomski modeli su pristup kojim bi se trebali pronaći rješenja za sve nabrojane izazove koji dolaze u budućnosti.

Rad obuhvaća modeliranje termoelektrana i toplana u programskom alatu *PLEXOS*. Model i simulacije sadrže jedinice koje su još uvijek u fazi izgradnje i projektiranja. S time, rezultati proračuna pokazuju kako bi se odvijao angažman jedinica u slučaju da su sve bile izgrađene i u pogonu u vremenu promatranom u simulacijama.

Primarni cilj optimizacije je zadovoljavanje potražnje toplinske energije, ali i minimiziranje troškova goriva te uključivanje prihoda od prodaje električne i toplinske energije. Scenarijima viših cijena prirodnog plina odnosno nižih cijena električne energije na tržištu, pokušalo se prikazati koliki je njihov utjecaj na angažman modeliranih elektroenergetskih postrojenja. Prikazan je i utjecaj na korištenje jedinica plinskih sustava što uključuje dobavu prirodnog plina iz plinskih polja Republike Hrvatske, troškova transporta plinovodima i korištenja plinskih skladišta.

Ključne riječi: *PLEXOS*, plinski sustav, termoelektrana, tržište, kogeneracija.

1. Uvod

Svjetski elektroenergetski sektor posljednjih desetak godina prolazi kroz drastične promjene. Integracija velikog broja obnovljivih izvora energija (najvećim dijelom vjetroelektrana) u sustave postavlja mnoge izazove. Među najznačajnijima je očuvanje sigurnosti sustava s obzirom na volatilnost novoinstaliranih kapaciteta OIE. Naime, energija koju isporučuju takvi izvori može značajno varirati iz sata u sat, što je definitivno nova pojava ukoliko se usporedi s klasičnim elektranama, poput nuklearnih elektrana ili termoelektrana na ugljen, na kojima se bazirao EES u prošlosti.

Baterijska skladišta još uvijek nisu tehnološki dovoljno napredovala da efikasno i ekonomski isplativo spremaju višak energije u trenucima kada je potrošnja mala, odnosno da iskoriste pospremljenu energiju u trenucima kada je u sustavu nedostaje (veća potrošnja). Kao rješenje za prijelaz prema što većem broju OIE nameću se elektrane koje kao gorivo koriste prirodni plin.

Mogućnost brzog starta plinskih elektrana sigurno je osobina koja daje odgovor na prethodno spomenuti izazov volatilnosti OIE. Također, plinske elektrane se odlikuju manjom emisijom štetnih plinova od termoelektrana na ugljen što je isto u skladu s ciljem niskougljične budućnosti. Još jedna

dobra osobina elektrana s plinskom turbinom je mogućnost izgradnje kogeneracijskog postrojenja za zadovoljavanje potreba toplinske energije.

Rad obuhvaća modeliranje termoelektrana i toplana u sastavu HEP proizvodnje d.o.o. u programskom alatu PLEXOS. Model i simulacije sadrže jedinice koje su još uvijek u fazi izgradnje i projektiranja. S time, rezultati proračuna zapravo pokazuju kako bi se odvijao angažman jedinica u slučaju da su sve bile izgrađene i u pogonu u vremenu promatranom u simulacijama.

2. Plinski sustav RH

Prirodni plin se u RH proizvodi iz 17 eksploatacijskih polja Panona i tri eksploatacijska područja na Jadranu čime se podmiruje 63,1 posto domaćih potreba. Proizvodnja prirodnog plina iz Panona nešto je veća od proizvodnje iz Jadranskog podmorja. Najveći dio plina iz Panona dolazi iz ležišta Molve, Kalinovac i Gola. Posljednjih godina zabilježen je kontinuirani pad proizvodnje i smanjenje rezervi prirodnog plina u RH. Ukoliko se to sagleda u kombinaciji s ponovnim povećanjem potrošnje plina, jasno je da će RH postati sve više ovisna o uvoznom plinu što povlači sa sobom potrebu o diversifikaciji izvora uvoznog plina kako bi se omogućile konkurentne cijene i smanjio rizik od prevelike ovisnosti o ruskom plinu.

2.1. Transportni sustav

Transport prirodnog plina regulirana je energetska djelatnost koja se obavlja kao javna usluga. Tvrtka PLINACRO je vlasnik i operator plinskog transportnog sustava koji se sastoji od međunarodnih, magistralnih, regionalnih i odvojnih plinovoda i objekata na plinovodu, mjernih redukcijskih stanica (MRS) različitih kapaciteta te ostalih objekata i sustava koji omogućavaju pouzdan i siguran rad.

2.2. Podzemno skladište plina Okoli

PSP Okoli smješteno je na lokaciji Velika Ludina u Sisačko-moslavačkoj županiji. Ubraja se pod tzv. sezonska skladišta zbog mogućnosti uskladištenja velikih količina plina te pravilnih izmjena ciklusa utiskivanja i povlačenja plina unutar jedne kalendarske godine. Maksimalni projektirani radni volumen skladišta iznosi 553 milijuna m³ [1]. Proces skladištenja odvija se u dva ciklusa: utiskivanje (travanj – listopad) i povlačenje (listopad – travanj). Najvažnije tehničke karakteristike su:

- Maksimalni kapacitet utiskivanja: 4,32 mil. m³/dan, 180.000 m³/h
- Maksimalni kapacitet povlačenja: 5,76 mil. m³/dan, 240.000 m³/dan
- Minimalni kapacitet utiskivanja: 30.000 m³/h
- Minimalni kapacitet povlačenja: 20.000 m³/h

3. Opis postojećih termoelektrana i toplana u sastavu HEP proizvodnje d.o.o.¹

3.1. Općenito o hrvatskom EES-u

Kapaciteti za proizvodnju električne energije u sastavu HEP grupe obuhvaćaju 17 pogona velikih hidroelektrana, sedam pogona termoelektrana i polovicu instaliranih kapaciteta u nuklearnoj elektrani Krško. TE Plomin d.o.o. sadrži mješovito vlasništvo tvrtke HEP d.d. (50 %) i njemačkog RWE Power (50 %). Na teritoriju RH ukupna instalirana snaga iznosi 4.105 MW (bez nuklearne elektrane Krško) s ukupnom proizvodnjom od 9.536 GWh u 2016. godini. Ukoliko se doda 50

¹ Podaci navedeni u ovom poglavlju preuzeti su iz dokumenata „Energija u Hrvatskoj 2016.“ (EIHP i MZOIE) [7], „Optimizacija pogona plinskih termoelektrana i toplana u hrvatskom EES-u“ (EIHP) [8], stranica tvrtke HEP d.o.o. [9] i dobivenog modela u PLEXOS-u.

postotni dio snage i proizvodnje nuklearne elektrane Krško ukupan iznos instalirane snage penje se na 4.453 MW s dodatnih 2.715 GWh proizvodnje EE.

Od ostalih instaliranih kapaciteta koji nisu u sastavu HEP grupe najviše se ističu vjetroelektrane s ukupnom instaliranom snagom od 483 MW i proizvodnjom EE iznosa 1.014,2 GWh u 2016. godini.

3.2. Termoelektrana – Toplana Zagreb (TE-TO Zagreb)

TE-TO Zagreb izgrađena je 1962. godine te je prvotno obuhvaćala dva kogeneracijska bloka na ugljen (1 i 2). Povećanje kapaciteta dogodilo se 1979. godine s puštanjem u radu novog kogeneracijskog bloka (danas je to blok C) i četiri vrelovodna kotla VK-3, VK-4, VK-5, VK-6. Dodatni parni kotao PK-3 (blok D) u pogon je pušten 1985. godine. S vremenom su blokovi 1 i 2 djelomično rastavljeni, odnosno rekonstruirani i prebačeni u hladnu rezervu. Danas se blokovi 1 i 2 više ne koriste već su na njihovo mjesto kao zamjene 2003., odnosno 2009. godine izgrađeni suvremeni kombi kogeneracijski blokovi K i L.

3.3. Elektrana – Toplana Zagreb (EL-TO Zagreb)

EL-TO Zagreb započela je s radom 1907. godine sa snagom od 0,8 MW i ugljenom kao pogonskim gorivom. Kroz sljedećih sto godina EL-TO Zagreb provedeno je nekoliko nadogradnji i rekonstrukcija.

Početkom 2018. godine ugašeni su blokovi A i B (izgrađeni 1970. odnosno 1980. godine) te je započeta realizacija projekta izgradnje novog visokoučinkovitog kombi-kogeneracijskog bloka na prirodni plin. Novi blok sadržavao bi dvije plinske turbine svaka snage 50 MW_e i jednu parnu turbinu snage 25 MW_e.

3.4. Termoelektrana – Toplana Osijek (TE-TO Osijek)

TE-TO Osijek je postrojenje za proizvodnju električne energije za elektroenergetski sustav Hrvatske te za zadovoljavanje potreba toplinske energije i tehnološke pare grada Osijeka. Izgradnja postrojenja odvijala se u dvije faze: 1976. godine izgrađeni su plinsko-turbinska elektrana (PTE) i SBK („Steamblock kotao“), a 1985. godine toplifikacijski blok 45 MW (blok A). Plinsko-turbinska jedinica (PTE) ugašena je zbog isteka životnog vijeka i trenutno je u izradi projekt kojim bi se rekonstruiralo postrojenje.

Projekt izgradnje kombi-kogeneracijske elektrane na šumsku biomasu (BE-TO Osijek) završen je 2017. godine te je u trajnom režimu rada. Kao visokoučinkovita kogeneracija na obnovljivi izvor energije elektrana će imati status povlaštenog proizvođača električne energije u razdoblju od 14 godina.

Nove jedinice koje bi se trebale izgraditi uključivao bi jednu plinsku turbinu s mogućnošću dodatnog loženja u slučaju povećane potrebe za električnom energijom te jednu parnu turbinu. Još uvijek je neizvjesno kada će se projekt krenuti graditi odnosno kada će novi blok biti spreman za puštanje u pogon.

3.5. Termoelektrana toplana Sisak (skraćeno: TE-TO Sisak)

Puštanje u pogon prvog bloka (blok A) TE-TO Sisak dogodilo se 1970. godine, karakteristike kao klasičan parno kondenzacijski ciklus snage 210 MW_e. Godine 1976. završen je drugi blok (blok B) jednakih karakteristika i snage kao blok A. Oba bloka kao gorivo mogu koristiti teško loživo ulje (mazut) i prirodni plin. Potrebe toplinske energije i tehnološke pare zadovoljavaju se pomoću dva manja kotla instalirana 1989. godine.

Proteklih godina blokovi A i B gotovo da su u potpunosti izvan pogona. Razlog tome bile su niske cijene električne energije, starost blokova te visoke cijene prirodnog plina što povlači činjenicu da je proizvodnja iz navedenih blokova neisplativa.

U studenom 2015. godine u pokusni rad pušten je novi blok (blok C), kombi-kogeneracijska elektrana (KKE Sisak 230 MW_e/50 MW_t), koja kao gorivo koristi isključivo prirodni plin. Uz to, 2017. godine završen je projekt izgradnje kombi-kogeneracijske elektrane na šumsku biomasu (BE-TO Sisak). Jednako kao i za BE-TO Osijek, nova elektrana na šumsku biomasu kao visokoučinkovita kogeneracija na obnovljivi izvor elektrana imat će status povlaštenog proizvođača električne energije u razdoblju od 14 godina.

4. Model kogeneracijskih termoelektrana i plinskog sustava

4.1. Opis programskog alata PLEXOS

Optimizacijski model izrađen je pomoću programskog paketa *PLEXOS by Energy Exemplar*.

Program PLEXOS je simulacijsko – optimizacijski softver s ciljem modeliranja, simulacije i analize energetske sustava i tržišta [2]. Razvijen je od australske tvrtke Energy Exemplar sa zabilježenim instalacijama u više od 40 zemalja diljem svijeta. Jezgra algoritma simulacije i optimizacije je mješovito cjelobrojno programiranje (MIP -*Mixed Integer Programming*). Neke od najvažnijih značajka programa su:

- Integrirani modeli i fleksibilna rezolucija – dugoročna, srednjoročna i kratkoročna simulacija s jednim integriranim modelom te mogućnost pod-satne rezolucije do minimalno jedne minute
- Izvođenje tokova snaga s uključenim gubicima u mreži
- Planiranje proširenja kapaciteta – optimiziranje proizvodnje EE i plina korištenjem dugoročne simulacije uključujući u obzir povećanje snage (izgradnja novih jedinica), povećanja kapaciteta prijenosne mreže (AC i DC vodovi), skladišta EE i plina, izgradnju novih plinovoda itd.
- Proizvodnja električne energije – modeliranje obuhvaća ekonomska i tehnička ograničenja elektrana koje koriste fosilna goriva za pogon kao i obnovljivih izvora energije
- Uključivanje tržišta – modeliranje tržišta EE i tržišta prirodnog plina
- Integracija plinskog i elektroenergetskog sustava – dobava plina iz proizvodnje plinskih polja, transport plinovodima i skladištenje kako bi se minimizirao trošak proizvodnje plinskih elektrana te zadovoljila ostala potražnja za plinom

Ovisno o vremenskom periodu i željenim rezultatima postoje četiri vrste (faze) simulacije:

- LT Plan – dugoročna simulacija sa svrhom dodavanja novih jedinica u sustav, kao i gašenje starih jedinica kojima ističe životni vijek
- PASA – optimalna raspodjela rezerve sustava i plan održavanja jedinica
- MT – simulacija s ciljem što boljeg uvažavanja zadanih ograničenja uz zadovoljavanje energetske potreba
- ST – detaljna analiza ulaznih podataka te kao glavni cilj najčešće vozni red jedinica na satnoj razini

Podaci koji uključuju tehničke i ekonomske parametre svih jedinica termoelektrana i toplana obuhvaćenih modelom dobiveni su od tvrtke HEP. Neke od najvažnijih karakteristika su:

- maksimalna snaga generatora i kotlova [MW]
- tehnički minimum generatora [MW]
- specifični potrošak goriva ovisno količini proizvedene energije [GJ/MWh]
- trošak puštanja u pogon [€]
- brzina podizanja i spuštanja snage [MW/min]

Rad obuhvaća izradu plinskog modela koji se može integrirati s elektroenergetskim sustavom u jednu cjelinu. Model traži veliku količinu ulaznih podataka potražnje toplinske energije (ogrjevn

topline i tehnološke pare) koji su također dobiveni od tvrtke HEP. Kako se termoelektrane i toplane najčešće koriste za zadovoljavanje toplinskog konzuma u model nije uzeta potrošnja električne energije već se proizvedena električna energija prodaje na tržištu.

Optimizacijski algoritam, kao što je već prije navedeno, primarno se temelji na zadovoljavanju potražnje ogrjevne topline i tehnološke pare. Cilj je dakle maksimizirati operativnu dobit koja ovisi o varijabilnom trošku pogona jedinica i prihodima od prodaje električne i toplinske energije:

$$\max \sum_{h=1}^n \sum_{u=1}^m P_{EE,h} \times Q_{E,h,u} + P_h \times Q_{H,h,u} + P_s \times Q_{S,h,u} - P_{G,h} \times F_{G,h,u} - P_{EM} \times Q_{EM,h,u} \quad (1)$$

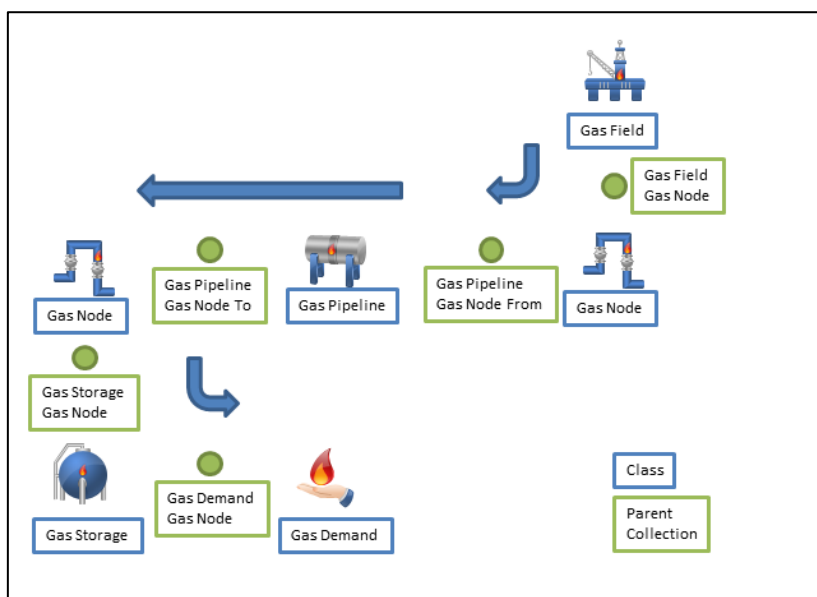
gdje je:

- P_{EE} - cijena električne energije
- $Q_{E,u}$ – količina proizvedene električne energije u -te jedinice
- P_h - cijena ogrjevne topline
- $Q_{H,u}$ – količina ogrjevne topline u -te jedinice
- P_s – cijena tehnološke pare
- $Q_{S,u}$ – količina tehnološke pare u -te jedinice
- P_G – cijena prirodnog plina
- $F_{G,u}$ - potrošnja prirodnog plina u -te jedinice
- P_{EM} – cijena emisijskih jedinica
- $Q_{EM,u}$ – količina emisija u -te jedinice
- h – vremenska jedinica (sat ili dan)

4.2. Plinski model

Programski paket PLEXOS sadrži opciju modeliranja plinskog sustava koji se može koristiti za kratkoročnu ili dugoročnu simulaciju. Dodatna mogućnost je ko-optimizacija plinskog i elektroenergetskog sustava koja otvara brojne dodatne opcije kod modeliranja. Primarno se ova mogućnost koristi kod povezivanja elektrana koje koriste prirodni plin kao gorivo izravno na plinsku mrežu. Time je moguće uzeti u obzir cijene na tržištu električne energije i tržištu prirodnog plina što definitivno povećava raspon mogućih rješenja kod optimizacije modela.

Osnovni princip spajanja plinskog sustava prikazan je na slici 4.1.



Slika 4.1 Modeliranje plinskog sustava u PLEXOS-u [7]

Kao i za elektroenergetski model moguće je dodijeliti bilo koje pravilo putem ograničenja (*constraints*), varijabla odlučivanja (*decision variables*) i uvjetnih klasa (*conditional classes*), kako bi što bolje opisali sustav koji promatramo.

4.3. Elektroenergetski i plinski model

Integracija elektroenergetskog i plinskog sustava izvodi se spajanjem generatora na čvorište plina uz istodobno spajanje goriva na isto plinsko čvorište, odnosno potrebno je ostvariti *membership* između: generatora i goriva; generatora i plinskog čvorišta i goriva i plinskog čvorišta

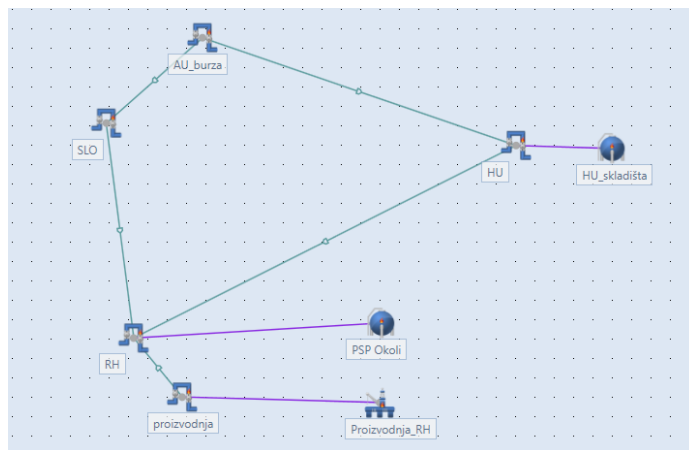
4.3.1. Ulazni podaci plinskog modela

Glavni elementi plinskog sustava i izgled modela prikazani su slikom 4.2. Prirodni plin iz polja na području RH modeliran je pomoću objekta *Gas Field* s parametrima :

- Inicijalni volumen: 513 550 TJ (ukupne rezerve u 2016. godini)
- Cijena: 5,55 €/GJ (uključeni troškovi transporta)

Dnevna proizvodnja preuzeta je sa stranica tvrtke PLINACRO [4], a važno je napomenuti kako zbog obveza prema distribuciji samo 20 posto dnevne domaće proizvodnje može se iskoristiti za potrebe plinskih termoelektrana i toplana iz sastava HEP d.d.

Tržište plina modelirano je objektom *Market* spojenim na plinsko čvorište „AU_burza“. Cijene na tržištu unesene su prema podacima sa Srednjoeuropskog plinskog čvorišta „CEGH“, a dobivene su od tvrtke HEP d.d..



Slika 4.2 Model plinskog sustava modeliranog u programskom alatu PLEXOS

Bitna stavka vezana za plinski sustav su tarife prolaska plina kroz transportne sustave država uključenih u transport. Plin se kupuje na tržištu u Austriji te ovisno o cijenama transporta prolazi kroz Sloveniju ili Mađarsku. Radi jednostavnosti, cijene tarifa su modelirane na način da se na dnevnoj bazi sklapaju ugovori o transportiranoj količini po fiksnoj cijeni.

Cijene skladištenja definirane su prema zakonom reguliranim cijenama objavljenim u Narodnim novinama [5].

Mađarska plinska skladišta skupljena su pod jedan objekt. Tehnički podaci su preuzeti sa stranice plinske infrastrukture Europe². Cijena je određena prema izrazu [6]:

$$TM = 0,3337 \times \left[\text{MAX}\left(1; 133,33 \times \frac{B}{M}; 70,31 \times \frac{K}{M}\right) + \frac{133,33}{\text{MIN}\left(133,33; \frac{M}{B}\right)} + \frac{70,31}{\text{MIN}\left(70,31; \frac{M}{K}\right)} \right] \quad (2)$$

gdje je:

² Gas Infrastructure Europe; <https://agsi.gie.eu/>

- TM – tarifa skladištenja (HUF/kWh/godini)
- M – ukupni zakupljeni kapacitet (kWh)
- B – zakupljeni kapacitet utiskivanja plina (kWh/dan)
- K - zakupljeni kapacitet povlačenja plina (kWh/dan)

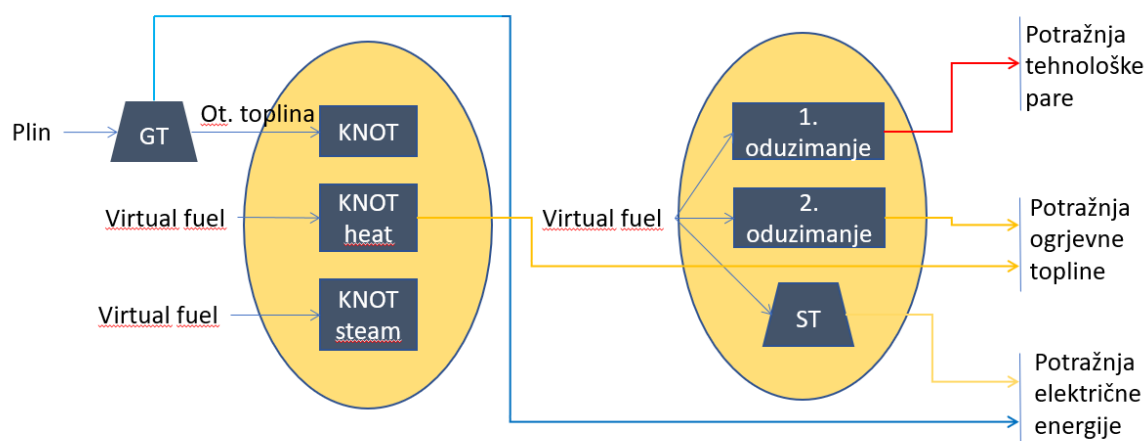
4.4. Modeli termoelektrana i toplana

Optimizacijski modeli s tehničkim parametrima EL-TO Zagreb, TE-TO Zagreb, TE-TO Osijek, TE-TO Sisak dobiveni su od tvrtke HEP d.d. Model uključuje trenutne jedinice kao i one u izgradnji ili fazi projektiranja navedene u poglavlju 4.

4.4.1. Modeliranje kogeneracije (CHP)

Na slici 4.3 prikazan je princip modeliranja kombi-kogeneracijskog bloka koji je korišten u radu. Prvi dio se sastoji od plinske turbine (GT) koja kao gorivo koristi prirodni plin te zajedno s generatorom proizvodi električnu energiju koja se dalje proslijeđuje potrošačima. Otpadna toplota iz plinske turbine odvodi se na kotao za otpadnu toplotu (KNOT) te se definiraju dvije dodatne virtualne jedinice (KNOT heat i KNOT steam) koje koriste virtualno gorivo. KNOT heat uzima dio topline iz kotla te ga odmah proslijeđuje prema potražnji ogrjevnih topline.

Drugi dio se sastoji od virtualnih jedinica za oduzimanje pare (u prikazanom slučaju postoje dva oduzimanja) i parne turbine. Količina pare proizvedena iz drugog dijela modela koja je potrebna za zadovoljavanje energetske potrebe mora biti jednaka količini pare koju generira „KNOT steam“.



Slika 4.3 Modeliranje CCGT-CHP postrojenja

4.5. Ostali ulazni podaci

Simulacija zahtjeva dodatne ulazne bez kojih nije moguće započeti proračun. To uključuje:

- Satne cijene električne energije
- Satne cijene potražnje ogrjevnih topline za svako postrojenje
- Satne cijene potražnje tehnološke pare za svako postrojenje
- Cijena emisijskih jedinica: 8,5 [€/t]
- Prodajna cijena ogrjevnih topline: 45,06 [€/MWh]
- Prodajna cijena tehnološke pare: 31,79 [€/MWh]

Podaci za sve navedene stavke ustupljeni su od tvrtke HEP d.d.

5. Rezultati simulacija

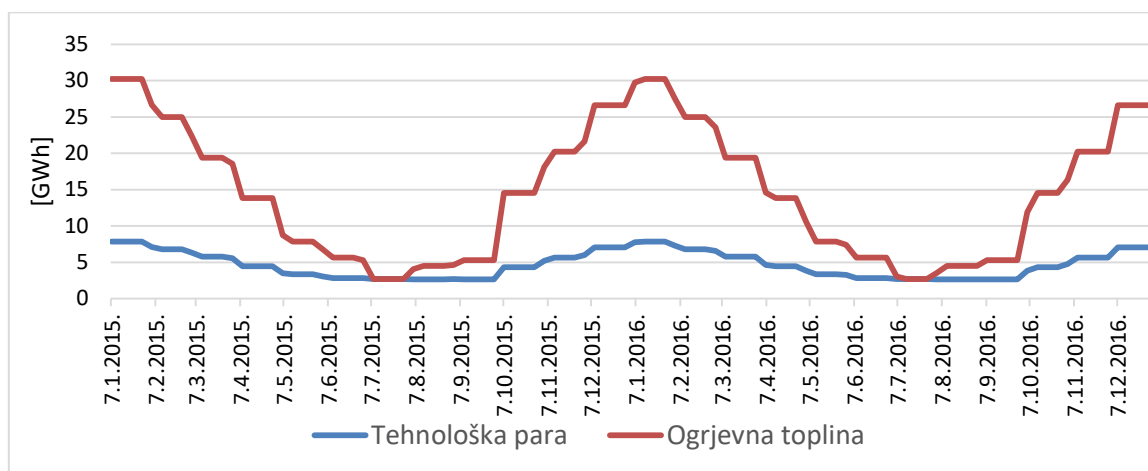
Rezultati svih proračuna dobiveni su srednjoročnim simulacijama (MT Schedule).

5.1. Bazni scenarij

Zbog optimiranja plinskih skladišta koji su modelirani na način da se utiskivanje i povlačenje plina odvija u dva ciklusa kroz godinu potrebno je uzeti vremenski period od minimalno dvije godine. Stoga, za bazni scenarij odabrane su 2015. i 2016. godina. Važno je još jedanput napomenuti da rezultati simulacija uključuju i jedinice koje su još uvijek u izgradnji ili fazi projektiranja te s time dobiveni podaci neće u potpunosti odgovarati stvarnim vrijednostima koje su zabilježene za promatrani period.

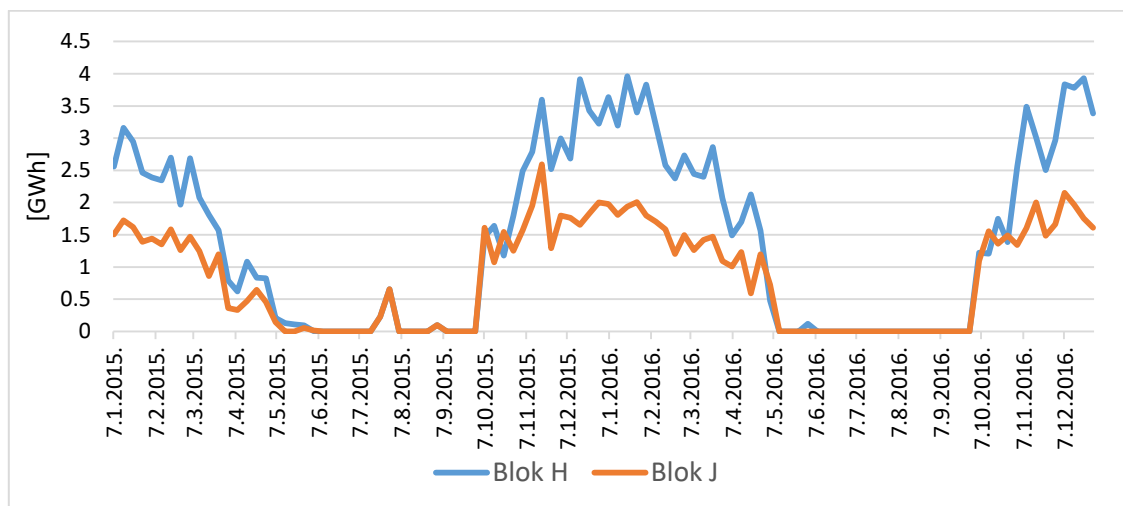
5.1.1. EL-TO Zagreb

Oblik potražnje ogrjevnog toplote i tehnološke pare na lokaciji EL-TO Zagreb prikazan je na slici 5.1. Vidljivo je da potražnja ogrjevnog toplote zbog visokih temperatura ljeti padne na otprilike 10 posto zimskih vrijednosti. Pošto se tehnološka para koristi u industriji promjene u ljetnim nisu toliko drastične kao za ogrjevnog toplinu, no isto tako može se uočiti pad u potražnji.



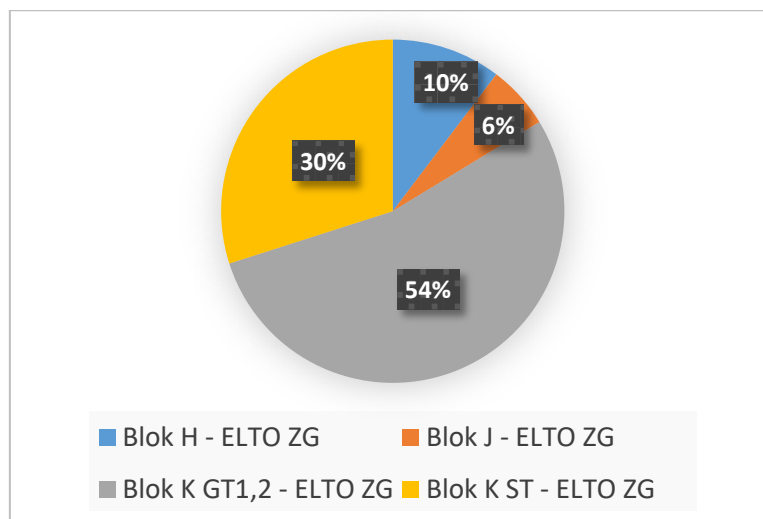
Slika 5.1 Tjedna potražnja tehnološke pare i ogrjevnog toplote za postrojenje EL-TO Zagreb

Pogledom na sliku 5.2 može se uočiti da je proizvodnja blokova H i J u ljetnim mjesecima gotovo jednaka nuli. Razlog tome je što u nedostatku toplinske potražnje kogeneracijski blokovi H i J su preskupi da bi bili angažirani.



Slika 5.2 Proizvodnja EE bloka H i bloka J postrojenja EL-TO Zagreb

Prema slici 5.3 se vidi da 84 posto proizvedene EE u 2015. godini dolazi iz novoizgrađenih jedinica (blok K) dok samo 16 posto proizvodnje sačinjavaju trenutno instalirane jedinice (blokovi H i J). Jednaki postotak vrijedi i za 2016. godinu.

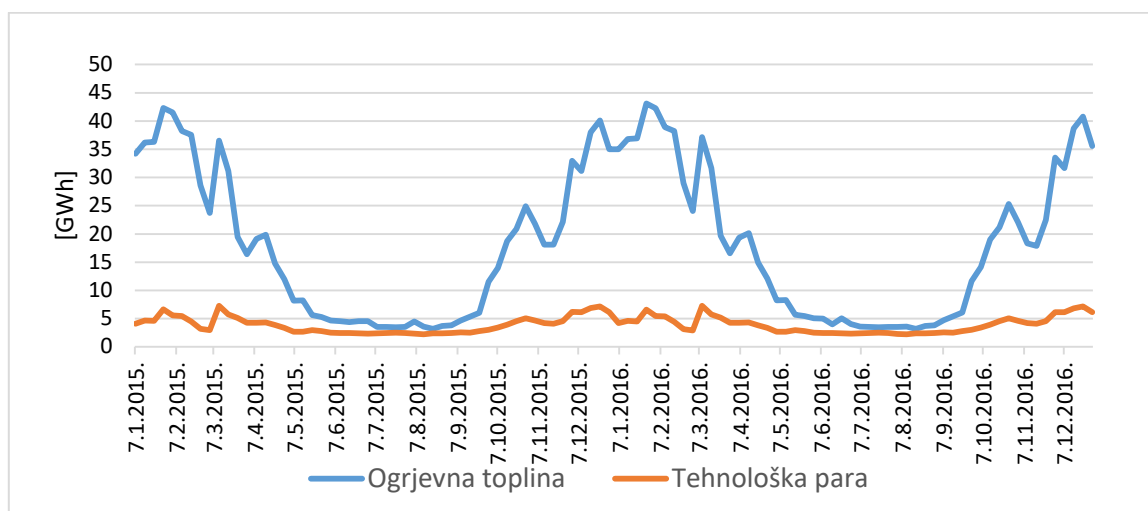


Slika 5.3 Udjeli proizvodnje EE po blokovima za postrojenje EL-TO Zagreb u 2015. godini

Ukupna proizvedena EE u 2015. godini iznosi 692,856 GWh, dok u 2016. godini 810,093 GWh. Zbog male promjene u potražnji ukupno proizvedena toplinska energija (ogrjevnja toplina i tehnološka para) gotovo je jednakog iznosa za obje godine. Iako u 2016. godini raste potrošnja prirodnog plina, trošak goriva je manji nego u 2015. godini što je odraz nižih cijena plina na tržištu i većeg korištenja plinskih skladišta.

5.1.2. TE-TO Zagreb

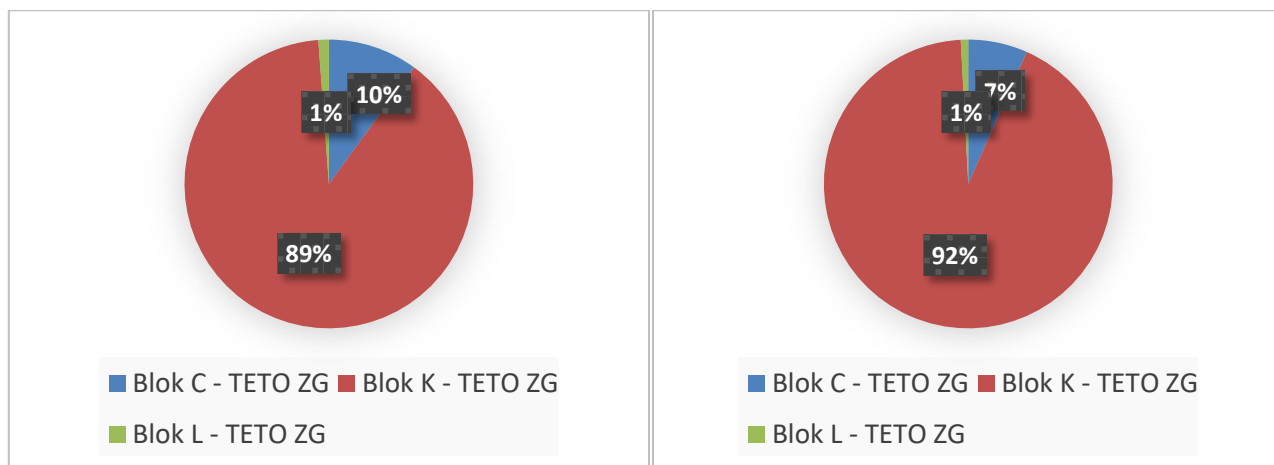
Krivulje potražnje tehnološke pare i ogrjevnje topline prikazane su na slici 5.4. Jednako kao u slučaju EL-TO Zagreb vidi se karakterističan pad potražnje toplinske energije za vrijeme ljetnih mjeseci.



Slika 5.4 Tjedna potražnja tehnološke pare i ogrjevnje topline za postrojenje TE-TO Zagreb

Na slici 5.5 vidi se kako u obje godine prevladava proizvodnja bloka K. Blok C ima 3 posto manju proizvodnju u 2016. godini dok blok L sudjeluje sa samo 1 posto u ukupno proizvodnji.

Ukupna proizvodnja u 2016. godini iznosi 1.027,59 GWh te je za 24 posto veća, nego 2015. godine. Jednako kao u slučaju EL-TO Zagreb potrošnja prirodnog plina u 2016. godini raste, ali zbog niskih cijena na tržištu troškovi goriva su manji.



Slika 5.5 Udjeli proizvodnje EE po blokovima za postrojenje TE-TO Zagreb u 2015. i 2016. godini

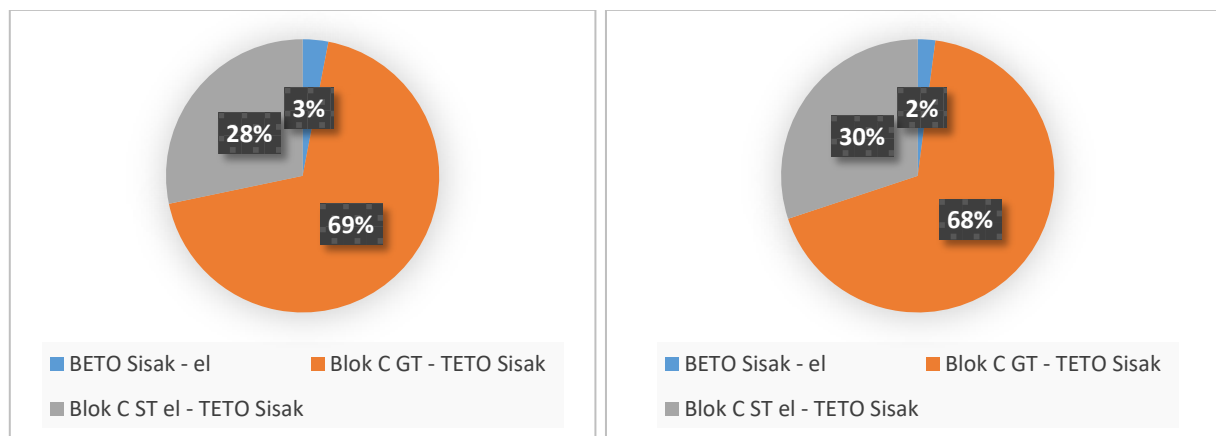
5.1.3. TE-TO Sisak

Tehnološka para jedini je oblik (prikazan na slici 5.6) potražnje toplinske energije za postrojenje TE-TO Sisak.



Slika 5.6 Tjedna potražnja tehnološke pare za postrojenje TE-TO Sisak

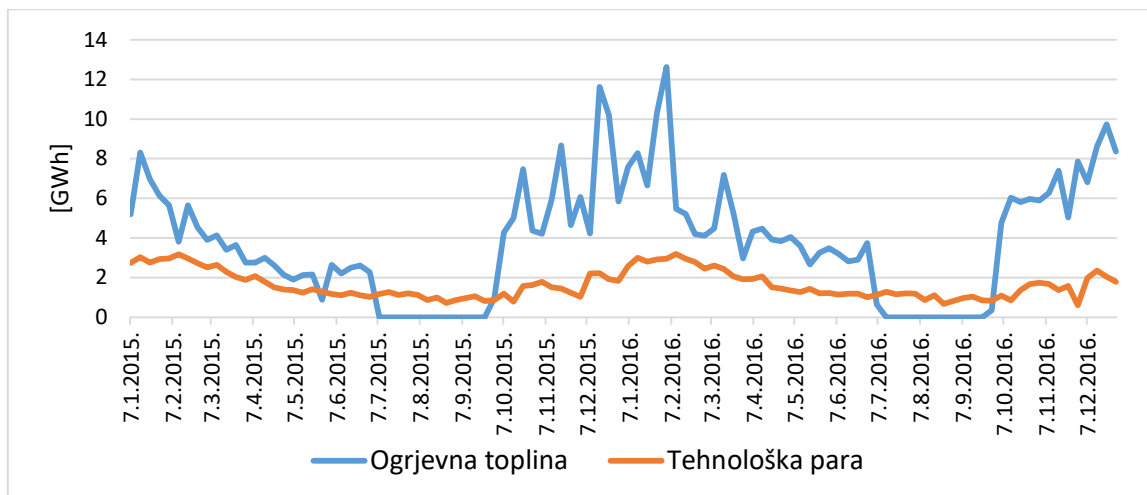
Zbog povlaštene cijene kombi-kogeneracijske elektrana na šumsku biomasu (BE-TO Sisak) proizvodi cijelu godinu na maksimalnoj snazi te sudjeluje s 3 posto ukupne proizvodnje (slika 5.7) EE u 2015. godini, odnosno 2 posto u 2016. godini (slika 5.7). Ostatak se proizvodi iz bloka C. TE-TO Sisak prema rezultatima simulacije karakterizira vrlo veliki iznos proizvodnje EE, ali su i troškovi goriva također visoki što na kraju rezultira da je dobit dosta manja od ostala tri postrojenja.



Slika 5.7 Udjeli proizvodnje EE po blokovima za postrojenje TE-TO Sisak u 2015. i 2016. godini

5.1.4. TE-TO Osijek

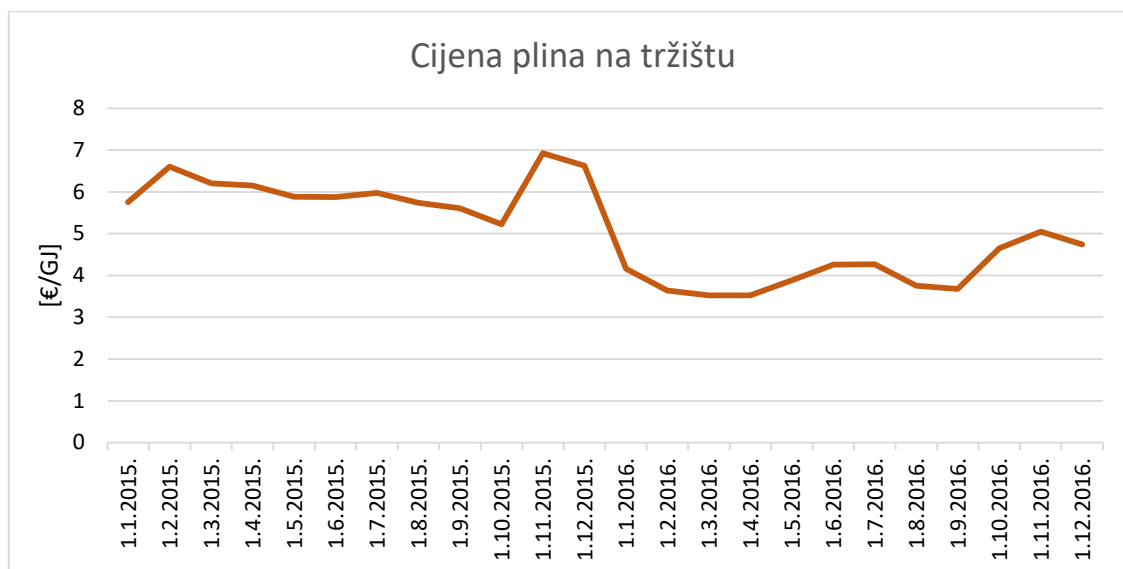
Potražnja ogrjevnog toplina za postrojenje TE-TO Osijek tijekom ljetnih mjeseci padne na nulu te se parni kotlovi koriste samo podmirenje potražnje tehnološke pare (slika 5.8). BE-TO Osijek zbog povlaštene cijene (jednako kao BE-TO Sisak) proizvodi cijelu godinu na maksimalnoj snazi te sudjeluje s 6 posto ukupne proizvodnje EE u 2015. odnosno 5 posto u 2016. godini. Novi blok B proizvodi ostatak EE te ga karakterizira dosta manji trošak goriva.



Slika 5.8 Tjedna potražnja tehnološke pare i ogrjevnog toplina za postrojenje TE-TO Osijek

5.1.5. Prirodni plin

Plinske potrebe se u modelu zadovoljavaju kupnjom na tržištu plina smještenog u Austriji i preko domaće proizvodnje iz plinskih polja RH. U 2015. godini iz plinskih polja RH ukupno se dobavlja 8.335,15 TJ prirodnog plina dok u 2016. godini domaći plin se uopće ne koristi za pogon jedinica. Razlog tome su niže cijene plina na tržištu prikazane slikom 5.9. Kako je cijena prirodnog plina iz RH 5,55 €/GJ, više se isplati kupovati plin na tržištu te na taj način zadovoljiti potrebe postrojenja.



Slika 5.9 Prosječna mjesečna cijena na tržištu

Transport plina s tržišta u Austriji se uglavnom odvija preko Slovenije. 62 posto ukupne potrošnje plina u 2015. godini se transportira plinovodima preko Slovenije, a u 2016. godini se penje na čak 82 posto ukupne potrošnje. Plinovodima preko Mađarske u 2015. godini dobavlja se 2 posto plina dok se u 2016. godini penje na 18 posto pretežito zbog korištenja plinskih skladišta.

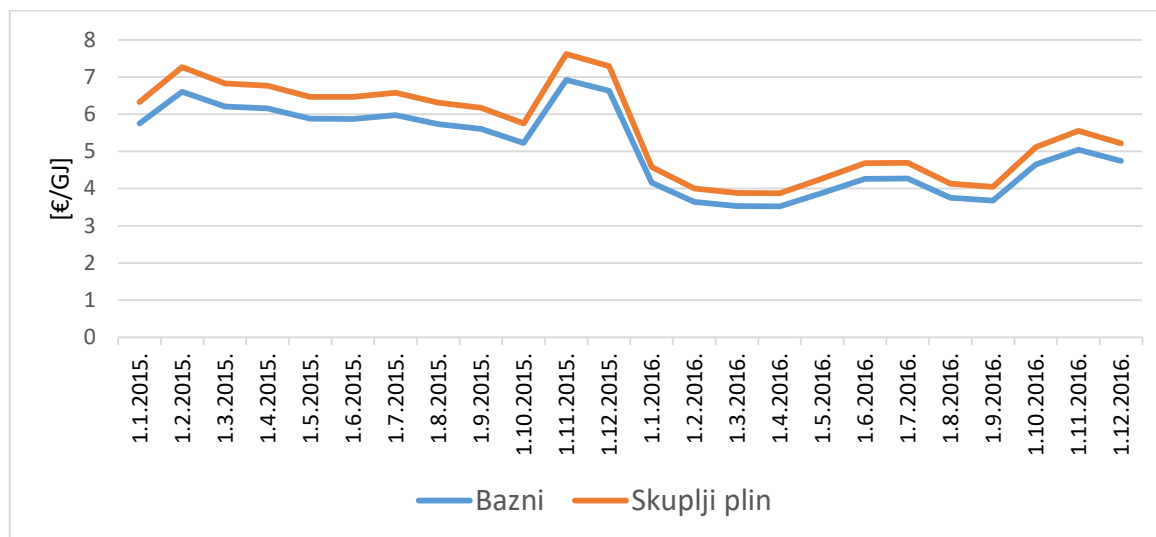
Korištenje plinskih skladišta puno je izraženije u 2016. godini (tablica 5.1). Uzrok tome su niže cijene prirodnog plina na tržištu.

Tablica 5.1 Skladištenje plina u baznom scenariju

Plinska skladišta	2015.	2016.
HU_skladišta (TJ)	504,79	2.946,84
PSP Okoli (TJ)	469,65	5.896,80
Trošak HU_skladišta (€)	431.544	2.519.257
Trošak PSP Okoli (€)	461.604	5.795.797
Ukupni trošak skladištenja (€)	893.148	8.315.054

5.2. Scenarij poskupljenja plina na tržištu („Skuplji plin“)

Svrha scenarija 10 postotnog poskupljenja prirodnog plina je prikazati utjecaj cijena goriva na angažman jedinica elektroenergetskog i plinskog sustava, te na vrijednosti ukupnih troškova i prihoda obuhvaćenih modelom. Poskupljenje je modelirano jednostavnim podizanjem dnevnih vrijednosti cijena na tržištu baznog scenarija u iznosu od 10 posto, što je prikazano slikom 5.10. Ostali ulazni podaci jednaki su kao u slučaju baznog scenarija.



Slika 5.10 Prosječne mjesečne cijene plina (bazni scenarij i scenarij skuplji plin)

5.2.1. Usporedba scenarija – plinski sustav

Dobava prirodnog plina iz RH za prvu godinu simulacija gotovo je jednakih vrijednosti u oba scenarija. Razlika se primjećuje u drugoj godini simulacije gdje u baznom scenariju nema uopće dobave iz RH dok u scenariju poskupljenja plina postoji dobava od 1.282,96 TJ. Ukupno postotno povećanje u odnosu na baznu godinu iznosi 19,9 posto.

Viša tržišna cijena prirodnog plina rezultira manjom dobavom plina sa samog tržišta. Zanimljivo je kako 10 postotno poskupljenje rezultira čak 26,8 posto manjim protokom kroz Mađarsku, odnosno 17 posto manjim protokom kroz Sloveniju. Smanjenje troškova transporta proporcionalno je smanjenju protoka zbog jedinstvene cijene tarife prolaska kroz plinske transportne sustave tokom godine.

Korištenje plinskih skladišta, jednako kao i transport plina, smanjeno je u scenariju skupljeg plina. Prema tablici 5.2 vidi se veće smanjenje korištenja mađarskih plinskih skladišta. Najveći razlog tome su naravno tarife transportnih sustava. Pošto su tarife skladištenja plina jednake tokom godine vidi se proporcionalno smanjenje troškova plinskih skladišta.

Tablica 5.2 Skladištenje plina (bazni scenarij i scenarij skuplji plin)

Plinska skladišta	Bazni scenarij	Scenarij „Skuplji plin“	Promjena (%)
HU_skladišta (TJ)	3.451,63	2.538,22	-26,5
PSP Okoli (TJ)	6.366,45	5.960,77	-6,4
Trošak HU_skladišta (€)	2.950.801	2.169.928	-26,5
Trošak PSP Okoli (€)	6.257.401	5.858.675	-6,4
Ukupni trošak skladištenja (€)	9.208.202	8.028.603	-12,8

5.2.2. Usporedba scenarija – EES

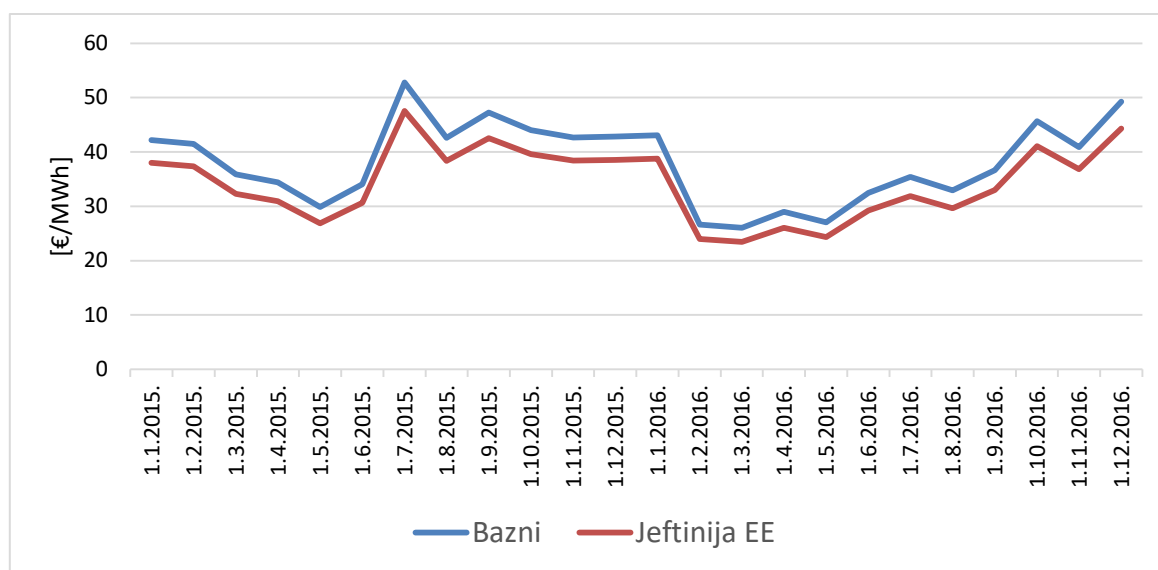
Ulazni podaci o potražnji toplinske energije jednaki su za oba scenarija. Kako je zadovoljavanje toplinskog konzuma primarna zadaća modeliranih termoelektrana – toplana, promjene u scenariju skupljeg plina vezane su uz proizvodnju EE. Smanjenje proizvodnje EE za scenarij skupljeg plina iznosi 14,8 posto (tablica 5.3), dok je ukupna potrošnja plina manja za 15,2 posto. Zanimljivo je primijetiti da iako su ukupni troškovi pali za 8,8 posto, prihodi od prodaje EE su pali za čak 12,8 posto. To sigurno pokazuje koliko je važno pratiti cijene kako na tržištima EE tako i na tržištima prirodnog plina.

Tablica 5.3 EES (bazni scenarij i scenarij skuplji plin)

	Bazni scenarij	Scenarij „Skuplji plin“	Promjena (%)
Ukupna proizvodnja EE (GWh)	6.375,62	5.431,58	-14,8
Ukupna potrošnja prirodnog plina (TJ)	52.778,05	44.741,90	-15,2
Troškovi goriva (€)	295.239.689	270.814.292	-8,3
Troškovi emisija (€)	25.167.212	21.335.175	-15,2
Ukupni troškovi (€)	320.406.901	292.149.467	-8,8
Prihod od prodaje EE (€)	292.913.185	256.596.023	-12,4

5.3. Scenarij nižih cijena EE na tržištu („Jeftinija EE“)

Jednako kao i scenarij poskupljenja plina, scenarij nižih cijena EE na tržištu ima svrhu pokazivanja utjecaja cijena EE na tržištu na angažman jedinica elektroenergetskog i plinskog sustava, te na vrijednosti ukupnih troškova i prihoda obuhvaćenih modelom. Dnevne vrijednosti cijena smanjenje su za 10 posto u odnosu na bazni scenarij (slika 5.11). Ostali ulazni podaci jednaki su kao u baznom scenariju.



Slika 5.11 Prosječne mjesečne cijene EE (bazni scenarij i scenarij jeftinija EE)

5.3.1. Usporedba scenarija - plinski sustav

Zbog jednakih cijena plina na tržištu u oba scenarija, dobava iz RH nije se promijenila te je u oba slučaja vrijednosti 8.335,15 TJ. Vrijednosti protoka plina kroz plinovode i troškovi transporta prikazani su u tablici 5.4. Jeftinija EE na tržištu uzrokuje manju proizvodnju EE iz termoelektrana jer ukupni troškovi proizvodnje nadilaze cijenu na tržištu. Manja potražnja za plinom uzrokuje smanjenje protoka kroz plinovode što povlači za sobom i niže cijene transporta.

Tablica 5.4 Transport plina (bazni scenarij i scenarij jeftinija EE)

Dobavni pravci prirodnog plina	Bazni scenarij	Scenarij „Jeftinija EE“	Promjena (%)
Proizvodnja iz RH (TJ)	8.335,15	8.335,15	0
AT→HU→RH (TJ)	5.772,75	4.367,01	-24,4
AT→SLO→RH (TJ)	38.670,15	31.515,61	-18,5
Troškovi transporta plina AT→HU→RH (€)	3.982.301	3.012.562	-24,4
Troškovi transporta plina AT→SLO→RH (€)	26.492.474	21.590.980	-18,5
Ukupni trošak transporta (€)	30.474.775	24.603.542	-19,3

Vrijednosti vezane za korištenje plinskih skladišta u scenariju jeftinije EE prikazane su tablicom 5.5. Zanimljivo je primijetiti da ukupna količina spremljenog plina u slučaju mađarskih skladišta je manja za 20,3 posto, dok u slučaju PSP Okoli smanjenje iznosi samo 1,4 posto. Razlog tome je što su cijene prirodnog plina na tržištu ostale iste, ali kako je potražnja plina manja više se isplati transportirati plin preko Slovenije i skladištiti ga u PSP Okoli, nego koristiti mađarska skladišta i plaćati skuplje tarife transporta.

Tablica 5.5 Skladištenje plina (bazni scenarij i scenarij jeftinija EE)

Plinska skladišta	Bazni scenarij	Scenarij „Jeftinija EE“	Promjena (%)
HU_skladišta (TJ)	3.451,63	2.751,85	-20,3
PSP Okoli (TJ)	6.366,45	6.275,91	-1,4
Trošak HU_skladišta (€)	2.950.801	2.352.553	-20,3
Trošak PSP Okoli (€)	6.257.401	6.168.411	-1,4
Ukupni trošak skladištenja (€)	9.208.202	8.520.964	-7,5

5.3.2. Usporedba scenarija – EES

Proizvodnja EE energije u scenariju 10 posto nižih cijena EE na tržištu manja je za 19,9 posto u odnosu na bazni scenarij (tablica 5.6). Još zanimljiviji podatak je da se prihod od prodaje EE smanjio za 24,1 posto, što je više od dvostruko u odnosu na smanjenje cijena na tržištu.

Tablica 5.6 EES (bazni scenarij i scenarij jeftinija EE)

	Bazni scenarij	Scenarij „Jeftinija EE“	Promjena (%)
Ukupna proizvodnja EE (GWh)	6.375,62	5.120,62	-19,9
Ukupna potrošnja prirodnog plina (TJ)	52.778,05	44.217,77	-16,2
Troškovi goriva (€)	295.239.689	248.421.074	-15,9
Troškovi emisija (€)	25.167.212	21.085.245	-16,2
Ukupni troškovi (€)	320.406.901	292.149.467	-15,9
Prihod od prodaje EE (€)	292.913.185	222.296.424	-24,1

6. Zaključak

Interakcija različitih tržišta energenata, poput prirodnog plina ili ugljena, i tržišta EE sve više je prisutna u energetske sektoru. Smanjivanjem dostupnih rezervi, ovisnost RH o uvoznom plinu u budućnosti sigurno će rasti i to je izazov koji će zahtijevati nova rješenja kako bi se održala sigurnost EES. Udio OIE u proizvodnji EE već ima značajnu ulogu i prema mnogim prognozama predviđa se tendencija daljnjeg rasta, a uzimajući u obzir njihovu volatilnost te njezin utjecaj na tržišne cijene EE jasno je da će optimiranje pogona biti sve složenije.

Program *PLEXOS* ima mogućnost obuhvaćanja velikog broja ulaznih podataka i modeliranja jedinica energetske sektora do vrlo sitnih detalja. Modeli tržišta dodatna su prednost kojom *PLEXOS* uz tehničke karakteristike postrojenja obuhvaća i ekonomske prilike vezane za elektroenergetski sektor. Upravo energetske-ekonomski modeli su pristup kojim bi se trebali pronaći rješenja za sve nabrojane izazove koji dolaze u budućnosti.

Nadogradnja modela moguća je u mnogobrojnim segmentima, ponajprije se to odnosi na točnije modeliranje tarifa transporta plinovoda i tarifa skladištenja plina. Uz to, kako bi se vjerno prikazale buduće cijene na tržištima potrebne su puno složenije analize. Način modeliranja koji obuhvaća integraciju plinskog i elektroenergetskog sustava predstavlja iskorak u optimizaciji pogona te otvara mogućnost simulacije brojnih scenarija koji bi se mogli ostvariti u budućnosti.

Literatura

- [1] Podzemno skladište plina d.o.o., <http://www.psp.hr/> pristupljeno 1.6.2018.
- [2] *PLEXOS by Energy Exemplar, PLEXOS Integrated Energy Model*, <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>, pristupljeno 12.4.2018.
- [3] *PLEXOS by Energy Exemplar, 7.5 Tools Users Manual*
- [4] PLINACRO d.o.o., <http://www.plinacro.hr>, pristupljeno 15.4.2018.
- [5] Narodne novine, <https://narodne-novine.nn.hr>, pristupljeno 11.6.2018.
- [6] <http://www.magyarfoldgaztarolo.hu>, pristupljeno 11.6.2018. PLINACRO d.o.o., <http://www.sukap.plinacro.hr> pristupljeno 1.6.2018.
- [7] Energetski institut Hrvoje Požar i Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, *Energija u Hrvatskoj 2016.*, Zagreb, prosinac 2017.
- [8] Energetski institut Hrvoje Požar: *Optimizacija pogona plinskih termoelektrana i toplana u hrvatskom EES-u*, Zagreb, prosinac 2015.
- [9] HEP d.d., <http://www.hep.hr>, pristupljeno 5.6.2018.
- [10] FGSZ, <https://fgsz.hu>, pristupljeno 11.6.2018.
- [11] Gas connect Austria, <https://www.gasconnect.at>, pristupljeno 11.6.2018.
- [12] Plinovodi, <http://www.plinovodi.si>, pristupljeno 11.6.2018.
- [13] PLINACRO d.o.o., *Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2018. - 2027.*, Zagreb, studeni 2017.
- [14] FGSZ, <https://fgsz.hu>, pristupljeno 11.6.2018.
- [15] Gas connect Austria, <https://www.gasconnect.at>, pristupljeno 11.6.2018.