

# Modeliranje pomoćnih usluga i unutardnevnog trgovanja za potrebe hrvatskog elektroenergetskog sustava u programskom alatu PLEXOS

Autor: prof. dr. sc. Željko Tomšić, dipl. ing., [Zeljko.Tomsic@fer.hr](mailto:Zeljko.Tomsic@fer.hr), Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu, Unska 3, 10000 Zagreb, Telefon: 016129983, Faks: 016129890

Ostali autori: dr. sc. Ivan Rajšl, dipl. ing., [Ivan.Rajsl@fer.hr](mailto:Ivan.Rajsl@fer.hr), Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu;

Danijel Štimac, mag.ing.el.teh.inf, [daniel.stimac@fer.hr](mailto:daniel.stimac@fer.hr), Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu;

Ante Višić, mag.ing.el.teh.inf., [ante.visic2@fer.hr](mailto:ante.visic2@fer.hr), Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu;

Ivan Palac, mag.ing.el.teh.inf, [ivan.palac@hep.hr](mailto:ivan.palac@hep.hr), Hrvatska elektroprivreda d.d.;

Matea Filipović; mag.ing.el.teh.inf., [Matea.Filipovic@fer.hr](mailto:Matea.Filipovic@fer.hr); Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu

**Sažetak** - Rad prikazuje rezultate zajedničkog istraživanja i analize stručnjaka iz Hrvatske elektroprivrede d.d. i Fakulteta elektrotehnike i računarstva. Pomoćne usluge koriste operatori mreže za propisano i uredno vođenje sustava u interkonekciji, unutar regulacijskog bloka odnosno regulacijskog područja. Pomoćne usluge trebaju biti raspoložive trajno, a aktiviraju se za potrebe vođenja sustava u redovnim i izvanrednim pogonskim stanjima prijenosne mreže. Osiguranje pružanja pomoćnih usluga u sustavu RH danas se temelji na ugovornim odnosima Operatora prijenosnog sustava RH (HOPS d.o.o.) i jednog, mandatornog pružatelja usluga na teritoriju RH (HEP-Proizvodnja). Na pomoćne usluge utječe količina instaliranih obnovljivih izvora energije. U Hrvatskoj najveći udio zauzimaju vjetroelektrane i one imaju najveći utjecaj. Vjetroelektrane unose nestabilnost u elektroenergetski sustav zbog nestalnosti vjetra kao izvora energije. U Hrvatskoj se u skoroj budućnosti planira i uspostavljanje unutardnevnog tržišta električne energije kao nadogradnje postojećeg modela trgovanja. Uspostavljanje unutardnevnog tržišta rezultirat će poboljšanom implementacijom vjetroelektrana te njihovim manjim negativnim utjecajem na stabilnost elektroenergetskog sustava. Na temelju modela elektroenergetskog sustava RH izrađen je model pomoćnih usluga i unutardnevnog tržišta korištenjem programskog alata PLEXOS. Rad opisuje provedene simulacije i prikazuje analizu rezultata za trenutnu razinu penetracije obnovljivih izvora energije kao i za pretpostavljene udjele instalirane snage obnovljivih izvora u budućnosti, točnije u 2025. godini.

## UVOD

Tema ovog znanstvenog članka je izrada i analiza modela elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske sa modeliranim pomoćnim uslugama i unutardnevnim tržištem korištenjem programskog alata PLEXOS. U prvom dijelu članka opisan je sam programski alat PLEXOS i neke njegove značajke, mogućnosti i primjene. Drugi dio članka definira pomoćne usluge i unutardnevno tržište, njihovo implementiranje u elektroenergetski sustav i problematiku istih u hrvatskom

elektroenergetskom sustavu. Opisana je problematika modeliranja pomoćnih usluga u PLEXOS-u i na koji način je napravljena aproksimacija iz razloga što u PLEXOS-u nije moguće modelirati regulaciju frekvencije. Korištena je napredna interleaved metoda povezivanja modela day ahead (dan unaprijed) i trenutno vrijeme (real time). Na kraju je opisana sama simulacija i rezultati. Analizira se sekundarna rezerva s obzirom na utjecaj proizvodnje vjetroelektrana, kako u 2016. tako i u 2025. godini, te razlika u scenarijima dan unaprijed i trenutno vrijeme. Također, prikazani su rezultati simulacije modela sa unutardnevnim tržištem za iste scenarije. Promotrena su predviđanja proizvodnje vjetroelektrana u 2025. godini i njihov utjecaj na pomoćne usluge.

## PLEXOS

PLEXOS je optimizacijski i simulacijski softver koji koristi najmodernije matematičke optimizacije u kombinaciji s najnovijim upravljanjem podataka i vizualizacija, te distribuirane računalne metode kako bi pružio visoke performanse, robustan simulacijski sustav za električnu energiju, vodu i plin koji je transparentan i otvoren. PLEXOS zadovoljava potrebe sudionika na tržištu električne energije, sistemskih planera, investitora, regulatora, savjetnika i analizatora opsežnim područjem značajki, integriranom proizvodnjom električne energije, vode, plina i topline, te transporta i potražnje simuliranjem vremenskim okvirima od minuta pa do desetaka godina, što dostavlja korištenjem najnaprednijih rješavatelja dostupnih na tržištu s lakim-za-upotrebu sučeljem i integriranom platformom podataka. [1]

## POMOĆNE USLUGE I UNUTARDNEVNO TRŽIŠTE

Pomoćne usluge koriste operatori mreže za propisano i uredno vođenje sustava u interkonekciji, unutar regulacijskog bloka odnosno regulacijskog područja. Pomoćne usluge trebaju biti raspoložive trajno, a aktiviraju se za potrebe vođenja sustava u redovnim i izvanrednim pogonskim stanjima prijenosne mreže. Osiguranje pružanja pomoćnih usluga u sustavu RH danas se temelji na ugovornim odnosima Operatora prijenosnog sustava RH (HOPS d.o.o.) i jedinog,

obvezatnog pružatelja usluga na teritoriju RH (HEP-Proizvodnja d.o.o.).

U regulacijskom području RH, kao i u pripadajućem regulacijskom bloku (SLO-HR-BIH), za sada još nije uspostavljeno tržište pomoćnih usluga kao ni unutardnevno tržište. Republika Hrvatska se pridružila modernim zemljama Europske Unije pokretanjem burze električne energije (CROPEX) koja je počela s radom u veljači 2016. godine. To je ujedno bio i zadnji korak pri liberalizaciji i dezintegraciji vertikalno integrirane tvrtke HEP. U Hrvatskoj se u ovom trenutku trguje na dan-unaprijed tržištu električne energije, no u skorom planu je i otvorenje unutardnevnog tržišta električne energije. Uspostavljanje unutardnevnog tržišta rezultirat će poboljšanom implementacijom vjetroelektrana te njihovim manjim negativnim utjecajem na stabilnost elektroenergetskog sustava kao i na poboljšano upravljanje uslugama rezervi [2]. Ipak nakon zatvaranja aukcije za razdoblje isporuke zbog također može doći do neuravnoteženosti s kojom više nije moguće trgovati na unutardnevnom tržištu te je potrebno koristiti usluge rezervi radi uravnoteženja sustava [3], [4]. Pregled unutardnevnih tržišta zemalja članica EU dan je u [5].

Zahtijevana rezerva sekundarne regulacije (frekvencije) – To je pozitivni dio sekundarnog regulacijskog opsega, koji se izračunava prema empirijskoj jednadžbi:

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b \text{ [MW]} \quad (1)$$

gdje su:  $a = 10$  i  $b = 150$ ,

$R$  - zahtijevana sekundarna regulacijska rezerva [MW],

$L_{max}$  - maksimalna snaga potrošnje regulacijskog područja za razmatrano razdoblje [MW].

Slijedom formulacije, opseg snage sekundarne regulacije kreće se u rasponu od  $\pm 35$  MW do  $\pm 75$  MW te se u tom opsegu i ugovara. [6]

U hrvatskom EES-u su za provođenje automatskog upravljanja proizvodnjom u domeni HOPS-a predviđene sljedeće regulacijsko proizvodne jedinice: HE Senj, HE Orlovac, HE Zakućac, HE Dubrovnik, HE Vinodol i centar sliva rijeke Cetine (CSRCE). HE Senj, HE Vinodol, i HE Zakućac se koriste kao regulacijske elektrane, a razmatra se uvođenje HE Orlovac i HE Dubrovnik u sustav sekundarne regulacije snage razmjene i frekvencije.

Posebni problem u hrvatskom elektroenergetskom sustavu predstavlja raspoloživost opsega sekundarne regulacije. Isto je vezano uz tehnička i ekonomska ograničenja, ponajviše zbog toga što je njihov angažman ovisan o hidrološkim prilikama. U sušnoj 2015. godini zabilježena je raspoloživost pozitivne sekundarne rezerve u iznosu od 69% (kolovoz) i 78% (rujan), te negativne 62% (kolovoz) i 57% (rujan). Primjerice u rujnu je 21 dan

raspoloživost negativne sekundarne rezerve iznosila manje od 60%.

## MODEL

Zbog složenosti modela modularana je samo primarna i sekundarna regulacija. Prema informacijama iz HEP-a otočni pogon i crni start su usluge za koje HEP jamči, ali se gotovo nikada ne koriste i nije ih bilo potrebno modelirati. Otočni rad i crni start su 2% prihoda od pomoćnih usluga i plaćaju se paušalno. Zbog preopširnosti problema, također nije modelirana tercijarna regulacija, niti regulacija napona i jalove snage.

U primarnoj regulaciji sudjeluju sve elektrane čija je snaga veća od 30 MW za termoelektrane i veća od 10 MW za hidroelektrane. U modelu, trajanje primarne regulacije je 60 sekundi. Sve elektrane koje sudjeluju u primarnoj regulaciji, moraju sudjelovati s  $\pm 2\%$  od nazivne snage, te sve ukupno  $\pm 10$  MW. Sudjelovanje u primarnoj regulaciji je obvezno i ne naplaćuje se.

U sekundarnoj regulaciji sudjeluju hidroelektrane Senj, Zakućac i Vinodol s ukupnom definiranom snagom regulacije od  $\pm 75$  MW.

Snaga kojom sudjeluje sekundarna regulacija je definirana formulom (1) iz uvodnog dijela, što, kada se uvrste vrijednosti, iznosi:

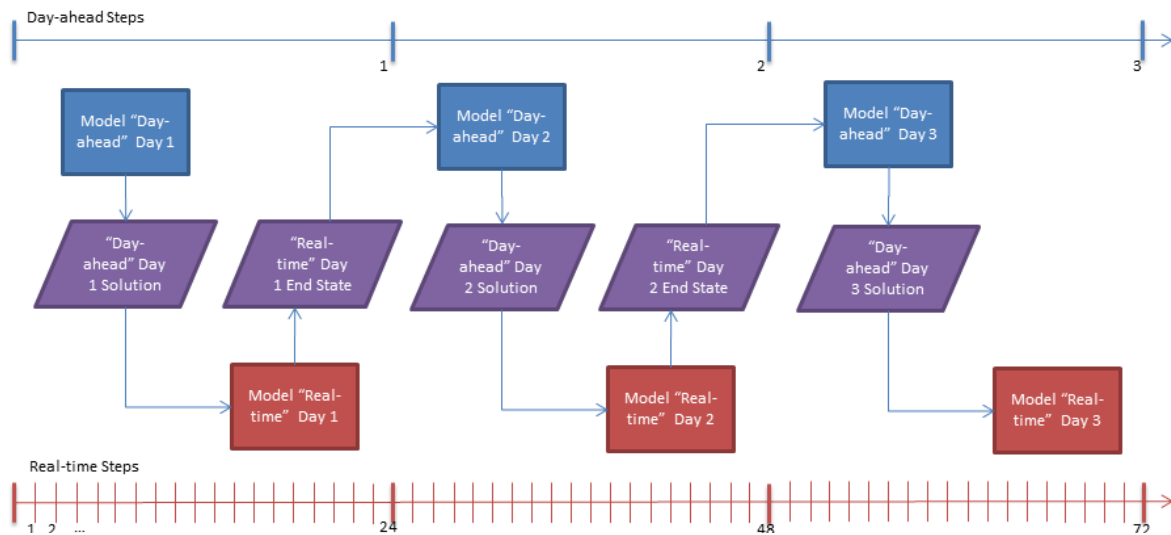
$$R = \sqrt{10 \cdot L_{max} + 150^2} - 150 \text{ [MW]} \quad (2)$$

Tu vrijednost je potrebno unijeti u postavke programa. Iz razloga što u PLEXOS-u nije moguće modelirati ovu formulu, bilo je potrebno napraviti linearizaciju [7]. Nakon linearizacije, formula izgleda ovako:

$$R = 0,0241 \cdot L_{max} + 7,5085 \text{ [MW]} \quad (3)$$

## SIMULACIJA I REZULTATI

U simulaciji modela koristio se Interleaved način rada [8]. Glavni razlog za korištenje ove napredne opcije bio je imitiranje stvarnog načina planiranja pomoćnih usluga gdje se dan unaprijed planira potrošnja električne energije i proizvodnja proizvodnih jedinica, a u realnom vremenu zbog pogreški u planiranju potrošnje i proizvodnje (naročito vjetroelektrana) potrebno aktivirati pomoćne usluge. Ta opcija omogućava povezivanje dvaju modela sa različitim vremenskom rezolucijom i istovremeno simulacije oba modela. Naime, takva opcija je potrebna kada su ulazni podatci jednog modela izlazni podatci drugog. U ovom slučaju imamo dva modela Day ahead i Real time (Dan unaprijed i Trenutno vrijeme). Day ahead model prosljeđuje vozni red i sve ostale potrebne podatke u Real time. Nakon što Real time završi simulaciju prvog dana, prosljeđuje podatke o generatorima i spremištima (vode, ugljena, itd.) natrag u Day ahead. Proces se tako nastavlja dalje i prikazan je na slici 1.



Slika 1 Način rada interleaved metode

Vremenski koraci u Day ahead modelu mogu biti podešeni na jedan dan dok kod Real time modela mogu biti podešeni na satne intervale. Vremenski intervali ne moraju biti isti u oba modela jer opcija Interleaved može automatski skalirati vremenske razlike prilikom razmjene rezultata u izvršavanju paralelnih simulacija. U ovom modelu vremenski korak za Day ahead je jedan sat, dok je u Real time-u 5 minuta.

U modelu definirana su dva scenarija: OIE 16 i OIE 25. Oba scenarija dijele iste postavke i ulazne podatke, sa izuzetkom ukupne instalirane snage vjetroelektrana koja je za scenarij OIE 16 jednaka sadašnjem stanju u 2016. godini, te intuitivno u scenariju OIE 25 pretpostavljenoj vrijednosti u 2025. godini.

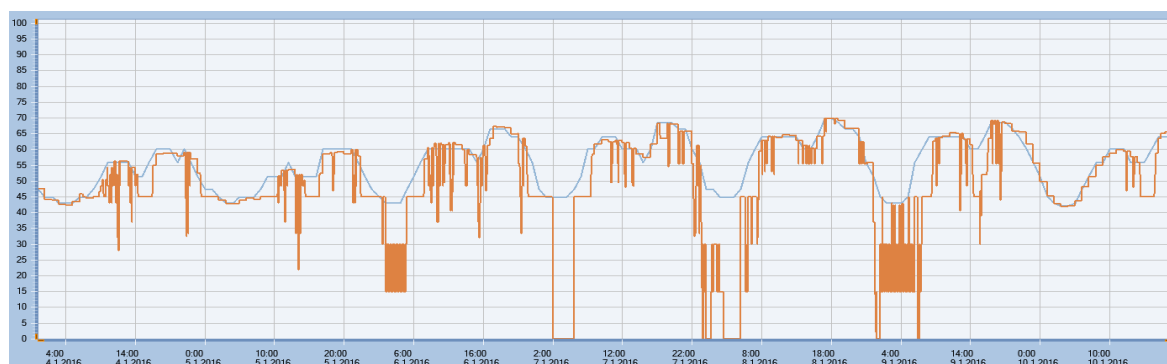
Iz razloga što se usluge primarne regulacije ne naplaćuju, a u PLEXOS-u nije moguće simulirati regulaciju frekvencije, već je primarna regulacija simulirana samo snagom koju će elektrane dati u primarnoj regulaciji, tj. u primarnoj rezervi sa vrijednošću od 10 MW koje su konstantno dostupne.

Kada se promatra sekundarna regulacija, tj. sekundarna rezerva, ona također ne ovisi o frekvenciji, već je modelirana snagom koju pruža. Na slici 2 prikazana je razlika u dostupnosti snage u modelu dan unaprijed i trenutno vrijeme. Plava boja će označavati scenarij dan unaprijed, a narančasta trenutno vrijeme. To će vrijediti i za slijedeće slike, osim ako ne bude navedeno drugačije.

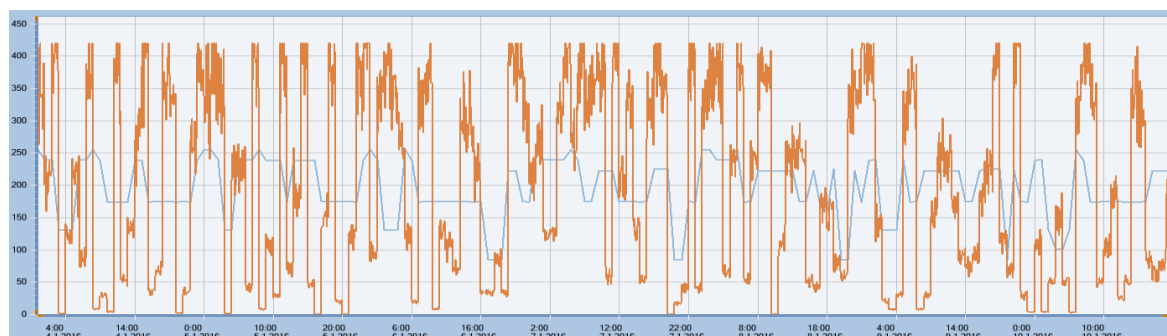
Razlike između scenarija dan unaprijed i trenutno vrijeme nastaju iz više razloga. Interleaved metoda uzima rješenja jednog dana modela dan unaprijed i s tim podatcima vrti simulaciju za trenutno vrijeme. Tako dolazi do razlika jer se razlikuju u stohastici, tj. količini vode za hidroelektrane i ostalim bitnim parametrima koji utječu na proizvodnju. Nadalje, razlikuje se i proizvodnja vjetroelektrana u modelu dan unaprijed i modelu trenutno vrijeme. Te razlike u proizvodnji vjetroelektrana vide se na slici 3.

Još jedan bitan razlog zašto se razlikuju rezultati za dan unaprijed i trenutno vrijeme je modelirana greška potrošnje u modelu trenutno vrijeme. Količina pogreške modelirane varijable je prikazana na slici 4. Zbog veće preglednosti, na slijedećoj slici je prikazana usporedba proizvodnje samo jedne proizvodne jedinice - Senj A u modelu dan unaprijed i trenutno vrijeme. Prikaz s većom rezolucijom razlika u dostupnosti sekundarne rezerve u modelu dan unaprijed i trenutno vrijeme - slika 6. Na ovoj slici se jako dobro vidi da je interval uzorkovanja u modelu dan unaprijed 1 sat, a u modelu trenutno vrijeme 5 minuta. Razlika cijena sekundarne rezerve (u eurima po satu) između modela dan unaprijed i trenutno vrijeme je prikazana slikom 7. Rezultati usporedbe u količini proizvodnje vjetroelektrana u 2016. i 2025. godini za model dan unaprijed su na slici 8. Rezultati usporedbe u količini proizvodnje vjetroelektrana u 2016. i 2025. godini za model trenutno vrijeme su na slici 9. Ovako pravilne razlike su zbog toga jer su obje simulacije simulirane u isto vrijeme i stoga je pogreška jednaka, a proizvodnja vjetroelektrana je modelirana samo povećanjem broja jedinica u 2025. godini naspram 2016. Oba modela koriste jednake ulazne podatke iz vanjske datoteke.

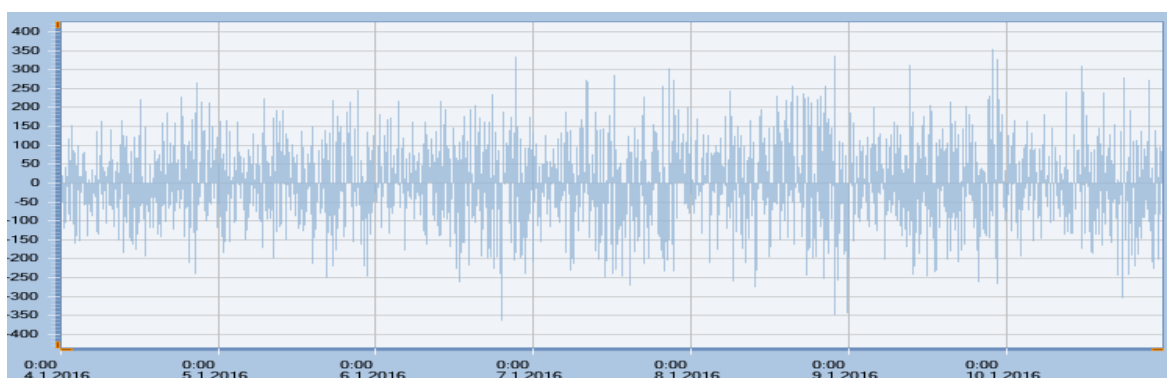
Usporedba troška sekundarne rezerve za 2016. i 2025. godinu se nalazi na slici 10. Očekuje se da će trošak biti veći 2025. godine zbog većeg udjela vjetroelektrana i veće potrebe za regulacijom. Na slici 10. trošak je malo veći u 2016., malo u 2025. godini no ukupni trošak je veći za 2025. godinu. Razlog tome je što su simulacije provedene za nepromijenjeno opterećenje u oba slučaja. Drugi razlog ovakvog grafa je u tome što je pogreška vjetra relativna, s time je automatski veća za 2025. godinu.



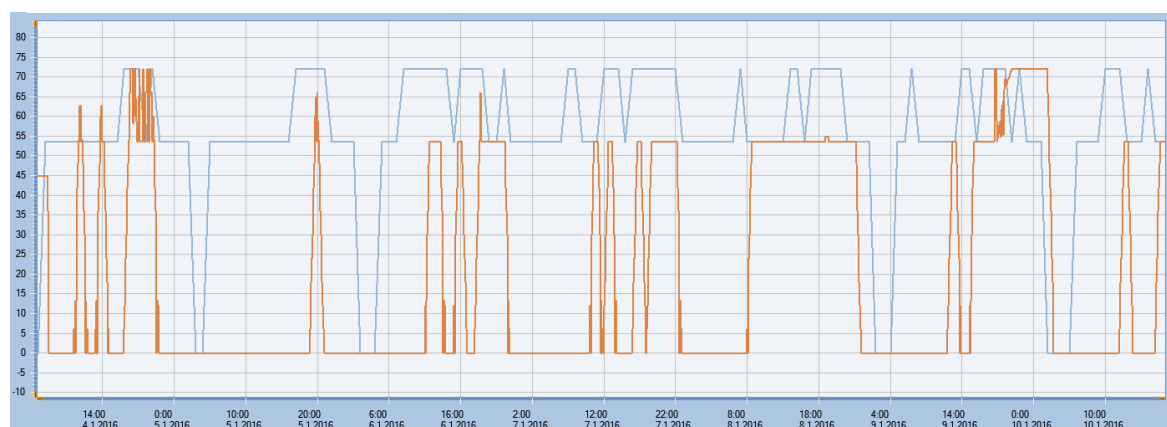
*Slika 2 Razlika u dostupnosti snage u sekundarnoj rezervi u modelu DA i RT*



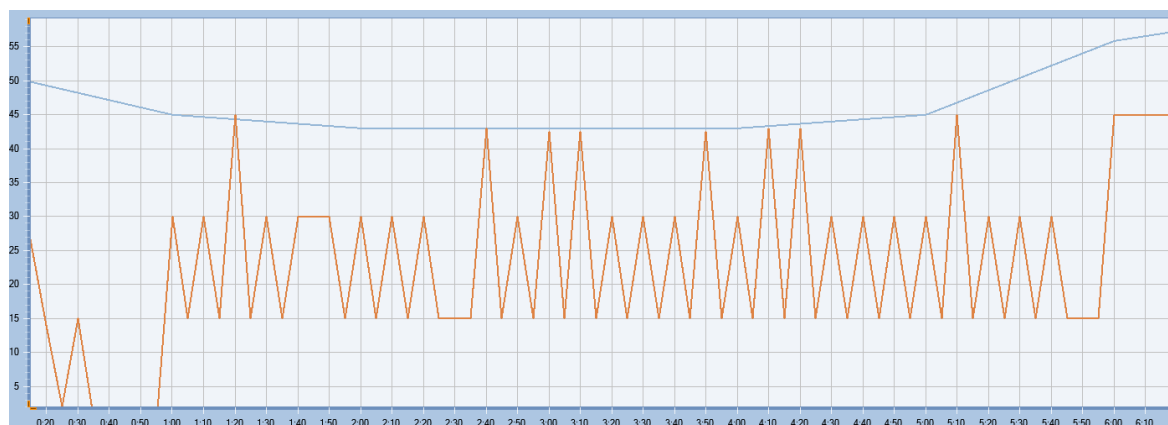
*Slika 3 Usporedba proizvodnje vjetroelektrana za DA i RT*



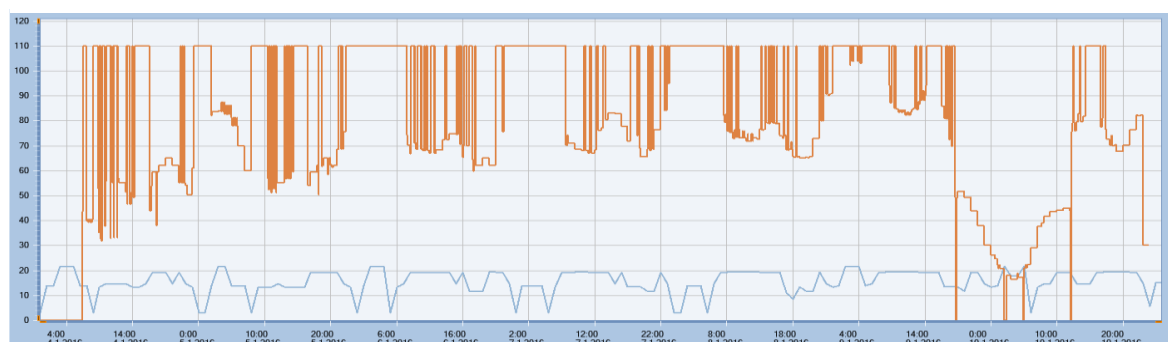
*Slika 4 Greška potrošnje u RT modelu*



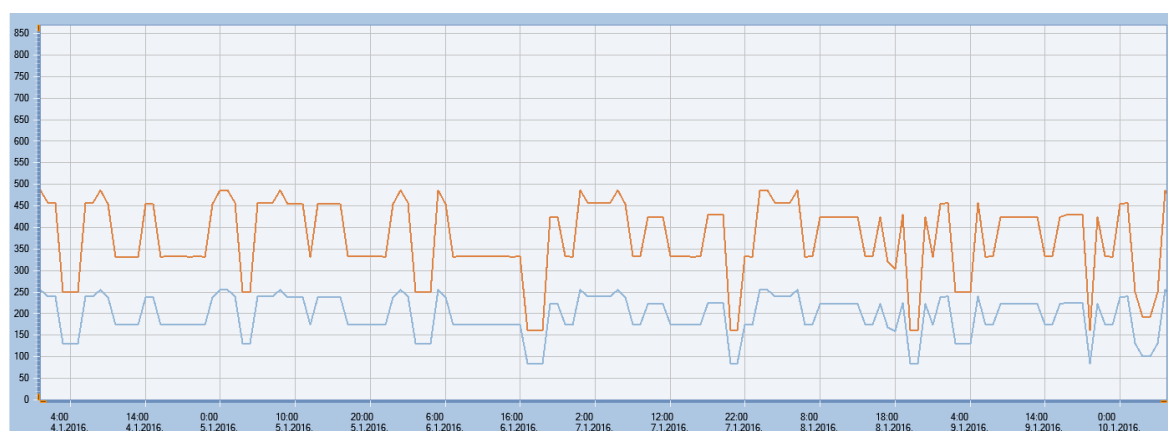
*Slika 5 Usporedba proizvodnje Senj A u DA i RT*



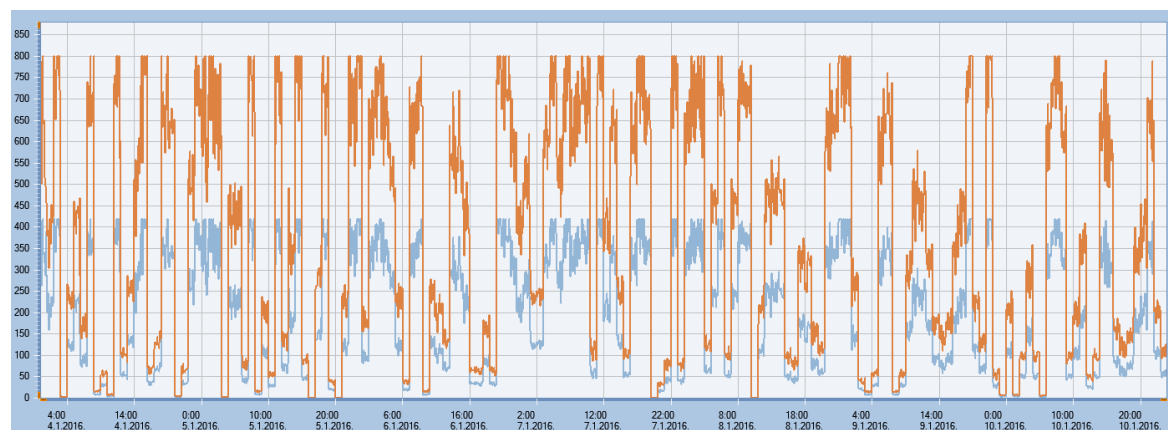
Slika 6 Dostupnost snage u sekundarnoj rezervi - veća rezolucija



Slika 7 Razlika cijena sekundarne rezerve u DA i RT

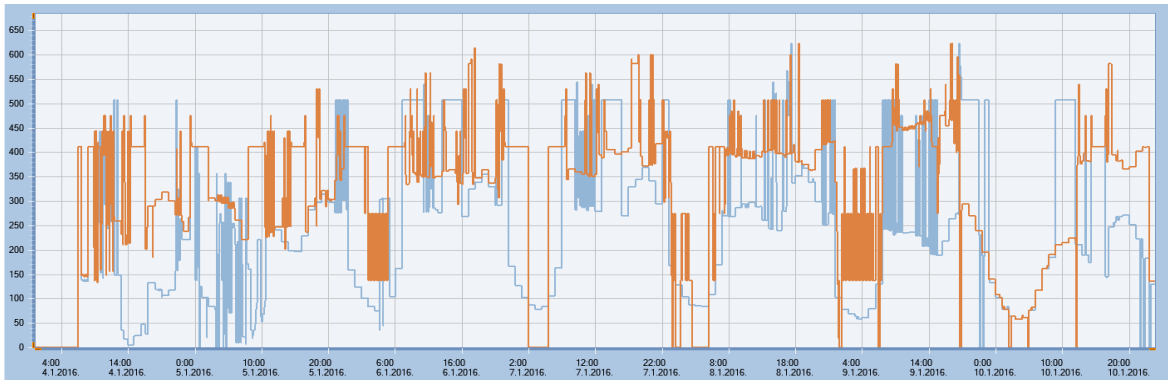


Slika 8 Razlika u proizvodnji vjetroelektrana za 2016. i 2025. godinu u DA modelu



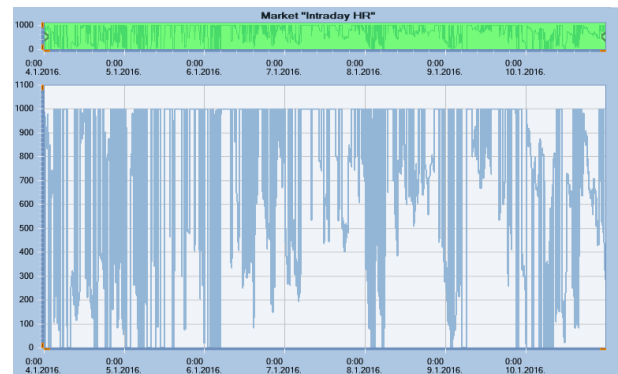
Slika 9 Razlika u proizvodnji vjetroelektrana za 2016. i 2025. godinu u RT modelu





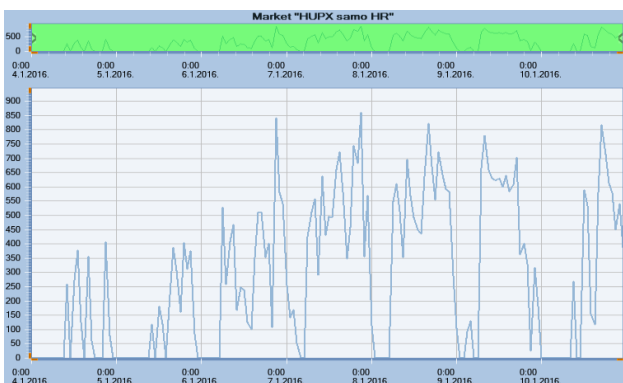
Slika 10 Usporedba troška sekundarne rezerve za 2016. i 2025. godinu

Prethodno objašnjena razlika između modeliranog unutardnevnog i dan unaprijed tržišta vidljiva je na primjeru trgovanja tijekom reprezentativnog zimskog tjedna u 2016. godini. Naime na slikama 11 te 12 je vidljiva velika razlika kupljene električne energije s tržišta. Model dan-unaprijed tržišta zbog svog vremenskog koraka od 1 sata može kupovati samo sat unaprijed te prilikom simulacije mora odrediti vozni red svih elektrana za čitav slijedeći sat. Kod modela unutardnevnog tržišta zbog kratkog vremenskog koraka od 5 minuta, svakih 5 minuta moguće je s tržišta kupiti manjak ili na tržištu prodati višak električne energije po unaprijed definiranim cijenama. Kako su u RT modelu (model s unutardnevnim tržištem) proizvodnja el. energije iz vjetra i potrošnja el. energije drugačije od one u dan unaprijed modelu (učitana pogreška koja simulira bolje predviđanje) javlja se veća potreba za regulacijom sustava (zbog neuravnoteženosti i velike fleksibilnosti u proizvodnji vjetra). Tu potrebu djelomično namiruje unutardnevno tržište i kao rezultat je vidljivo daleko veće trgovanje na unutardnevnom tržištu nego na dan unaprijed tržištu u promatranom slučaju.

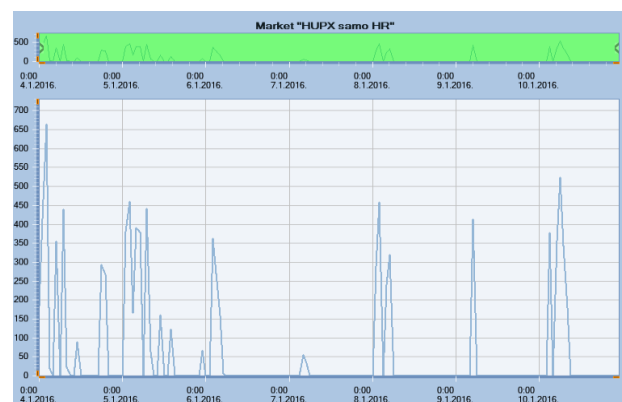


Slika 12 11 Kupnja el. energije na unutardnevnom tržištu u 2016. godini

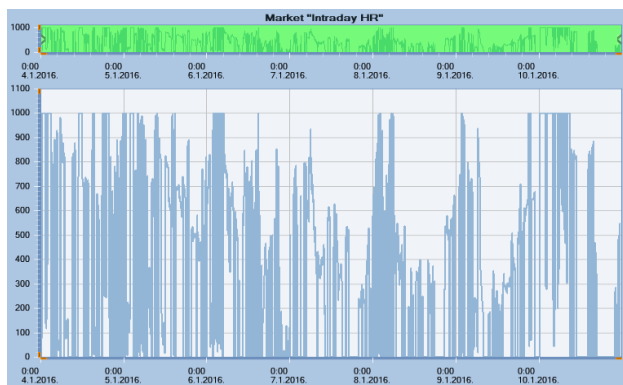
Na slijedećim slikama, 13 i 14, vidljiva je prodaja električne energije na tržištima (dan unaprijed te unutardnevnom). Kako su u RT modelu daleko veće oscilacije u proizvodnji električne energije i potrošnji iste, kao što je spomenuto, otvara se veća mogućnost upotrebe tržišta kao djelomično rješenje problema. Tako kao i u slučaju kupnje s tržišta (slike 11, 12) vidljiva je daleko veća prodaja električne energije na unutardnevnom tržištu nego na dan unaprijed tržištu.



Slika 11 Kupnja el. energije na dan unaprijed tržištu u 2016. godini



Slika 13 Prodaja el. energije na dan unaprijed tržištu 2016. godini



Slika 14 Prodaja el. energije na unutardnevnom tržištu u 2016. godini

Ostali rezultati simulacija za reprezentativno ljetno razdoblje scenarija OIE 16 i scenarija OIE 25 u simuliranom ljetnom i zimskom razdoblju zbog opsežnosti nisu prikazani grafički već u slijedećoj tablici.

Tablica 1 Prikaz prodaje i kupnje el. energije na unutardnevnom tržištu u 2016. i 2025. godini

|           |         | 2016.       | 2025.       |
|-----------|---------|-------------|-------------|
| DA zima   | Prodaja | 9.7616 GWh  | 45.655 GWh  |
| DA zima   | Kupnja  | 47.475 GWh  | 7.990 GWh   |
| RT zima   | Prodaja | 59.510 GWh  | 111.148 GWh |
| RT zima   | Kupnja  | 116.132 GWh | 65.95 GWh   |
| DA ljetno | Prodaja | 0.072 GWh   | 22.652 GWh  |
| DA ljetno | Kupnja  | 100.072 GWh | 4.3791 GWh  |
| RT zima   | Prodaja | 38.788 GWh  | 103.590 GWh |
| RT zima   | Kupnja  | 132.852 GWh | 63.981 GWh  |

Rezultati pokazuju veliku i čestu prodaju električne energije na tržištu zbog modeliranog velikog povećanja proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. U slučaju velike proizvodnje iz vjetroelektrana koja s pribrojenom proizvodnjom iz ostalih elektrana (koje ne mogu brzo smanjiti proizvodnju) dolazi do prekoračenja potrošnje električne energije u danim trenucima te se javlja potreba za prodajom električne energije tržištu. Sukladno tome moguće je objasniti i prodaju električne energije na unutardnevnom tržištu uspoređujući stanje tijekom ljetnog tjedna u 2016. te 2025. godini. Naime, zbog daleko većih kapaciteta proizvodnje iz obnovljivih izvora energije kojima nije zadana cijena proizvodnje te koji tako sa sigurnošću ulaze u vozni red elektrana potreba za kupnjom s tržišta električne energije uvelike je smanjena. Tijekom ljetnog tjedna u 2016. godini kupljeno je 132.8525 GWh električne energije, dok je tijekom ljetnog

tjedna u 2025. godini kupljeno "samo" 63.98 GWh električne energije što predstavlja smanjenje od 51.84 %.

## ZAKLJUČAK

PLEXOS je vrlo moćan programski alat za analiziranje elektroenergetskog sustava i svih svojstava u njemu. Veliki broj opcija omogućuje izradu detaljne simulacije iz koje je moguće izvući veliku količinu rezultata. Zbog tolike složenosti programa, smatram da je potrebno mnogo iskustva da bi se mogao iskoristiti cijeli potencijal programa.

Tijekom rada stečena su nova saznanja koliko su bitne pomoćne usluge za održavanje rada elektroenergetskog sustava, te kako se ugovara njihova dostupnost i na koji način djeluju. Također se vidi jako velika ovisnost pomoćnih usluga o količini obnovljivih izvora energije. Nedvojbeno, budućnost donosi povećanje udjela obnovljivih izvora energije što povlači povećanje količine pomoćnih usluga, osim ako se sama struktura elektroenergetskog sustava ne promijeni i počnu se koristiti integrirana baterijska spremišta energije koja će onda preuzimati ulogu pomoćnih usluga.

Također je potrebno još jednom napomenuti da je trenutni model pomoćnih usluga prilično pojednostavljena replika stvarne situacije zbog nedostupnosti podataka kao i dugotrajne simulacije. Ipak kao takav predstavlja značajan iskorak i dobru podlogu za nastavak rada. Model unutardnevnog tržišta predstavlja također svojevrsnu simplifikaciju stvarnog tržišnog okruženja, prije svega zbog nedostatka sustava ostalih zemalja u okruženju. Stoga je nemoguće trenutno modelirati unutardnevno tržište na kojem se cijena formira kroz sjecište ponude i potražnje jer se ukupna potražnja i ponuda ne može realno definirati. Stoga je cijena određena prema profilima cijena za različite dnevne profile.

## LITERATURA

- [1] Plexos Integrated Energy Model, <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>, 20. lipnja 2016.
- [2] Neuhooff, K.; Borggreffe F.; Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration; Discussion papers; Climate Policy Initiative; DIW Berlin; 2011. str. 1.-10.
- [3] Neuhooff, K.; Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration; Smart Power Market Project; Climate Policy Initiative; DIW Berlin; 2011. str. 8.-13.
- [4] Madlener R.; Kaufmann M.; Power exchange spot market trading in Europe: theoretical conversation and empirical evidence; IER; 2002. str. 2.-13.

- [5] Hagemann S.; Weber C.; Trading volumes in intraday markets – theoretical reference model and empirical observations in selected European markets; University of Duisburg-Essen; 2015.; str. 1.-10.
- [6] Maričević, M., Mikulić, M., Majstrović, G., Skok, M., Jakšić, D., Analiza koncepta planiranja nabave i ugovaranja pojedinačnih pomoćnih usluga s usporedbom jediničnih cijena u zemljama Europske unije, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2016.
- [7] Rimali, V., New approach on reserve modelling with Plexos, Wärtsilä power plants Advisory services
- [8] Balancing Markets, Energy Exemplar, lipanj 2013