

Optimalna zajednička ponuda crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroparka na tržištu električne energije

Cimerman, Ana

Master's thesis / Diplomski rad

2016

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:729165>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-12-26**

Repository / Repozitorij:

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)



SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU

**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA**

Sveučilišni studij

**OPTIMALNA ZAJEDNIČKA PONUDA
CRPNO-AKUMULACIJSKE HIDROELEKTRANE I
VJETROPARKA NA TRŽIŠTU
ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Diplomski rad

Ana Cimerman

Osijek, 2016.

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**Obrazac D1: Obrazac za imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada**

Osijek, 23.09.2016.

Odboru za završne i diplomske ispite**Imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada**

Ime i prezime studenta:	Ana Cimerman
Studij, smjer:	Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika, smjer Elektroenergetika
Mat. br. studenta, godina upisa:	D-793, 06.10.2014.
OIB studenta:	68929249614
Mentor:	Doc.dr.sc. Goran Knežević
Sumentor:	
Predsjednik Povjerenstva:	Doc.dr.sc. Krešimir Fekete
Član Povjerenstva:	Doc.dr.sc. Danijel Topić
Naslov diplomskog rada:	Optimalna zajednička ponuda crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroparka na tržištu električne energije
Znanstvena grana rada:	Elektroenergetika (zn. polje elektrotehnika)
Zadatak diplomskog rada:	U diplomskom radu potrebno je ukratko opisati mehanizam tržišta električne energije. Nadalje, potrebno je teorijski obraditi mogućnost davanja ponuda na tržištu električne energije za crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroelektrane. Također, potrebno je izraditi računalni optimizacijski model sustava crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroelektrane s ciljem određivanja optimalne zajedničke ponude na tržištu električne energije.
Prijedlog ocjene pismenog dijela ispita (diplomskog rada):	Izvrstan (5)
Kratko obrazloženje ocjene prema Kriterijima za ocjenjivanje završnih i diplomskih radova:	Primjena znanja stečenih na fakultetu: 3 Postignuti rezultati u odnosu na složenost zadatka: 3 Jasnoća pismenog izražavanja: 3 Razina samostalnosti: 3
Datum prijedloga ocjene mentora:	23.09.2016.
Potpis mentora za predaju konačne verzije rada u Studentsku službu pri završetku studija:	Potpis:
	Datum:

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**IZJAVA O ORIGINALNOSTI RADA**

Osijek, 04.10.2016.

Ime i prezime studenta:

Ana Cimerman

Studij:

Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika, smjer Elektroenergetika

Mat. br. studenta, godina upisa:

D-793, 06.10.2014.

Ephorus podudaranje [%]:

1

Ovom izjavom izjavljujem da je rad pod nazivom: **Optimalna zajednička ponuda crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroparka na tržištu električne energije**

izrađen pod vodstvom mentora Doc.dr.sc. Goran Knežević

i sumentora

moj vlastiti rad i prema mom najboljem znanju ne sadrži prethodno objavljene ili neobjavljene pisane materijale drugih osoba, osim onih koji su izričito priznati navođenjem literature i drugih izvora informacija. Izjavljujem da je intelektualni sadržaj navedenog rada proizvod mog vlastitog rada, osim u onom dijelu za koji mi je bila potrebna pomoć mentora, sumentora i drugih osoba, a što je izričito navedeno u radu.

Potpis studenta:

Sadržaj

1. UVOD	1
2. MEHANIZAM TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE	2
2.1. Ponuda	2
2.2. Potražnja	3
2.3. Tržište u ravnoteži	5
2.4. Tržišta i konkurencija	6
2.5. Elastičnost.....	7
2.5.1. Elastičnost potražnje	7
2.5.2. Elastičnost ponude.....	8
2.6. Učinkovitost tržišta.....	8
2.7. Troškovi proizvodnje.....	9
3. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	13
3.1. Modeli tržišta električne energije	13
3.1.1. Centralizirani model	13
3.1.2. Decentralizirani model	14
3.1.3. Kombinacija centraliziranog i decentraliziranog modela.....	15
3.2. Vjetroelektrane na tržištu električne energije	16
3.3. Mogućnosti vjetroelektrana na tržištu	19
3.4. Određivanje penala zbog uzrokovane neravnoteže	21
4. OPTIMIZACIJSKI MODEL ZA DAVANJE ZAJEDNIČKE PONUDE NA TRŽIŠTU ZA SUSTAV HIDROELEKTRANA I VJETROELEKTRANA	23
4.1. Model vjetroparka.....	23
4.2. Crpno-akumulacijska hidroelektrana.....	24
4.3. Optimizacijski modeli sustava crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroparka	24
4.3.1. Prvi model optimizacije	24
4.3.2. Drugi model optimizacije.....	29
4.4. Primjena modela na primjeru sustava vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane...	30

4.4.1. Provođenje plana I.....	33
4.4.2. Provođenje plana II	42
4.4.3. Provođenje plana III	44
4.4.4. Određivanje optimalnog plana	45
5. ZAKLJUČAK	46
LITERATURA.....	47
SAŽETAK.....	48
ABSTRACT	49
Životopis.....	50
PRILOG	51
Elektronička verzija diplomskog rada.....	57

1. UVOD

Električna energija je proizvod koji ima velike koristi za potrošače radi stvaranja krajnjih dobara i usluga. Potrošači zbog toga imaju potražnju za električnom energijom te su spremni platiti proizvodnju električne energije. Proizvođači i potrošači svoje prodajne, odnosno kupovne ponude dostavljaju na tržište. Ovisno o razdoblju unutar kojeg tržišni sudionici ugovaraju trgovinu i isporuku, tržište možemo podijeliti na buduće (razdoblje veće od jednog dana) i spot tržište (tržište dan unaprijed, unutardnevno tržište).

Usmjerenje proizvodnje električne energije se sve više vrši na proizvodnji iz obnovljivih izvora energije te su u nekim državama određeni poticaji za proizvodnju iz obnovljivih izvora. Poticaji proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora imaju za cilj smanjenje negativnog utjecaja klasičnih elektrana na okoliš. Zadnjih desetak godina povećana je i proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana. Vjetroelektrane mogu također sudjelovati na tržištu, ali njihove ponude ovise o prognozi proizvodnje električne energije te ona izravno ovisi o brzini puhanja vjetra u promatranom satu. Nesigurnost prognozi proizvodnje električne energije iz vjetroparka može se ublažiti kombiniranim radom s drugim izvorima električne energije.

U ovom radu bit će izložen model zajedničkog rada vjetroparkova i crpno-akumulacijske hidroelektrane kojim se smanjuje vjerojatnost uzrokovanja neravnoteže u sustavu i moguće smanjenje penala.

Rad je podijeljen u pet poglavlja. U drugom poglavlju je definirano tržište, kao i ponuda i potražnja s kojom sudionici sudjeluju na tržištu. Opisan je odnos ponude i potražnje sa cijenom koja se određuje na tržištu. Treće poglavlje donosi pregled modela tržišta električne energije te pregled sudjelovanja vjetroelektrane u ukupnoj svjetskoj proizvodnji električne energije. Opisan je način sudjelovanja vjetroelektrana na tržištu te posljedica uzrokovanja neravnoteže na tržištu. U četvrtom poglavlju postavljeni su modeli vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane te funkcije cilja optimizacijskih modela. Prikazani su rezultati primjene dvaju optimizacijskih modela i odabir optimalnog plana za proizvodni sustav vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane. Zaključak rada napisan je u petom poglavlju.

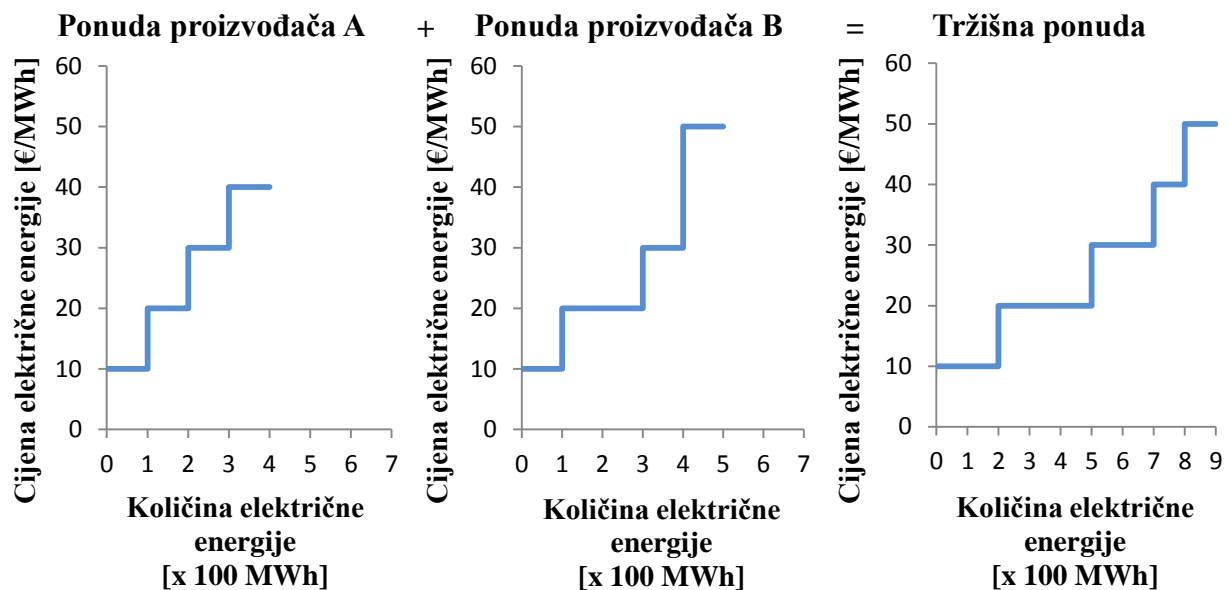
2. MEHANIZAM TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Tržište se definira kao stalan i organiziran oblik dovođenja u kontakt ponude i potražnje roba i usluga, ali i mehanizam reguliranja odnosa prodavača i kupaca u uvjetima u kojima sudionici ostvaruju svoje ciljeve i interese, [1]. Pri tome su grupe koje određuju potražnju kupci, a grupe koje određuju ponudu prodavači.

2.1. Ponuda

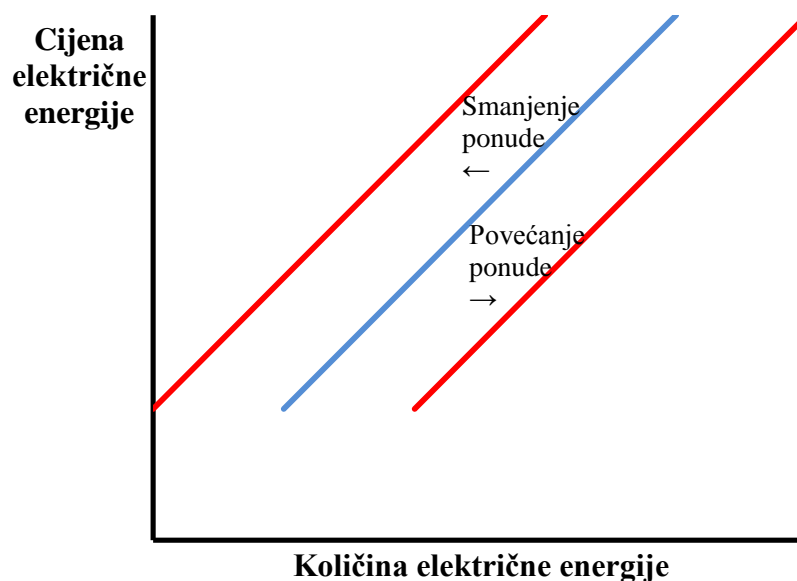
Ponuda se definira kao količina nekog dobra koju su proizvođači spremni i u mogućnosti prodati [1]. Prema zakonu ponude, viša cijena nekog dobra odgovara većoj ponuđenoj količini istog dobra, a vrijedi i obrnuto. Ponuđena količina je proporcionalna s cijenom dobra, s obzirom da količina raste kako cijena raste, ponuđena količina pada kako i cijena pada.

Zakon ponude važeći je i za individualnu i za tržišnu ponudu. Tržišna ponuda predstavlja zbroj svih količina individualnih ponuda svih proizvođača pri istoj cijeni, a dobiva se vodoravnim zbrajanjem individualnih krivulja ponuda (slika 2.1.), [2].



Sl. 2.1. Tržišna ponuda

Svaka promjena koja utječe na povećanje ponuđene količine pri svakoj cijeni pomiče krivulju ponude udesno i naziva se povećanje ponude, a svaka promjena koja smanjuje ponuđenu količinu pri svakoj cijeni pomiče krivulju ponude u lijevo i naziva se smanjenje ponude. Pomaci su prikazani slikom 2.2, prema [2].



Sl. 2.2. Pomaci krivulje ponude

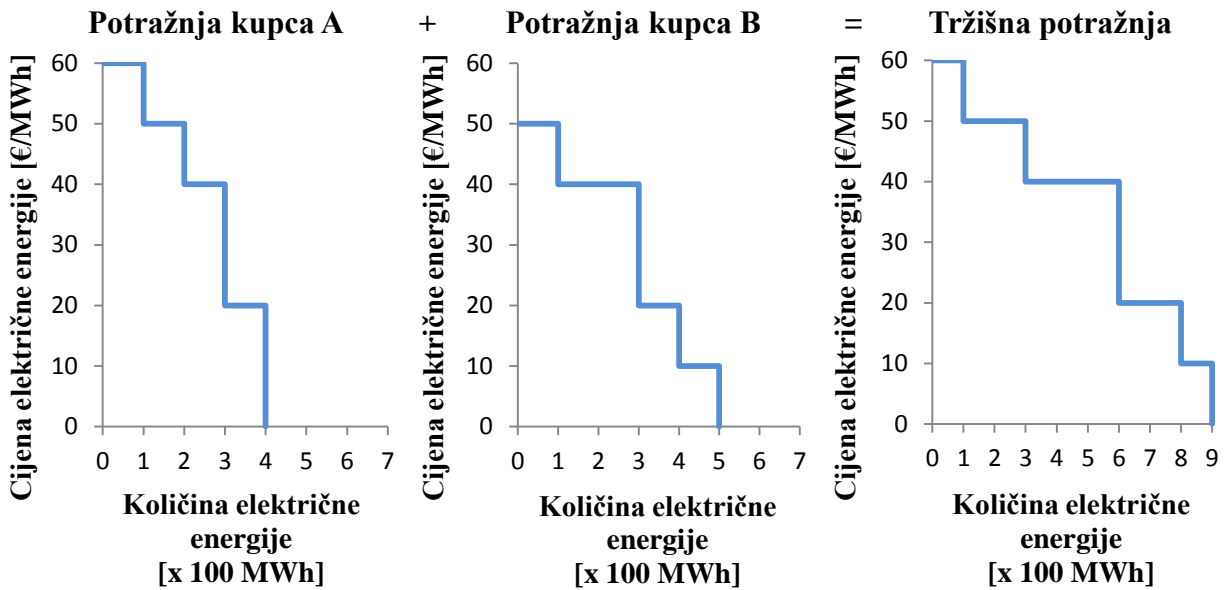
Na krivulju ponude najviše mogu utjecati:

- iznosi varijabilnih troškova (cijena goriva, penali za CO₂),
- broj proizvođača (povećanjem broja proizvođača može rasti i ponuda, ali i obrnuto)
- povećanje učinkovitosti elektrane,
- očekivanja u budućnosti (ako kompanija očekuje povećanje cijene električne energije u budućnosti, može svoje proizvode uskladištiti i time prouzročiti smanjenu trenutnu ponudu na tržištu).

2.2. Potražnja

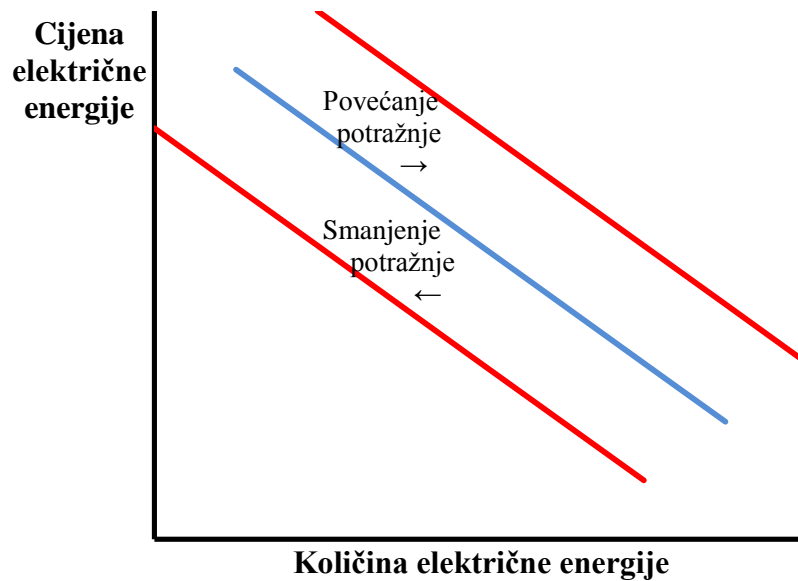
Potražnja se definira kao tražena količina nekog dobra koju su kupci spremni i koju mogu kupiti. Tražena količina je obrnuto proporcionalna s cijenom, jer tražena količina pada kako cijena raste, a raste kako cijena pada. Zakon potražnje tvrdi da uz jednake ostale stvari, tražena količina dobra pada kada cijena raste i obrnuto.

Tržišna krivulja potražnje prikazuje ukupnu traženu količinu energije na tržištu, a dobiva se zbrajanjem individualnih količina s horizontalne osi individualnih krivulja potražnje (slika 2.3.). Tržišna krivulja potražnje pokazuje kako se ukupna tražena količina nekog dobra mijenja ovisno o promjeni cijene dobra, dok su svi ostali čimbenici koji utječu na to koliko potrošači žele kupiti konstantni [2].



Sl. 2.3. Tržišna potražnja

Svaka promjena koja povećava traženu količinu pri svakoj cijeni pomiče krivulju potražnje udesno i naziva se povećanje potražnje, dok svaka promjena koja smanjuje traženu količinu pri svakoj cijeni pomiče krivulju potražnje ulijevo i naziva se smanjenje potražnje (slika 2.4.) [2].



Sl. 2.4. Pomaci krivulje potražnje

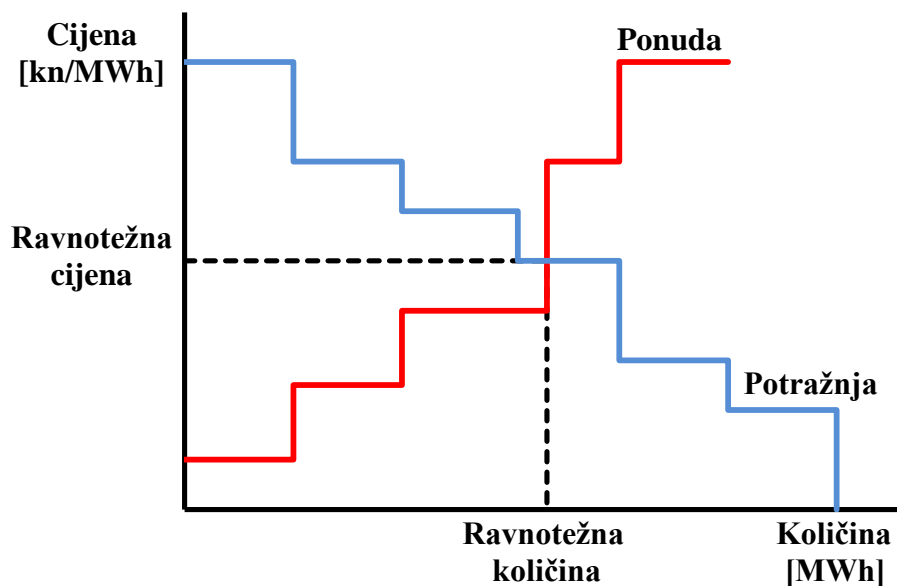
Pomak krivulje potražnje može biti uzrokovan:

- dohotkom- manji dohodak kupca znači da kupac ima manju kupovnu moć,
- cijenama povezanih dobara- supstituti (pad cijene jednog dobra smanjuje potražnju za drugim) i komplementi (pad cijene jednog dobra povećava potražnju za drugim),

- očekivanjem – kupac ovisno o očekivanju svog dohotka utječe na potrošnju i kupnju dobara
- brojem kupaca – povećanjem broja kupaca se tražena količina povećava pri svakoj cijeni te se krivulja potražnje pomiče udesno.

2.3. Tržište u ravnoteži

Tržišna ravnoteža je točka u kojoj se ponuda i potražnja sijeku (Sl. 2.5.), [2]. Ravnotežna cijena je cijena u tom sjecištu, a količina u tom sjecištu naziva se ravnotežna količina.



Sl. 2.5. Ravnoteža ponude i potražnje

Ravnotežna cijena se ponekad naziva cijena koja čisti tržište (engl. *clearing price*), jer su po toj cijeni svi na tržištu zadovoljeni, i kupci koji su kupili sve što su željeli, a i prodavači koji su prodali sve što su željeli prodati [1].

Prema zakonu ponude i potražnje, kako bi se izjednačile ponuđena i tražena količina nekog dobra, prilagođava se cijena tog dobra. Do ravnoteže prirodno dovode koraci koje poduzimaju kupci i prodavači. Na većini slobodnih tržišta postoje privremeni viškovi i manjkovi koji se naposljetku primiču ravnotežnim razinama.

Neravnoteža se može pojaviti npr. ograničavanjem najviše cijene električne energije što dovodi do viška potražnje za istom energijom. No isto tako, može se pojaviti i ako ponuda ne uspije zadovoljiti potražnju pa tada mora doći do redukcija kako bi se tržište pomaklo prema ravnoteži. Kada analiziramo tržište i događaje koji na njega utječu, prvo provjeravamo utjecaj tog događaja na krivulje ponude i potražnje, zatim pomiču li se krivulje udesno ili ulijevo. U posljednjem

koraku uspoređujemo početnu i novu ravnotežu, koja pokazuje kako pomak utječe na ravnotežnu cijenu i količinu [1].

2.4. Tržišta i konkurencija

Tržište na kojem postoji veliki broj kupaca i prodavača tako da svaki od njih pojedinačno ima zanemariv utjecaj na tržišnu cijenu naziva se tržištem savršene konkurencije.

Tržišta savršene konkurencije definiraju se pomoću osnovnih karakteristika [1]:

- Proizvod koji se prodaje na tržištu je homogen, tj. isti,
- Kupci i prodavači električne energije su toliko brojni da niti jedan pojedinačni kupac ili prodavač ne može utjecati na tržišnu cijenu, a s obzirom na to da oni na tržištu savršene konkurencije moraju prihvatiti cijenu koju odredi tržište, kaže se da su oni prihvatiloci cijena (engl. *price takers*),
- Svaki sudionik tržišta mora biti ekonomski racionalan, tj. proizvođač maksimizira svoju dobit, a potrošač korisnost,
- Svi sudionici moraju imati potpuno znanje o cijenama i drugim faktorima važnim za njihove odluke,
- Mora postojati slobodan ulaz na tržište za nove proizvođače,
- Troškovi samih transakcija moraju biti minimalni,
- Sustav u kojem se odvijaju transakcije mora biti legalan, brz i učinkovit. Potrebno je definirati jasna tržišna pravila i primorati sudionike na sklapanje poslova putem jasnih i legalnih ugovora.

Međutim, tržišta na kojima ne vrijede u potpunosti pretpostavke o savršenoj konkurenciji nazivaju se tržišta nesavršene konkurencije. Monopoli su tržišta na kojima postoji samo jedan prodavač i taj isti prodavač (monopolist) određuje cijenu. Prirodni monopol imaju kompanije čiji prosječni troškovi snažno padaju s povećanjem proizvodnje zbog ekonomije velikih razmjera pa takva kompanija može proizvoditi ukupnu proizvodnju grane djelotvornije nego mnoge kompanije zajedno. Tipičan primjer prirodnog monopola su prijenos i distribucija električne energije [2]. Oligopol je primjer tržišta između monopola i savršene konkurencije. Kod oligopola postoji nekoliko proizvođača koji se ne natječu agresivno, nego imaju mogućnost dogovora cijena kako bi se izbjegla konkurencija.

2.5. Elastičnost

2.5.1. Elastičnost potražnje

Potrošači su spremni smanjiti potrošnju električne energije u slučaju da cijena raste, a upravo te ekonomske, socijalne i psihološke ukuse potrošača odražava cjenovna elastičnost potražnje. Potražnja je elastična npr. kada postoji mogućnost prelaska s jednog dobra na neke druge bliske supstitute, kao i što je potražnja elastičnija za usko definirana tržišta, npr. lakše je naći bliske supstitute za usko definirana dobra nego kod široko definiranih tržišta (hrana kao široka kategorija će imati neelastičnu potražnju, ali će sladoled kao uska kategorija imati elastičnu potražnju jer ga je lako zamijeniti s nekim drugim desertom) [1].

Elastičnost potražnje određuje i vrijeme unutar kojeg potrošači reagiraju na promjene cijene. Tijekom kraćeg razdoblja potrošači na promjenu cijene mogu reagirati smanjenjem ili prekidanjem korištenja određenog dobra, ali tijekom dugoročnog razdoblja potražnja je u pravilu elastičnija. Tijekom dužeg razdoblja, potrošači mogu naći alternativu, npr. zamijeniti svoja trošila s energetski učinkovitijim trošilima [2].

Cjenovna elastičnost potražnje izračunava se:

$$\text{cjenovna elastičnost potražnje} = \frac{\text{postotna promjena tražene količine}}{\text{postotna promjena cijene}} \quad (2-1)$$

Problem ovakvog izračunavanja elastičnosti je da se elastičnost od točke A do točke B čini drugačijom nego od točke B do A [1].

Ako za točku A vrijedi da je: cijena=20 €/MWh, količina=50 MWh,

a za točku B vrijedi da je: cijena=30 €/MWh, količina=40 MWh,

od točke A do točke B cijena raste za 50 posto, a količina opada za 20 posto, odnosno cjenovna elastičnost iznosi 20/50 ili 0.4. No, krećući se od točke B do točke A, cijena opada za 33 posto, a količina raste za 25 posto te cjenovna elastičnost iznosi 25/33 ili 0.75.

Ovaj problem se rješava korištenjem metode sredine za izračunavanje elastičnosti, koja izračunava postotnu promjenu dijeljenjem promjene s aritmetičkom sredinom početne i konačne razine:

$$\text{cjenovna elastičnost potražnje} = \frac{\frac{Q_2 - Q_1}{(Q_2 + Q_1)/2}}{\frac{P_2 - P_1}{(P_2 + P_1)/2}} \quad (2-2)$$

gdje se elastičnost izražava za dvije točke (Q_1, P_1) i (Q_2, P_2) , prema [1].

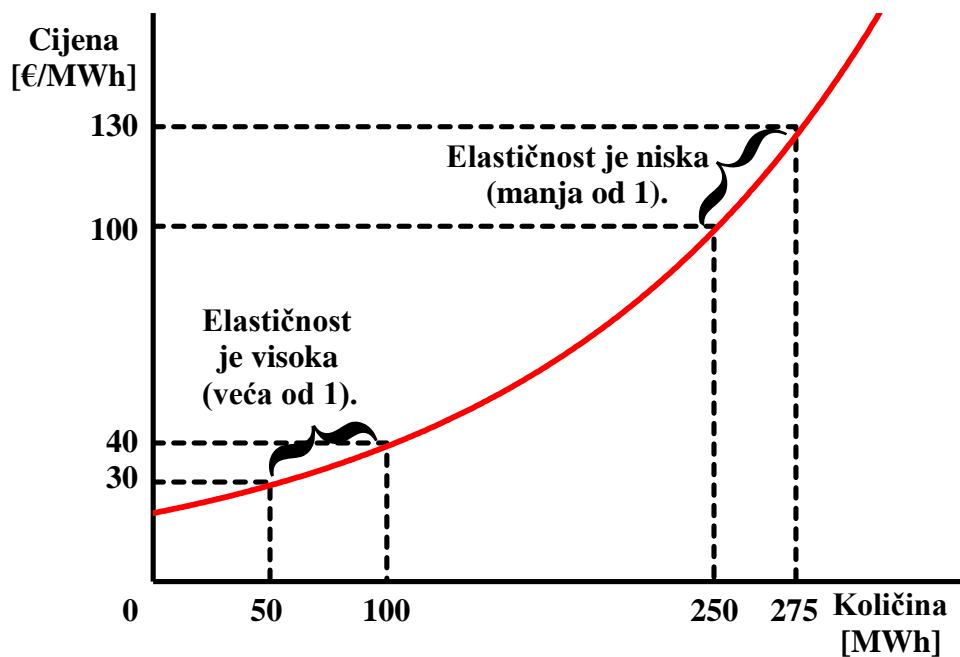
Potražnja je elastična kada je elastičnost veća od 1, a neelastična kada je manja od 1, odnosno kada se količina mijenja manje nego proporcionalno s cijenom. Ukoliko je elastičnost jednaka 1, količina se kreće proporcionalno s cijenom.

2.5.2. Elastičnost ponude

Cjenovna elastičnost ponude pokazuje mjeru u kojoj se ponuđena količina mijenja u odnosu na cijenu. Elastičnost ponude ovisi o fleksibilnosti prodavatelja, odnosno, ponuda će biti elastična ako je moguće ponuditi veću količinu nekog dobra ako dođe do povećanja cijena tog istog dobra. Elastičnost ponude također ovisi o vremenskom razdoblju te će u dugom periodu biti elastičnija nego u kratkom. Izračunavanje elastičnosti ponude vrši se korištenjem metode sredine, a izračunava se između dviju točaka (S_1, P_1) i (S_2, P_2), [1]:

$$\text{cjenovna elastičnost ponude} = \frac{\frac{S_2 - S_1}{(S_2 + S_1)/2}}{\frac{P_2 - P_1}{(P_2 + P_1)/2}} \quad (2-3)$$

Ponuda je elastična ako je elastičnost veća od 1. Elastičnost ponude na nekim tržištima nije konstantna nego varira duž krivulje ponude (slika 2.6), [2].



Sl. 2.6. Promjena elastičnosti duž krivulje ponude

2.6. Učinkovitost tržišta

Ukupnu korist proizvođača i kupca koju ostvaruju sudjelovanjem na tržištu predstavlja društvena dobrobit ili blagostanje. Kupac je za neko dobro spreman platiti maksimalan iznos koji predstavlja spremnost plaćanja. Potrošačev višak je iznos kojeg je kupac spreman platiti za neko dobro oduzet za iznos kojeg kupac stvarno plaća za to dobro.

$$\text{potrošačev višak} = \text{vrijednost za kupce} - \text{iznos kojeg kupci plaćaju} \quad (2-4)$$

Potrošačev višak je mjera koristi koju kupci imaju od sudjelovanja na tržištu. S obzirom na to da su kupci oduvijek htjeli platiti manje za dobro koje žele kupiti, niža cijena, a samim time i veći potrošačev višak, čine tog kupca imućnijim [1].

Proizvođačev višak je iznos koji proizvođač ostvaruje na tržištu umanjen za troškove proizvodnje.

$$\text{proizvođačev višak} = \text{iznos kojeg prime proizvođači} - \text{trošak proizvodnje} \quad (2-5)$$

Ukupni višak se dobije zbrajanjem potrošačevog i proizvođačevog viška, pri čemu su iznos kojeg kupci plaćaju i iznos kojeg prime prodavači isti te se poništavaju i dobiva se kao rezultat:

$$\text{ukupni višak} = \text{vrijednost za kupce} - \text{trošak proizvodnje} \quad (2-6)$$

Određeni raspored resursa je učinkovit ako maksimizira ukupni višak. Raspored resursa će tako biti neučinkovit ako se dobro ne proizvodi kod prodavača s najnižim troškom ili ako dobro ne troše kupci koji ga najviše vrednuju [1].

2.7. Troškovi proizvodnje

Ljudi stvaraju potražnju za električnom energijom kako bi mogli stvoriti krajnje proizvode (npr. elektroničke uređaje). Kako bi se ostvarila ta potražnja, potrebno je uložiti sredstva i rad za proizvodnju električne energije. Proizvođač će proizvoditi električnu energiju samo ako mu se to isplati i ako mu proizvodnja ne stvara gubitke. Troškove proizvodnje električne energije možemo podijeliti na dvije kategorije. U prvoj kategoriji su obuhvaćene investicije u izgradnji elektrane (kupnja zemljišta, opreme te osiguranje radne snage za izgradnju elektrane), a u drugoj kategoriji su obuhvaćeni troškovi rada elektrane.

Ukupni troškovi već izgrađene elektrane (engl. *total cost* – *TC*) su svi proizvodni troškovi u određenom vremenu, a dijele se na fiksne troškove (engl. *fixed cost* – *FC*) i varijabilne troškove (engl. *variable coast* – *VC*). Fiksni troškovi su troškovi koji u kratkoročnom razdoblju ostaju nepromijenjeni i ne ovise o razini proizvodnje (npr. plaćanje rata zajma banci). U fiksne troškove tijekom kratkoročnog razdoblja mogu se svrstati i troškovi održavanja i plaće radnicima. Varijabilni troškovi su troškovi koji ovise o količini proizvodnje. Za proizvodnju električne energije su važni troškovi za gorivo (iznimka su generatori pogonjeni obnovljivim izvorima energije). Prosječni je trošak proizvodni trošak po jedinici proizvodnje (kn/kWh) [1].

Pri odlučivanju angažiranja proizvodnih jedinica u kratkoročnom razdoblju ne utječu fiksni troškovi, jer oni svakako trebaju biti podmireni i proizvođač nema utjecaj na njih.

Proizvođačev cilj je maksimizirati dobit koja je jednaka razlici prihoda od prodane električne energije na tržištu i troškova proizvodnje te količine električne energije [2]:

$$\max \Omega_i = \max[\pi * P_i - C_i(P_i)] \quad (2-7)$$

gdje je:

- P_i - snaga električne energije proizvedene u proizvodnoj jedinici i tijekom promatranog razdoblja
- π – cijena po kojoj je prodana električna energija
- $C_i(P_i)$ – troškovi proizvodnje te količine električne energije.

Pretpostavimo li razdoblje promatranja od jednog sata i da je izlazna snaga jedina varijabla na koju proizvođač može izravno utjecati, prvi uvjet optimalnog ponašanja proizvodnje dobivamo derivacijom izraza (2.7) [2]:

$$\frac{d\Omega_i}{dP_i} = \frac{d(\pi * P_i)}{dP_i} - \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = 0 \quad (2-8)$$

U izrazu (2-8) prvi član predstavlja granični (marginalni) prihod proizvodne jedinice i (prihod koji će kompanija dobiti za prodaju dodatnog MWh električne energije), a drugi član predstavlja granični (marginalni) trošak (trošak proizvodnje dodatnog MWh električne energije).

Promjena izlazne snage P_i promatrane proizvodne jedinice ne utječe na promjenu cijene π kod savršenog tržišta. U tom slučaju je granični prihod jednak cijeni električne energije:

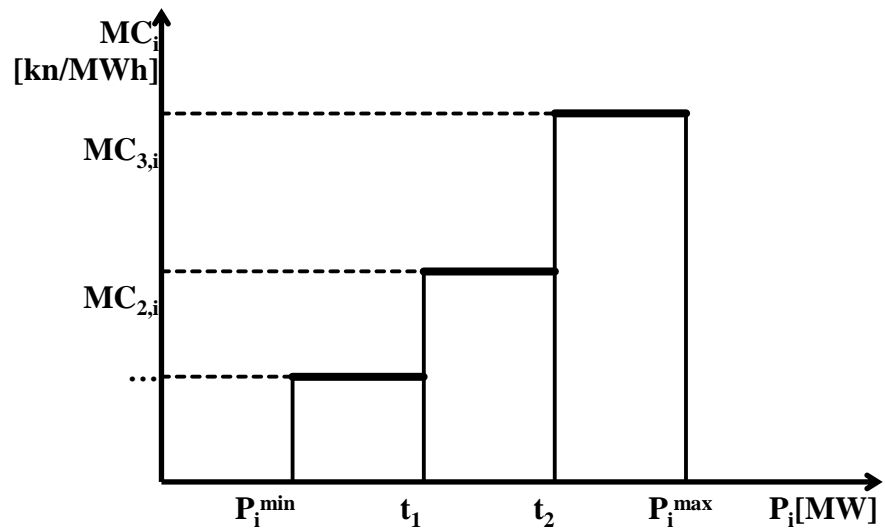
$$MR_i = \frac{d(\pi P_i)}{dP_i} = \pi \quad (2-9)$$

Ovakva proizvodna jedinica koja preuzima cijenu s tržišta, a ne postavlja cijenu, naziva se preuzimatelj cijene [2].

U kratkoročnom razdoblju, osnovno pitanje za proizvođača je hoće li prihod od proizvodnje dodatnog MWh električne energije premašiti dodatne troškove stvorene proizvodnjom tog dodatnog MWh. Proizvođač će se odlučiti na angažiranje dodatnih jedinica, ako je tržišna cijena električne energije veća od graničnog troška. Ako je granični trošak veći od prihoda koji bi se dobio proizvodnjom dodatnog MWh, proizvođaču se ne isplati povećavati izlaznu snagu proizvodne jedinice. Proizvodna jedinica povećava proizvodnju do iznosa kada je granični trošak jednak tržišnoj cijeni električne energije u savršenom tržištu, [2]:

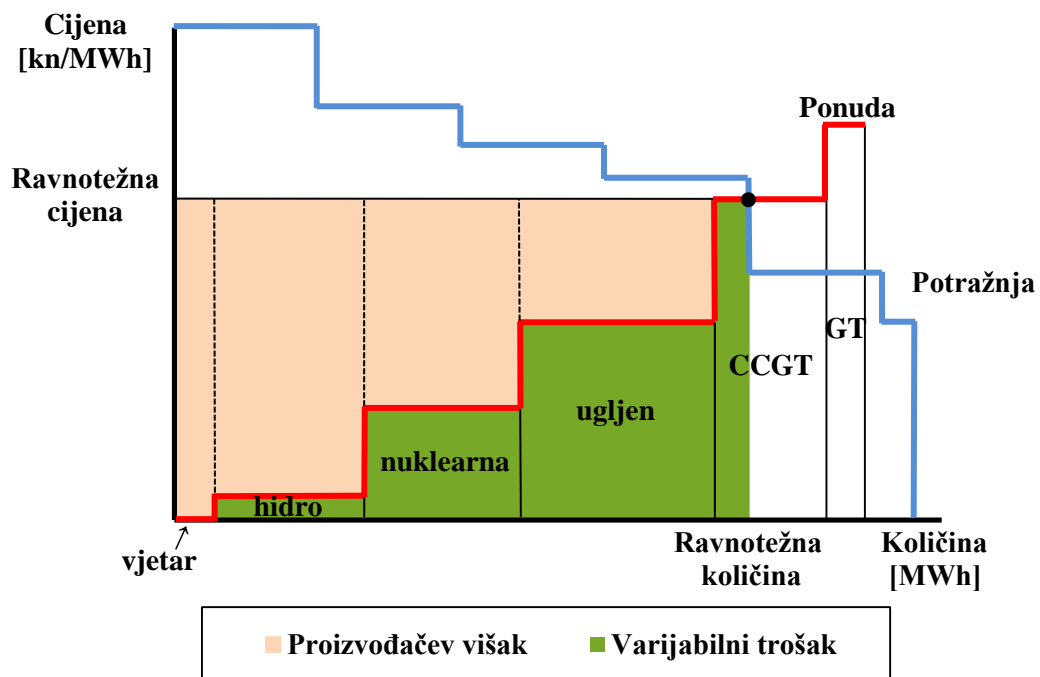
$$MC_i = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \pi \quad (2-10)$$

Granični proizvodni trošak podrazumijeva trošak za gorivo, toplinsku vrijednost goriva i učinkovitost pretvorbe toplinske energije u električnu energiju.



Sl. 2.7. Granični trošak po intervalima

Na slici 2.7. prikazan je granični trošak proizvodne jedinice prema kojoj se može odrediti dispečiranje proizvodne jedinice ovisno o cijeni na tržištu. Iznos snage može poprimiti bilo koju vrijednost unutar pripadajućeg intervala, ako je cijena točno jednaka graničnom trošku pojedinog intervala. Granični trošak na točkama loma krivulje (t_1 i t_2) jednak je graničnom trošku narednog intervala budući da je granični trošak definiran kao trošak proizvodnje dodatnog MWh električne energije [2].



Sl. 2.8. Određivanje cijene na tržištu

Slika 2.8. prikazuje određivanje cijene na tržištu gdje se jedinstvena cijena primjenjuje na sve sudionike, a određuje se točkom uravnoteženja, [2]. Točka uravnoteženja predstavlja presjek

krivulje proizvodnje i potražnje za promatrani jedan sat na tržištu i njome je određena cijena i količina energije koja se prodaje (i kupuje). Proizvodnja električne energije obavlja se vjetroelektranama, hidroelektranama, nuklearnim elektranama, termoelektranama na ugljen, plinskim termoelektranama s kombiniranim ciklusom (CCGT) i plinskim termoelektranama (GT). Svi sudionici dobivaju istu cijenu (engl. *uniform pricing*) za proizvedenu energiju koju je postavio „marginalni“ generator. Na slici 2.8. je vidljivo da vjetroelektrane, hidroelektrane, nuklearne elektrane i termoelektrane na ugljen imaju manji varijabilni trošak te one zbog jednake cijene ostvaruju veću zaradu. Varijabilni trošak vjetroelektrana je minimalan (budući da je cijena goriva jednaka 0) te im je omogućeno da na tržištu daju ponudu u kojoj će navesti prognoziranu količinu električne energije za promatrani sat uz traženu cijenu 0 kn/MWh. Ovime su proizvođači osigurali da im ponuda bude prihvaćena, a očekuju da će marginalni generator postaviti veću cijenu električne energije kako bi se namirio granični trošak proizvodnje. Na isti način se najčešće ponašaju i proizvođači koji posjeduju hidroelektrane [2].

3. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Tržište električne energije se razlikuje od klasičnih robnih tržišta s obzirom na to da se električna energija ne može uskladištiti te je potrebna istovremena proizvodnja i potrošnja električne energije. Proizvodnja električne energije mora biti jednaka potrošnji u svakom trenutku, uvećanoj za gubitke u prijenosnoj i distributivnoj mreži. Zbog potrebe ravnoteže u sustavu (kako ne bi došlo do raspada sustava i značajnih troškova za proizvođače i potrošače), zakon ponude i potražnje ne može djelovati dovoljno brzo u realnom vremenu. Posljedica toga je da cijena električne energije mora biti utvrđena ili prije ili poslije realnog vremena. Ukoliko bi se u obzir uzimale i pogreške procjene te nepredvidivi događaji poput kvarova u sustavu, uravnoteženje tržišta bi se trebalo provoditi za svaku sekundu u svakom satu promatranog dana, što je praktički nemoguće. No, postoje različita tržišta za svaki sat u danu [2]. Utjecaj na tržište ima vrijeme između trenutka kada je trgovina obavljena i trenutka kada se obavlja transakcija (tokovi snaga). Zbog toga tržište možemo podijeliti na promptna (tekuća, spot) tržišta i buduća tržišta.

Promptno tržište predstavlja tržište na kojem se kupljena roba dostavlja trenutno. S obzirom da je nemoguće organizirati tržište na kojem bi se električna energija dostavljala odmah nakon trgovine, spot tržište u širem smislu, obuhvaća i unutardnevno tržište i tržište dan unaprijed. Mana ovakvog tržišta je promjenjiva i nepredvidljiva cijena [1].

Buduće tržište podrazumijeva razdoblje između trgovine i fizičke dostave energije veće od jednog dana. Sudionici dogovaraju tjedne, mjesečne ili godišnje ugovore na budućem tržištu te u njima određuju cijenu, količinu i lokaciju energije [2].

3.1. Modeli tržišta električne energije

Veleprodaja električne energije organizira se centraliziranim ili decentraliziranim modelom tržišta te njihovom kombinacijom.

3.1.1. Centralizirani model

U centraliziranom modelu nezavisni tržišni operator na temelju jasno definiranih pravila određuje tko će od tržišnih sudionika koji su dostavili potražnje i ponude proizvodnje kupiti, a tko prodati energiju. Tržišni operator zapravo uravnotežuje tržište (engl. *market clearing*). Sva se trgovina obavlja na jednom (centralnom) mjestu. Ovakav model karakterističan je za realizaciju spot tržišta [2]. Ovakav oblik tržišta funkcionira tako da proizvođači dostavljaju ponude koje se sastoje od količine električne energije koju su spremni proizvesti i cijene koju traže, a kupci dostavljaju ponude koje se sastoje od količine koju žele kupiti i cijene koju su spremni platiti. Razlikuju se satne ponude, u kojima sudionici daju ponude za određeni sat, i složenije ponude,

kao npr. blokovske ponude. Blokovska ponuda je skupna ponuda za nekoliko sati, s fiksnom cijenom i količinom kroz ove sate, a daje mogućnost sudionicima za uvjet 'sve ili ništa' za sve sate unutar bloka. Blokovska ponuda je prihvaćena ako je cijena koju je kupac naveo u blokovskoj ponudi veća od prosječne cijene na tržištu za promatrano razdoblje [2].

Centralizirani model, prema načinu na koji operator tržišta uravnotežuje tržište, može biti organiziran kao burza ili pul (engl. *pool*).

Na **burzi** sudionici izravno daju ponude putem elektroničkog sučelja, a tržišna prodajna ponuda se formira slaganjem prodajnih ponuda od one s najmanjom cijenom do one s najvećom. Tržišna kupovna ponuda se formira na obrnuti način. U modelu jedinstvene tržišne cijene, ravnotežna cijena i količina se određuju presjekom krivulja tržišnih ponuda, a dobiveni iznosi su jednaki za sve sudionike tržišta. U modelu „pay-as-bid“ presjekom krivulja ponuda određuje se ravnotežna količina električne energije, a ponuđačima kojima su ponude prihvaćene dobivaju onu cijenu koju su tražili. Zbog mogućnosti smanjivanja učinkovitosti tržišta ovim slučajem, najčešće se primjenjuje model jedinstvene cijene, [2].

Pul predstavlja organizirano trgovanje koje provodi nezavisni operator sustava koji provodi i vođenje i upravljanje sustavom. Operator zaprima ponude prodavača i kupaca te određuje ravnotežnu količinu i cijenu. Termin pul (engl. *pooled* – punjenje bazena vodom) karakterizira da se električna energija u elektroenergetskom sustavu ne može razlikovati po podrijetlu kao ni voda u akumulaciji s više pritoka. Operator sustava zatim za uspostavljenu ravnotežu izračunava tokove snaga i fizikalna ograničenja sustava (npr. zagušenje vodova) čime se provjerava tehnička izvedivost tržišnog plana. Ako plan nije izvediv, operator pokreće optimizacijski postupak koji daje izvedivi plan rada elektroenergetskog sustava.

Razlika između modela pul i burze je što se zagušenja u pulu rješavaju implicitno u samom postupku uravnoteženja tržišta, dok u modelu burze operator tržišta ne vodi računa o internim zagušenjima, već se vozni redovi podvrgavaju odobrenju od strane operatora prijenosnog sustava. No, operator prijenosnog sustava uklanjanjem izvora koji ne mogu funkcionirati ipak utječe na tržišnu ponudu [2].

3.1.2. Decentralizirani model

Trgovina u decentraliziranom modelu se obavlja bilateralnim putem tako što tržišni sudionici samostalno sklapaju ugovore o kupnji i prodaji električne energije. Ovim modelom se realizira buduće tržište [2]. **Terminski ugovor** predstavlja dugoročni bilateralni ugovor u kojem prodavač i kupac definiraju trgovinu velike količine električne energije za duže razdoblje (nekoliko mjeseci ili godina), a pripada u skupinu fizičkih ugovora jer podrazumijeva stvarnu isporuku u

dogovoreno vrijeme. Tržišni sudionici koji su sklopili bilateralni ugovor su dužni obavijestiti o tome entitet zadužen za vođenje i upravljanje elektroenergetskog sustava [2].

Decentraliziran model je manje transparentniji od centraliziranog, jer je ugovorena cijena u bilateralnom ugovoru poznata samo potpisnicima tog ugovora. Prednost ovoga modela je što se može dogovoriti stabilna cijena za dulje razdoblje.

3.1.3. Kombinacija centraliziranog i decentraliziranog modela

Kombinacija decentraliziranog i centraliziranog modela podrazumijeva da se dugoročna trgovina odvija putem bilateralnih ugovora, a kratkoročna trgovina na burzi (ili pulu).

Trgovina bilateralnim ugovorima se, osim terminskim ugovorima, može odvijati putem **ročnica**. Ročnice (engl. *futures*) predstavljaju standardizirane ugovore koji uključuju trgovanje manjom količinom električne energije za razdoblje koje je u pravilu kraće nego u ranije definiranim terminskim ugovorima. Trgovanje ovakvim ugovorima, zbog njihove standardizacije, moguće je provoditi na burzi, a sudionici koji posjeduju ročnice ne moraju biti nužno proizvođači i potrošači. Kako bi sudjelovao u trgovanju, klijent uplaćuje određeni dio vrijednosti ročnih ugovora kojima želi trgovati, tzv. inicijalnu maržu čija visina ovisi o tipu i količini ročnog ugovora. Nakon uplate marže, klijent može preko svoga brokera započeti kupnju ročnice, [2]. U slučaju pada cijene ročnica, od inicijalne marže se oduzima ukupna vrijednost dnevnog pada. Ako ta vrijednost padne ispod razine marže održavanja (uglavnom 75% inicijalne marže), broker šalje poziv klijentu na uplatu burzovne jamčevine, odnosno viška koji nastaje jer manja glavnica zahtijeva umanjenju maržu u istom omjeru. Ako klijent ne uplati burzovnu jamčevinu, broker prodaje ročnicu i zatvara klijentovu poziciju. Suprotno, ako vrijednost ročnica poraste, klijent može podići višak s računa marže koji je jednak razlici dnevnog povećanja vrijednosti ročnica i dodatnog iznosa marže (povećale su se u istom omjeru), [2].

Opcije su financijski ugovori koji omogućuju tržišnim sudionicima da sami odluče hoće li ispuniti ugovorenu obvezu te se po tome razlikuju od terminskih ugovora i ročnica, gdje je obvezna isporuka električne energije. Kada se proda opcija, tržišni sudionik mora izvršiti uvjete opcije u trenutku kada nositelj opcije odluči aktivirati ugovornu obvezu. Razlikuju se:

- **Call opcija** predstavlja pravo (ne i obvezu) na kupovinu određene količine električne energije po određenoj cijeni u određenom vremenu [2]. Kupac koji posjeduje call opciju u kojoj je navedena izvršna cijena od npr. 70 €/MWh, a razdoblje na koju se opcija odnosi uskoro ističe, imat će bezvrijednu opciju ako je stvarna cijena na spot tržištu manja od izvršne cijene call opcije. No, nositelj opcije će zaraditi ako je vrijednost opcije

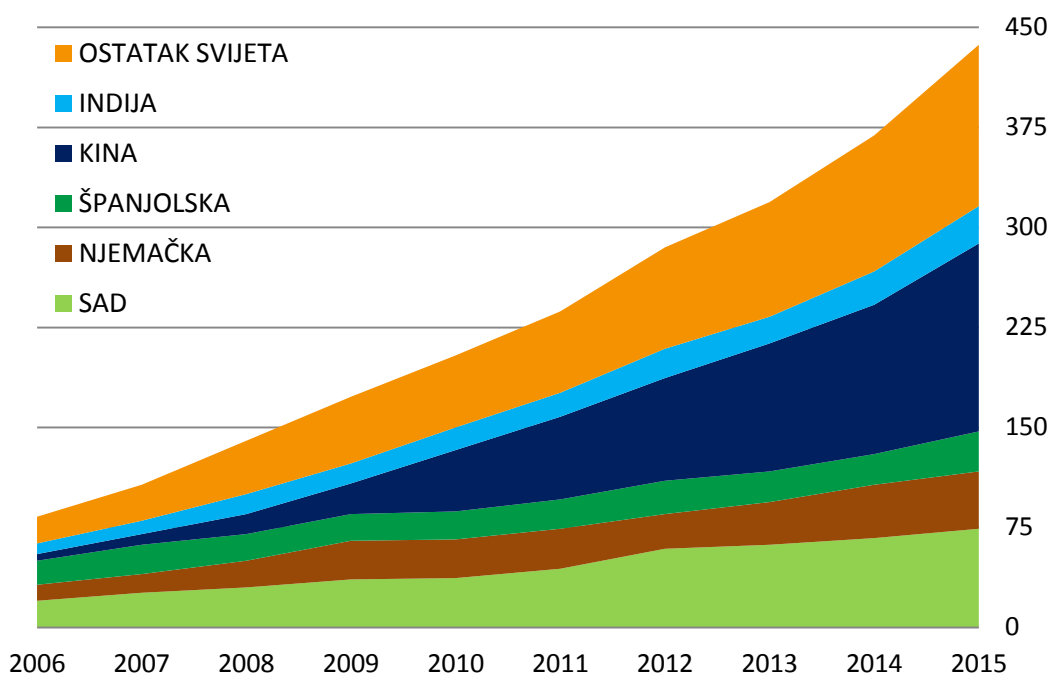
veća od naknade za opciju, npr. ako je cijena na spot tržištu 90 €/MWh, vrijednost call opcije je 20 €/MWh.

- **Put opcija** predstavlja pravo (ne i obvezu) na prodaju određene količine električne energije po određenoj cijeni u određenom vremenu [2]. Za pretpostavljenu cijenu od 70 €/MWh nositelj će zaraditi na opciji ako je cijena na spot tržištu 50 €/MWh te je vrijednost put opcije tada 20 €/MWh. Ako je stvarna cijena na spot tržištu veća od izvršne cijene put opcije, put opcija je tada bezvrijedna.

Ugovor za razliku može se ostvariti kombinacijom call i put opcije definirane za istu izvršnu cijenu (engl. *contract for difference – CFD*). Pomoću CFD ugovora se sudionici na tržištima koja su organizirana kao ovlašteni pul mogu ograditi od izloženosti volatilnosti spot cijena.

3.2. Vjetroelektrane na tržištu električne energije

Ukupna instalirana snaga vjetroelektrana porasla je za 16,9% u svijetu u 2015. godini. Instalirana snaga se povećala za 63 GW u odnosu na 2014. godinu i dosegla ukupno 435 GW. Vjetroelektrane su u 2015. godini proizvele 841 TWh, što čini 3% ukupne svjetske proizvodnje električne energije, a u odnosu na 2014. godinu, proizvodnja je porasla za 17,4%.



Sl. 3.1. Rast instalirane snage vjetroelektrana u posljednjih 10 godina

Kina prednjači u svijetu s obzirom na instaliranu snagu vjetroelektrana (145 GW), a u 2015. godini je zabilježila najveći porast instalirane snage (30,5 GW), a slijede ju SAD (8,6 GW) i Njemačka (5,8 GW) [3].

Vjetar je postao važan čimbenik u proizvodnji električne energije i u Europi. Ukupna instalirana snaga vjetroelektrana je porasla za 6,3% u odnosu na 2014. godinu, odnosno porasla je za 12.800 MW. Za 2015. godinu instalirana snaga vjetroelektrana činila je 44,2% ukupne instalirane snage u EU. Instalirana snaga vjetroelektrana do kraja 2015. iznosi 142 GW, a ukupna instalirana snaga u EU je u 2015. iznosila 908 GW te su vjetroelektrane pretekle hidroelektrane te čine 15,6% ukupne instalirane snage. U tablici 3.1. je prikazana ukupna instalirana snaga vjetroelektrana za europske države [4].

Tablica 3.1. Instalirana snaga vjetroelektrana u EU

	Instalirano 2014. [MW]	Ukupno na kraju 2014. [MW]	Instalirano 2015. [MW]	Ukupno na kraju 2015. [MW]
Europska Unija				
Austrija	405	2.089,2	323	2.411,5
Belgija	293,5	1.958,7	274,2	2.228,7
Bugarska	10,1	691,2	-	691,2
Cipar	-	146,7	10,8	157,5
Češka	14	281,5	-	281,5
Danska	104,9	4.881,7	216,8	5.063,8
Estonija	22,8	302,7	0,7	303,4
Finska	184,3	626,7	379,4	1.000,5
Francuska	1.042,1	9.285,1	1.073,1	10.358,2
Grčka	113,9	1.979,9	172,2	2.151,7
Hrvatska	85,7	346,5	76,2	422,7
Irska	213	2.262,3	224	2.486,3
Italija	107,5	8.662,8	295	8.957,8
Latvija	0,4	61,7	-	61,7
Litva	0,5	279,6	144,7	424,3
Luksemburg	-	58,3	-	58,3
Mađarska	-	328,9	-	328,9
Malta	-	-	-	-
Njemačka	5.242,5	39.127,9	6.013,4	44.946,1
Nizozemska	175	2.865	586	3.431

Poljska	444,3	3.833,8	1.266,2	5.100
Portugal	222	4.947	132	5.079
Rumunjska	354	2.952,9	23	2.975,9
Slovačka	-	3,1	-	3,1
Slovenija	0,9	3,4	-	3,4
Španjolska	27,5	23.025,3	-	23.025,3
Švedska	1.050,2	5.424,8	614,5	6.024,8
Ujedinjeno Kraljevstvo	1.923,4	12.633,4	975,1	13.602,5
Ukupno EU	12.037,4	129.060,1	12.800,2	141.578,8
Kandidati za ulazak u EU				
Makedonija	37	37	-	37
Srbija	-	-	9,9	9,9
Turska	804	3.738	956	4.694
Ukupno kandidati EU	841	3.775	865,9	4.740,9
EFTA				
Island	1,2	3	-	3
Lihtenštajn	-	-	-	-
Norveška	48	819,3	22,5	837,6
Švicarska	-	60,4	-	60,4
Ukupno EFTA	49,2	882,7	22,5	901
Ostale zemlje				
Bjelorusija	-	3,4	-	3,4
Farski otoci	11,7	18,3	-	18,3
Rusija	-	15,4	-	15,4
Ukrajina	126,3	497,5	16,6	514,1
Ukupno ostale zemlje	138	534,7	16,6	551,3
UKUPNO EUROPA	13.065,6	134.252,7	13.705,2	147.772

Među zemljama EU, ukupnom instaliranom snagom vodi Njemačka sa 45 GW, zatim Španjolska sa 23 GW, UK sa 14 GW, itd. Tijekom normalno vjetrovite godine, vjetroelektrane mogu pokriti 11,4% potrošnje električne energije u EU [4].

Gotovo polovica instalirane snage došla je sa tržišta Njemačke i Danske u 2015. godini. To je uglavnom radi stabilnosti regulatornog okvira tih zemalja, što daje investitorima vidljivost za ulaganje u buduće projekte i prednosti ulaganja u vjetroelektrane.

Poticaji proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora imaju za cilj povećanje udjela obnovljivih izvora u ukupnoj proizvodnji električne energije kako bi se smanjio negativan utjecaj klasičnih elektrana na okoliš. Europska komisija donijela je strategiju 20-20-20 prema kojoj je u zemljama EU potrebno do 2020. godine dostići udio od 20% proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije. Kako bi se postigao taj cilj, razvijeni su različiti sustavi poticaja:

- zajamčene tarife
- zajamčene premije
- zeleni certifikati (ne uključuje subvencije nego se temelje na sustavu obveznih kvota koje propisuje država)
- sustavi javnih natječaja (država raspisuje natječaj i ponuđač koji je zadovoljio sve kriterije po najnižoj cijeni dobiva ugovor sa državom uz zajamčenu fiksnu tarifu tijekom ugovorenog razdoblja)
- subvencija investicija (najčešće država subvencionira dio troškova investitora)
- fiskalne mjere (sredstvo potpore u obliku smanjenih poreza na električnu energiju, smanjenog PDV-a pa sve do izuzeća od plaćanja poreza) [2].

3.3. Mogućnosti vjetroelektrana na tržištu

Vjetroelektrane imaju mogućnost davanja ponuda na tržištu, ali ponude ovise o prognoziranju proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana. Proizvodnja električne energije izravno ovisi o brzini puhanja vjetra u danom trenutku te se ne može dispečirati. Uravnoteženje proizvodnje i potrošnje provodi operator prijenosnog sustava. U Europi u elektroenergetskim sustavima postoje različiti načini vrednovanja odgovornosti za prognoziranje proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana. Modeli vrednovanja odgovornosti prognoziranja proizvodnje mogu se podijeliti u tri skupine [2]:

- model u kojem proizvođač nema obvezu prognoziranja proizvodnje
- model u kojem proizvođač ima ugovor sa subjektom odgovornim za odstupanje (uz različite pogodnosti)

- model u kojem se pravila za uzrokovanu neravnotežu primjenjuju za sve sudionike tržišta, uključujući i proizvođače električne energije iz vjetroelektrana.

U Njemačkoj ne postoji tržišni mehanizam kojim bi se vršilo prognoziranje proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana, nego postoji obveza preuzimanja sve proizvedene energije iz vjetroelektrana. Operator prijenosnog sustava provodi prognozu za pojedini vjetropark i uravnoteženje proizvodnje i potrošnje, a troškove energije uravnoteženja prosljeđuje se krajnjem kupcu (potrošaču). Operator sudjeluje na unutardnevnom tržištu gdje trguje s očekivanim devijacijama proizvodnje s obzirom na prognoziranu proizvodnju napravljenu dan unaprijed te na ovaj način smanjuje potrebu za energijom uravnoteženja. Slični uvjeti vrijede i u Francuskoj i Irskoj gdje je operator prijenosnog sustava odgovoran za prognoziranje proizvodnje iz vjetroelektrana, [2].

Belgija primjenjuje model u kojem proizvođači električne energije iz vjetroelektrana potpisuju ugovor sa subjektom odgovornim za odstupanje. Subjekt koji je odgovoran preuzima odgovornost za prognozu i ako dođe do odstupanja stvarne proizvodnje od one prognozirane na tržištu dan unaprijed, subjekt će pokušati korigirati plan na unutardnevnom tržištu (kupnjom ili prodajom električne energije) ili će korigirati proizvodnju upravljive elektrane unutar svog portfelja. U Danskoj proizvođači iz vjetroelektrana puštenih u pogon nakon 2003. imaju odgovornost za prognozu, ali se dodatnom subvencijom u smislu dodataka na zajamčenu premiju subvencioniraju troškovi uravnoteženja. U Španjolskoj također proizvođači električne energije imaju odgovornost za prognozu vlastite proizvodnje (i u sustavu zajamčenih tarifa i na otvorenom tržištu). Uzrokovanjem neravnoteže, isti princip penaliziranja primjenjuje se za sve sudionike na tržištu. Proizvođači daju prognoze proizvodnje za svaki sat sljedećeg dana do 10 sati u tekućem danu (ponude za tržište dan unaprijed), a prognoziranu proizvodnju mogu korigirati sudjelovanjem na unutardnevnom tržištu, [2].

Nesigurnost prognoze proizvodnje električne energije iz vjetroparka može se ublažiti sudjelovanjem na tržištu ili kombiniranim radom s drugim izvorima električne energije. Najčešći oblik predstavlja koordinirani rad s hidroelektranama radi smanjivanja moguće neravnoteže za vjetropark. Kombiniranim radom vjetroparka i hidroelektrane smanjuje se vjerojatnost uzrokovanja neravnoteže stvarne i planirane proizvodnje vjetroparka, a samim time smanjuju se i mogući troškovi za penale. Pri kombiniranom radu vjetroelektrana i crpno-akumulacijskih hidroelektrana proizvedena električna energija iz vjetroelektrana može se upotrijebiti za pumpanje vode u gornju akumulaciju, a akumulirana voda se tada može iskoristiti za proizvodnju električne energije prema željenom planu [2]. Crpno-akumulacijske hidroelektrane mogu sudjelovati na tržištu dan unaprijed te se optimizacijskim postupkom može dobiti

zajednička ponuda sustava na tržištu. Postupak bi uključivao i režim rada crpno-akumulacijske hidroelektrane s ciljem maksimalne zarade za dan unaprijed prema očekivanim cijenama za svaki sat i očekivanom proizvodnjom električne energije iz vjetroelektrana.

Kombiniranim radom hidroelektrana i vjetroelektrana može se sudjelovati i na unutardnevnom tržištu te ublažiti utjecaj nesigurnosti prognoze proizvodnje električne energije vjetroparka.

3.4. Određivanje penala zbog uzrokovane neravnoteže

Neravnoteža u elektroenergetskom sustavu se javlja pri odstupanju proizvodnje ili potrošnje od ugovorene količine električne energije, a uzrokovanje neravnoteže se penalizira sustavom jedinstvene cijene i sustavom dvojnih cijena.

Penalizacija u sustavu jedinstvene cijene se provodi tako da proizvođač koji nije proizveo ugovorenu količinu električne energije plaća nabavnu tržišnu cijenu energije uravnoteženja (granična cijena energije na tržištu uravnoteženja uvećana za dodatnu nagradu za raspoloživost kapaciteta).

U sustavu dvojnih cijena operator prijenosnog sustava određuje različite cijene penala kada postoji manjak proizvodnje u odnosu na potrošnju, i obratno. Na tržištu uravnoteženja dostavljaju se ponude za regulaciju na gore (engl. *up regulation*), odnosno ponude za povećanje proizvodnje i smanjenje potrošnje i ponude za regulaciju na dolje (engl. *down regulation*), odnosno ponude za smanjenje proizvodnje i povećanje potrošnje [2].

Ponude koje se zaprimaju moraju sadržavati određenu minimalnu snagu promjene koju ponuditelj može ostvariti u određenom vremenu. Operator prijenosnog sustava kupuje aktivirane ponude jer je na tržištu uravnoteženja jedini kupac, a usluge uravnoteženja naplaćuje od tržišnog sudionika koji je uzrokovao neravnotežu. Operator klasificira promatrani sat izračunatim prosjekom kao sat regulacije na gore ako je unutar promatranog sata bilo potrebno koristiti regulaciju na dolje, odnosno sat regulacije na dolje ako je korištena regulacija na dolje. Cijena za regulaciju na gore određena je cijenom najskuplje ponude za regulaciju na gore koja je aktivirana u promatranom satu i mora biti veća ili jednaka od spot cijene (cijena na tržištu dan unaprijed). Cijena za regulaciju na dolje određena je cijenom najjeftinije ponude za regulaciju na dolje koja je bila aktivirana u promatranom satu i mora biti manja ili jednaka od spot cijene [2].

Za proizvođača koji je izazvao neravnotežu, penalizacija sustavom dvojnih cijena je prikazana tablicom 3.2 [2].

Tablica 3.2. Sustav dvojnih cijena za proizvođača za uzrokovanu neravnotežu

Proizvodnja proizvođača u promatranom satu:	Regulacija na gore	Regulacija na dolje
MANJA OD UGOVORENE	Proizvođač kupuje energiju uravnoteženja po cijeni za regulaciju na gore	Proizvođač kupuje energiju uravnoteženja po cijeni na spot tržištu
VIŠE OD UGOVORENE	Proizvođač prodaje proizvedeni višak po cijeni na spot tržištu	Proizvođač prodaje proizvedeni višak po cijeni za regulaciju na dolje

4. OPTIMIZACIJSKI MODEL ZA DAVANJE ZAJEDNIČKE PONUDE NA TRŽIŠTU ZA SUSTAV HIDROELEKTRANA I VJETROELEKTRANA

Na tržištu električne energije cijena električne energije nije konstantna, nego ovisi o potrošnji. Najveća cijena će se pojaviti za vrijeme najvećih opterećenja (u popodnevnim i večernjim satima), dok je u noćnim satima cijena obično niža.

Proizvođači električne energije iz vjetroelektrana i hidroelektrana se ponašaju kao preuzimatelji cijena. Proizvođači iz vjetroelektrana nemaju mogućnost donošenja odluke o ponuđenoj količini električne energije prema cijenama zbog nemogućnosti upravljanja proizvodnjom te svoju ponudu temelje prema prognoziranim brzinama puhanja vjetra za određene sate sljedećeg dana. Proizvođači koji posjeduju crpno-akumulacijske hidroelektrane mogu dati ponudu na osnovu sadržaja vode u akumulacijama i očekivanih cijena.

Kombiniranim radom vjetroelektrana i crpno-akumulacijskih hidroelektrana može se riješiti problem upravljanja proizvodnjom vjetroelektrane koja se ne optimizira, nego se odlučuje hoće li se očekivana proizvedena energija iz vjetroelektrana prodati na tržištu ili će se upotrijebiti za pokretanje pumpi u crpno-akumulacijskoj hidroelektrani. Optimizacijski model daje optimalnu zajedničku ponudu na tržištu, ali i režim rada crpno-akumulacijskih hidroelektrana s očekivanom proizvodnjom električne energije iz vjetroparka s ciljem maksimalne zarade.

4.1. Model vjetroparka

Vjetropark se sastoji od niza blisko smještenih vjetroagregata koji su izloženi istom vjetru na određenom području. Vjetroagregat kinetičku energiju vjetra pretvara u mehaničku, a zatim je električni generator pretvara u električnu energiju [2].

Za model vjetroparka ulazni podaci su očekivane izlazne snage vjetroparka s pripadajućom diskretnom razdiobom vjerojatnosti pojave određene izlazne snage. Pretpostavljene vrijednosti izlaznih snaga dane su diskretnom razdiobom izlazne snage s pripadajućim vjerojatnostima za određeni sat. Diskretna razdioba izlazne snage vjetroparka sa N razreda u satu t :

$$VP_t = \{VP_t^1, VP_t^2, \dots, VP_t^N\} \quad (4-1)$$

s pripadajućim vjerojatnostima

$$p_t = \{p_t^1, p_t^2, \dots, p_t^N\}. \quad (4-2)$$

Očekivana proizvedena električna energija tijekom sata t jednaka je:

$$WP_t = \sum_{n=1}^N p_t^n * VP_t^n \quad [\text{MWh}] \quad (4-3)$$

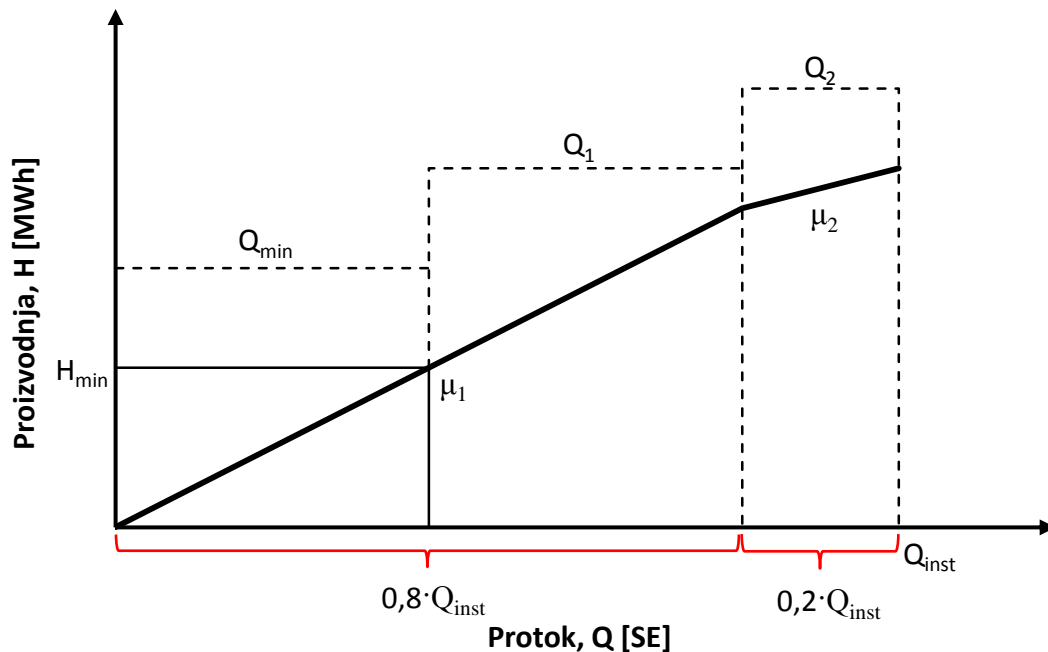
4.2. Crpno-akumulacijska hidroelektrana

Hidroelektrane proizvode električnu energiju pomoću razlike potencijalne energije gornjeg i donjeg nivoa vode. Potencijalna energija se pretvara u kinetičku kada se voda spušta iz gornjeg bazena u donji preko turbine koja pokreće generator i zatim se kinetička energija pretvara u električnu. Crpno-akumulacijska hidroelektrana predstavlja posebnu vrstu hidroelektrana, gdje se voda crpi preko noći koristeći energiju dobivenu iz drugih elektrana s niskim specifičnim troškovima za gorivo, a akumulirana voda se iskorištava u vrijeme maksimalnog opterećenja tijekom dana.

4.3. Optimizacijski modeli sustava crpno-akumulacijske hidroelektrane i vjetroparka

4.3.1. Prvi model optimizacije

U radu će se opisati dva modela. U modelima se volumeni akumulacija, protoci i dotok mjere u satnim ekvivalentima (SE) koji odgovaraju protoku vode od $1 \text{ m}^3/\text{s}$ tijekom jednog sata. Volumen akumulacije izražen u SE dobiva se dijeljenjem vrijednosti izražene u m^3 s 3600 [2]. Kako bi se definirao prvi model, potrebno je prikazati ovisnost proizvodnje o protoku (odnosno pražnjenju). Funkcija proizvodnje u ovisnosti o protoku dobiva se tako da se stvarna karakteristika hidroelektrane segmentira, a na svakom segmentu pražnjenja hidroelektrane je krivulja linearizirana (Slika 4.1).



Sl. 4.1. Ulazno-izlazna karakteristika s označenim segmentima i pripadnim ekvivalentima proizvodnje

Na slici 4.1. prikazana je ulazno-izlazna karakteristika hidroelektrane te segmenti koji su podijeljeni lomnim točkama, a odgovaraju točkama tehničkog minimuma, lokalnog maksimuma i instaliranog protoka. Segmenti su podijeljeni na segment tehničkog minimuma, prvi segment nakon tehničkog minimuma i drugi segment. U modelu je postavljeno da veličina segmenta tehničkog minimuma i prvog segmenta nakon tehničkog minimuma iznosi 80% instaliranog protoka, a drugi segment 20% instaliranog protoka. Prema tome se može postaviti ograničenje za segmente:

$$0 \leq Q_{1,t} \leq 0,8 * Q_{inst} - Q_{min} \quad (4-4)$$

$$0 \leq Q_{2,t} \leq 0,2 * Q_{inst} \quad (4-5)$$

gdje su:

- $Q_{1,t}$ =količina vode (pražnjenje) u prvom segmentu nakon tehničkog minimuma hidroelektrane tijekom sata t
- Q_{inst} =instalirani protok
- Q_{min} =protok (pražnjenje) koje odgovara tehničkom minimumu hidroelektrane
- $Q_{2,t}$ =količina vode (pražnjenje) u drugom segmentu hidroelektrane tijekom sata t

Ukupni protok hidroelektrane tijekom sata t jednak je:

$$Q_t = Q_{min} * b_t + Q_{1,t} + Q_{2,t} \text{ [SE]} \quad (4-6)$$

gdje je b_t binomna varijabla rada hidroelektrane. U modelu je postavljen uvjet da binomna varijabla iznosi 1 ako je hidroelektrana u pogonu u promatranom satu, a u suprotnome je 0.

Omjer proizvodnje i protoka se definira kao ekvivalent proizvodnje μ , a izražava se u MWh/SE te ujedno predstavlja i koeficijente smjera pravca za pojedine segmente.

Proizvedena električna energija hidroelektrane u satu t jednaka je:

$$H_t = H_{min} * b_t + Q_{1,t} * \mu_1 + Q_{2,t} * \mu_2 \text{ [MWh]} \quad (4-7)$$

gdje je:

- H_{min} =proizvedena električna energija pri snazi tehničkog minimuma hidroelektrane.

Proizvodnja hidroelektrane mora biti unutar granica:

$$H_{min} * b_t \leq H_t \leq H_{inst} * b_t \quad (4-8)$$

gdje je:

- H_{inst} =proizvodnja električne energije pri instaliranoj snazi hidroelektrane.

Uvrštavanjem izraza :

$$Q_{1,t} = 0,8 * Q_{inst} - Q_{min} \quad (4-9)$$

i

$$Q_{2,t} \leq 0,2 * Q_{inst} \quad (4-10)$$

u formulu (4-6) dobiva se za segment tehničkog minimuma i prvog segmenta proizvodni ekvivalent:

$$\mu_1 = \frac{H_{inst}}{0.98 * Q_{inst}} \text{ [MWh/SE]} \quad (4-11)$$

dok je

$$\mu_2 = 0,9 * \mu_1 \text{ [MWh/SE]} \quad (4-12)$$

Ekvivalent proizvodnje drugog segmenta manji je od onoga u prethodnom segmentu kako bi se osiguralo izvršavanje segmenta slijedno (početak sa segmentom tehničkog minimuma), s obzirom na to da je profitabilnije koristiti segment s većim ekvivalentom proizvodnje.

Korisnik u modelu unosi vrijednosti za instaliranu snagu, tehnički minimum te instalirani protok. U crpnom režimu rada hidroelektrane ulazno-izlazna karakteristika linearizira se na sličan način kao u turbinskom režimu rada hidroelektrane. Ukupna potrošnja električne energije hidroelektrane na rad crpke tijekom sata t iznosi:

$$P_t = P_{min} * b_{p,t} + P_{1,t} + P_{2,t} \text{ [MWh]} \quad (4-13)$$

gdje su:

- P_{min} =potrošnja električne energije pri snazi tehničkog minimuma hidroelektrane
- $b_{p,t}$ =binomna varijabla rada crpke u satu t
- $P_{1,t}$ =električna energija potrošena pri crpnom radu u prvom segmentu nakon tehničkog minimuma tijekom sata t
- $P_{2,t}$ =električna energija potrošena pri crpnom radu u drugom segmentu tijekom sata t .

Binomna varijabla rada crpke u satu t je 0 kada je crpka izvan pogona, a u suprotnome 1.

Uz iste pretpostavke veličine segmenta, za pojedine segmente vrijede ograničenja s obzirom na limite električne snage crpke:

$$0 \leq P_{1,t} \leq 0,8 * P_{max} - P_{min} \quad (4-14)$$

$$0 \leq P_{2,t} \leq 0,2 * P_{max} \quad (4-15)$$

dok je ograničenje ukupne potrošnje:

$$P_{min} * b_{p,t} \leq P_t \leq P_{max} * b_{p,t} \quad (4-16)$$

gdje je P_{max} –električna energija potrošena pri maksimalnoj snazi hidroelektrane u crpnom režimu.

Količina crpljene vode u satu t iznosi:

$$Q_{p,t} = P_{min} * \delta_1 * b_{p,t} + P_{1,t} * \delta_1 + P_{2,t} * \delta_2 \text{ [SE]} \quad (4-17)$$

gdje su:

- δ_1 =ekvivalent crpljene vode hidroelektrane u segmentu tehničkog minimuma i prvog segmenta,
- δ_2 =ekvivalent crpljenja vode hidroelektrane u drugom segmentu.

Uvrštavanjem maksimuma ograničenja električne energije potrošene u prvom i drugom segmentu:

$$P_{1,t} = 0,8 * P_{max} - P_{min} \quad (4-18)$$

$$P_{2,t} = 0,2 * P_{max} \quad (4-19)$$

primjenjujući formulu (4-17) za $Q_{inst,p}$ dobiva se izraz za ekvivalent crpljenja vode u prvom segmentu:

$$\delta_1 = \frac{Q_{inst,p}}{0,98 * P_{max}} \text{ [SE/MWh]} \quad (4-20)$$

uz pretpostavku:

$$\delta_2 = 0,9 * \delta_1 \text{ [SE/MWh]} \quad (4-21)$$

U modelu, korisnik unosi vrijednosti za nazivnu snagu, tehnički minimum te instalirani protok u crpnom režimu rada. Postavljen je uvjet da ukupna električna energija u optimizacijskom modelu mora odgovarati sklopljenom bilateralnom ugovoru:

$$H_t - P_t + WP_t + p_t - r_t = D_t \quad (4-22)$$

gdje su:

- p_t =kupnja električne energije sa tržišta
- r_t =prodaja električne energije na tržištu
- D_t =količina električne energije dogovorena bilateralnim ugovorom.

U formuli (4-22) proizvodnja u hidroelektrani umanjena za potrošnju hidroelektrane zajedno s proizvodnjom iz vjetroparka i razlikom kupnje i prodaje električne energije na tržištu mora odgovarati količini energije sklopljene bilateralnim ugovorom. U modelu je pretpostavljeno da se energija proizvedena u vjetroparku može koristiti za crpni rad hidroelektrana, a u satima kada to nije potrebno prodaje se na tržištu. Proizvodnja električne energije u crpno-akumulacijskoj hidroelektrani ovisi o sadržaju akumulacijskih bazena, a samim time i načinom na koji će ona raditi.

Volumeni akumulacija hidroelektrane su fizički ograničeni:

$$0 \leq M_{g,t} \leq M_{g,max} \quad (4-23)$$

$$0 \leq M_{d,t} \leq M_{d,max} \quad (4-24)$$

gdje su:

- $M_{g,t}$ =volumen gornje akumulacije tijekom sata t

- $M_{g,max}$ =maksimalni volumen vode u gornjoj akumulaciji hidroelektrane
- $M_{d,t}$ =volumen donje akumulacije tijekom sata t
- $M_{d,max}$ =maksimalni volumen vode u donjoj akumulaciji hidroelektrane.

Za prvi sat promatranja ($t=1$) vrijedi:

$$M_{g,t} = M_{g,poč} - Q_t + V_t + Q_{p,t} \quad (4-25)$$

$$M_{d,t} = M_{d,poč} + Q_t - Q_{p,t} - I_t \quad (4-26)$$

gdje su:

- $M_{g,poč}$ =vrijednost početnog volumena gornje akumulacije hidroelektrane
- V_t =lokalni dotok u gornju akumulaciju hidroelektrane tijekom sata t
- $M_{d,poč}$ =vrijednost početnog volumena donje akumulacije hidroelektrane
- I_t =ispust iz donje akumulacije hidroelektrane.

Za ostale sate u danu ($t>1$) vrijedi:

$$M_{g,t} = M_{g,(t-1)} - Q_t + V_t + Q_{p,t} \quad (4-27)$$

$$M_{d,t} = M_{d,(t-1)} + Q_t - Q_{p,t} - I_t \quad (4-28)$$

gdje $M_{g,(t-1)}$ predstavlja sadržaj gornje akumulacije hidroelektrane na kraju $t-1$ sata, a $M_{d,(t-1)}$ sadržaj donje akumulacije na kraju $t-1$ sata.

Funkcija cilja prvog modela je maksimizacija zarade na tržištu u razdoblju od jednog dana.

Matematički zapis funkcije cilja:

$$\text{maksimiziraj} \quad \sum_{t=1}^{24} \lambda_t * (r_t - p_t) \quad (4-29)$$

gdje je - λ_t cijena električne energije u satu t .

Cijene električne energije mogu se mijenjati ovisno o danu u tjednu (tijekom blagdana i vikendima cijene mogu biti manje u odnosu na one radnim danima), vremenskim uvjetima (tijekom kišnog razdoblja očekuje se punjenje akumulacija hidroelektrana te veća ponudena količina električne energije pa je cijena manja), itd.[2]. Veća zarada, osim cijenom električne energije, ostvarit će se i većom proizvodnjom, koja u crpno-akumulacijskoj hidroelektrani ovisi o načinu rada hidroelektrane. Zarada će biti veća uz veću proizvodnju koja se može prodati na tržištu, a manju kupnju s tržišta. U modelu se proizvodnja električne energije iz vjetroparka može koristiti za pogon crpki hidroelektrane, a kada ta energija nije dovoljna za pogon dodatno se kupuje energija na tržištu. Ako je hidroelektrana u turbinskom režimu i proizvodi električnu energiju višak se prodaje na tržištu.

Ukupni profit koji se ostvaruje zbroj je zarade na tržištu i zarade koja se ostvaruje bilateralnim ugovorom:

$$Profit = \sum_{t=1}^{24} (\lambda_t * (r_t - p_t)) + \sum_{t=1}^{24} \lambda_{B,t} * D_t \quad (4-30)$$

gdje je $\lambda_{B,t}$ cijena dogovorena u bilateralnom ugovoru tijekom sata t , a korisnik u modelu unosi cijenu za svaki sat.

4.3.2. Drugi model optimizacije

Dok je u prvom modelu cilj maksimizacija zarade, drugi model ima za cilj smanjenje troškova penala zbog uzrokovane neravnoteže. Proizvodnja iz vjetroparka je ulazni podatak u drugom modelu optimizacije te se ona ne optimizira. Također se vrijednosti kupnje i prodaje na tržištu dan unaprijed tijekom sata t dobivene prvim modelom uvrstavaju kao ulazni parametri u ovom modelu. Proizvođač električne energije može uzrokovati neravnotežu na tržištu, npr. ako je proizveo manje od ugovorenog te se mora osigurati dodatna energija ili ako je proizveo više energije od ugovorene koja se također mora uravnotežiti. U drugom modelu vrijedi ograničenje ugovorom:

$$H_t - P_t + WP_t + p_t - r_t + T_{dod,t} - T_{viš,t} = D_t \quad (4-31)$$

gdje je:

- $T_{dod,t}$ = dodatna energija koja je potrebna radi manjka proizvodnje tijekom sata t
- $T_{viš,t}$ = višak proizvodnje tijekom sata t .

S obzirom na uzrokovanu neravnotežu, plaćaju se penali. Funkcija cilja ovog modela podrazumijeva minimizaciju penala, a matematički zapis je:

$$\text{minimiziraj} \quad \sum_{t=1}^{24} (T_{dod,t} * \lambda_t * Pen_+ + T_{viš,t} * (\lambda_t - \lambda_t * Pen_-)) \quad (4-32)$$

gdje Pen_+ predstavlja cijenu po kojoj se kupuje dodatna energija uravnoteženja (veća od cijene na tržištu dan unaprijed) te Pen_- predstavlja cijenu po kojoj će se prodati višak proizvedene energije (cijena manja od cijene na tržištu dan unaprijed), a zadaju se kao ulazni parametri u modelu. Funkcija cilja podrazumijeva smanjenje stvarnog troška i oportunitetnog troška, odnosno stvarnog gubitka i gubitka zarade koja se mogla ostvariti.

Ukupan profit u drugom modelu izračunava se prema izrazu:

$$Profit = \sum_{t=1}^{24} (\lambda_t * (r_t - p_t) + \lambda_{B,t} * D_t - T_{dod,t} * \lambda_t * Pen_+ + T_{viš,t} * \lambda_t * Pen_-) \quad (4-33)$$

gdje izraz:

- $\lambda_t * (r_t - p_t) + \lambda_{B,t} * D_t$ predstavlja profit koji je jednak profitu dobivenom u prvom modelu,
- $T_{dod,t} * \lambda_t * Pen_+$ predstavlja stvarni trošak plaćanja dodatne energije koja nedostaje,
- $T_{viš,t} * \lambda_t * Pen_-$ predstavlja dodatnu zaradu ostvarenu viškom proizvodnje.

4.4. Primjena modela na primjeru sustava vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane

Modeli su izrađeni u AIMMS programu. Algoritam je izrađen u AIMMS Educational Version. Modeli daju optimalnu zajedničku ponudu na tržištu sustava sačinjenog od vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane. Dobiveni rezultati u oba modela koriste se kako bi se *what-if* analizom odredilo najbolje rješenje, odnosno najveći profit. *What-if* analiza predstavlja pristup rješenju nesigurnosti profita s obzirom na proizvodnju električne energije iz vjetroparka. Podrazumijeva se skup mogućih scenarija te se promatra dobiveni profit za svaki scenarij svakog plana. Osnovni motiv je otkriti vrijednost plana proizvodnje koja omogućuje najveći profit te se čini kao najbolji izbor kada se u obzir uzmu svi scenariji. U analizi će se pretpostaviti tri plana, a za svaki plan će se izračunati profit s obzirom na scenarije proizvodnje vjetroparka. Postavit će se tri scenarija proizvodnje energije iz vjetroparka. Za svaki plan koristit će se oba modela izrađena u AIMMS-u i pri tome će u svakom planu drugačiji scenarij proizvodnje iz vjetroparka biti postavljen u prvom modelu optimizacije, a ostala dva scenarija tog plana računati će se prema drugom modelu (Tablica 4.1).

Tablica 4.1. Provođenje simulacija modela *what-if* analizom

Plan	Scenariji vjetroparka		
	1	2	3
I	2.model (ulazni podaci: scenarij 1 proizvodnje i rezultati 1.modela iz scenarija 2)	1.model optimizacije (scenarij 2 za vjetropark)	2.model (ulazni podaci: scenarij 3 proizvodnje i rezultati 1.modela iz scenarija 2)
II	1.model (scenarij 1 za vjetropark)	2.model (ulazni podaci: scenarij 2 i rezultati 1.modela iz scenarija 1)	2.model (ulazni podaci: scenarij 3 i rezultati 1.modela iz scenarija 1)
III	2.model (ulazni podaci: scenarij 1 i rezultati 1.modela iz scenarija 3)	2.model (ulazni podaci: scenarij 2 i rezultati 1.modela iz scenarija 3)	1.model (scenarij 3 za vjetropark)

Prvi model podrazumijeva pronalazak optimalne ponude za vjetropark i crpno-akumulacijsku hidroelektranu. Za vjetropark se izračunava očekivana proizvodnja električne energije tijekom

sata t prema formuli (4-3) na osnovu pretpostavljenih vrijednosti diskretne razdiobe prikazane tablicom 4.2.

Tablica 4.2. Diskretna razdioba očekivane izlazne snage s pripadnim vjerojatnostima

sat	1					2				
VP	180	201	211	217	220	211	217	220	220	220
p	0,02	0,1	0,74	0,12	0,02	0,02	0,05	0,63	0,25	0,05
sat	3					4				
VP	217	220	220	220	220	220	220	220	220	220
p	0,02	0,05	0,73	0,15	0,05	0,05	0,15	0,6	0,15	0,05
sat	5					6				
VP	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
p	0,1	0,15	0,6	0,1	0,05	0,05	0,1	0,55	0,25	0,05
sat	7					8				
VP	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
p	0,05	0,25	0,55	0,1	0,05	0,05	0,25	0,5	0,15	0,05
sat	9					10				
VP	220	220	220	220	220	217	220	220	220	220
p	0,05	0,3	0,45	0,15	0,05	0,1	0,3	0,45	0,1	0,05
sat	11					12				
VP	211	220	220	220	220	180	217	220	220	220
p	0,1	0,15	0,45	0,25	0,05	0,1	0,25	0,4	0,2	0,05
sat	13					14				
VP	150	201	211	217	220	150	180	201	211	217
p	0,1	0,3	0,4	0,15	0,05	0,1	0,3	0,4	0,15	0,05
sat	15					16				
VP	150	180	201	211	217	150	180	201	211	217
p	0,15	0,2	0,3	0,2	0,15	0,15	0,3	0,4	0,1	0,05
sat	17					18				
VP	150	180	201	211	217	180	201	211	217	220
p	0,15	0,3	0,4	0,1	0,05	0,2	0,35	0,25	0,15	0,05
sat	19					20				
VP	150	180	201	211	217	150	180	201	211	217
p	0,3	0,35	0,2	0,1	0,05	0,45	0,4	0,08	0,05	0,02
sat	21					22				
VP	150	180	201	211	217	180	201	211	217	220
p	0,4	0,3	0,18	0,1	0,02	0,3	0,3	0,17	0,18	0,05
sat	23					24				
VP	180	201	211	217	220	201	211	217	220	220
p	0,18	0,25	0,2	0,2	0,17	0,22	0,23	0,25	0,2	0,1

Ulazni podaci za crpno-akumulacijsku hidroelektranu korišteni u modelu:

$$H_{inst} = 420 \text{ [MW]},$$

$$H_{min} = 280 \text{ [MW]},$$

$$Q_{inst} = 225 \text{ [SE]},$$

$$Q_{inst,p} = 170 \text{ [SE]},$$

$$Q_{min} = \frac{H_{min}}{\mu_1},$$

$$P_{max} = 420 \text{ [MW]},$$

$$P_{min} = 280 \text{ [MW]},$$

$$M_{g,max} = 6,47 * 10^6 \text{ [m}^3\text{]} = 1797 \text{ [SE]},$$

$$M_{d,max} = 44 * 10^6 \text{ [m}^3\text{]} = 12222 \text{ [SE]},$$

$$M_{g,poc} = 179 \text{ [SE]},$$

$$M_{d,poc} = 6111 \text{ [SE]},$$

$$V_t = 30 \text{ [SE]}.$$

Pretpostavljena cijena električne energije u satu t na tržištu jednaka je satnoj cijeni na tržištu dan unaprijed Hrvatske burze električne energije CROPEX za dan 27.08.2016. i prikazana je tablicom 4.3 [5].

Tablica 4.3. Očekivana cijena električne energije

Sat	Cijena [€/MWh]
1	37,50
2	35,75
3	32,20
4	27,90
5	26,30
6	23,40
7	24,90
8	35,60
9	38,30
10	40,10
11	40,40
12	41,90
13	39,10
14	40,15
15	36,80
16	37,85
17	39,30
18	41,60
19	42,60
20	45,20
21	49,40
22	44,65
23	40,30
24	35,40

Cijena dogovorena bilateralnim ugovorom postavljena je na 40 €/MWh za sve sate u danu, a ugovor D_t je postavljen na 0 MWh za sve sate. U modelu su se rezultati promatrali za 24 sata.

4.4.1. Provođenje plana I

Proizvodnja električne energije iz vjetroparka bitna je za optimizacijski postupak modela koji određuje zajedničku ponudu sustava na tržištu. Očekivane vrijednosti proizvodnje električne energije vjetroparka tijekom sata t dobivene su primjenom vrijednosti diskretne razdiobe iz tablice 4.2. u formuli (4-3) i prikazane su tablicom 4.4.

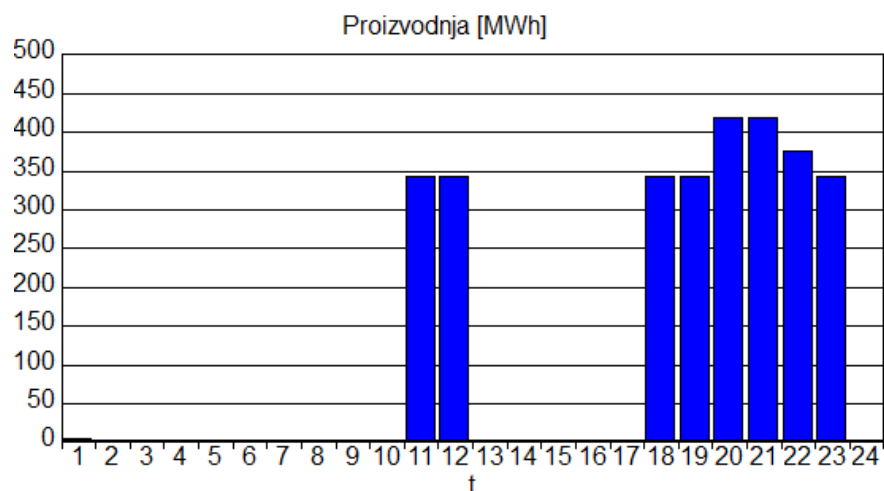
Tablica 4.4. Očekivana proizvodnja električne energije vjetroparka

Sat	Očekivana proizvodnja [MWh]
1	210,28
2	219,67
3	219,94
4	220,00
5	220,00
6	220,00
7	220,00
8	220,00
9	220,00
10	219,70
11	219,10
12	215,25
13	203,25
14	191,90
15	193,55
16	188,85
17	188,85
18	202,65
19	180,15
20	170,47
21	175,62
22	200,23
23	205,65
24	213,00

Rezultati prikazani tablicom predstavljaju scenarij 2 *what-if* analize te će se koristiti i u ostalim planovima. Proizvedena električna energija iz vjetroparka može se upotrijebiti za pokretanje crpki crpno-akumulacijske hidroelektrane u crpnom režimu rada ili se prodaje na tržištu. Ako je

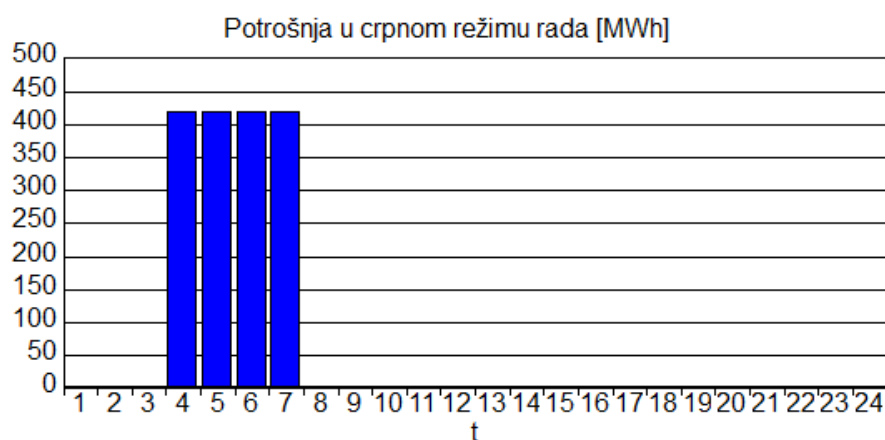
produkcija električne energije iz vjetroparka veća od one potrošene u crpnim stanicama hidroelektrane, ostatak električne energije se prodaje izravno na tržištu.

Rezultati optimizacijskog modela prikazuju proizvodnju električne energije crpno-akumulacijske hidroelektrane, potrošnju električne energije hidroelektrane, protok (pražnjenje), razine akumulacija, očekivanu zaradu, kao i očekivani profit proizvodnog sustava sačinjenog od vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane. Rezultati modela optimizacije za crpno-akumulacijsku hidroelektranu prema unesenim ulaznim parametrima prikazuju način rada hidroelektrane tijekom dana. Proizvodnja i potrošnja električne energije hidroelektrane prikazane su na Sl. 4.2. i Sl. 4.3.



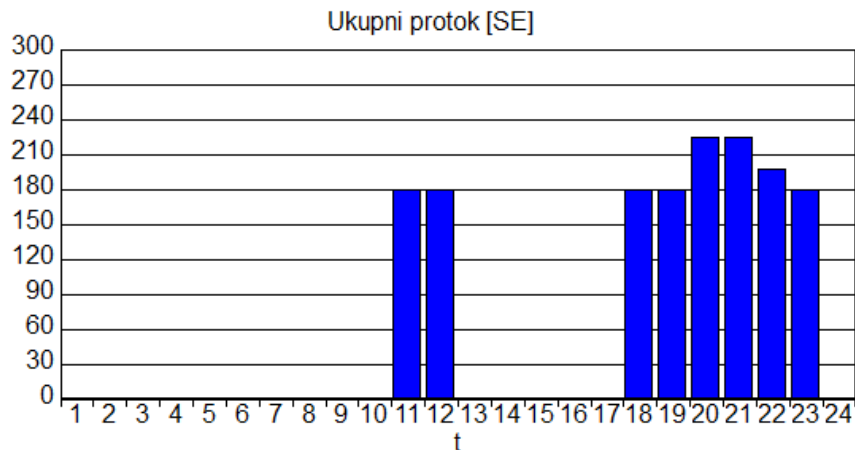
Sl. 4.2. Proizvodnja električne energije iz crpno-akumulacijske hidroelektrane tijekom 24 sata

Sa slike je vidljivo da u 11. i 12. satu te od 18. do 23. sata u danu, crpno-akumulacijska hidroelektrana radi u turbinskom režimu rada. U tim satima će se dati prodajna ponuda proizvodnog sustava na tržištu.



Sl.4.3. Potrošnja električne energije crpno-akumulacijske hidroelektrane tijekom 24 sata

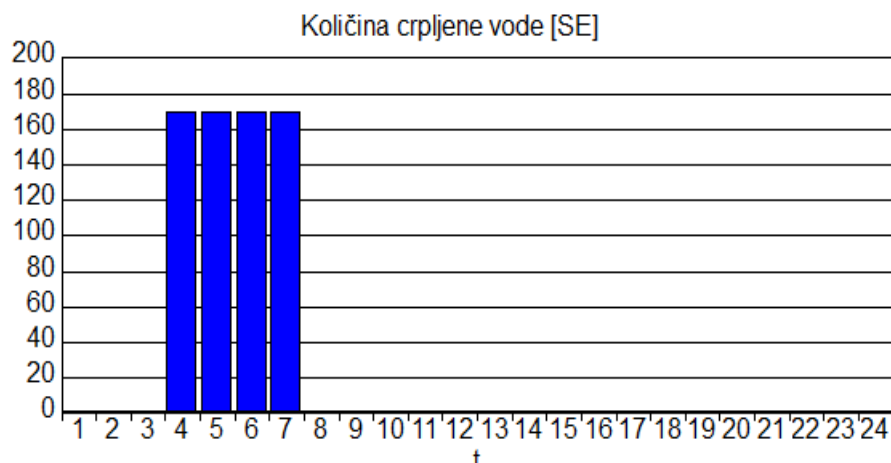
Na Sl.4.3. je vidljivo da crpno-akumulacijska hidroelektrana od četvrtog do sedmog sata troši električnu energiju za pogon crpki. Kako znamo kolika je proizvodnja električne energije iz vjetroparka tijekom tih sati, može se primijetiti kako će hidroelektrana morati kupiti ostatak na tržištu kako bi se nadomjestila potrebna energija u crpnom režimu rada hidroelektrane. Ukupni protok hidroelektrana prikazan je slikom 4.4., a količina crpljene vode slikom 4.5.



Sl.4.4. Ukupni protok tijekom 24 sata

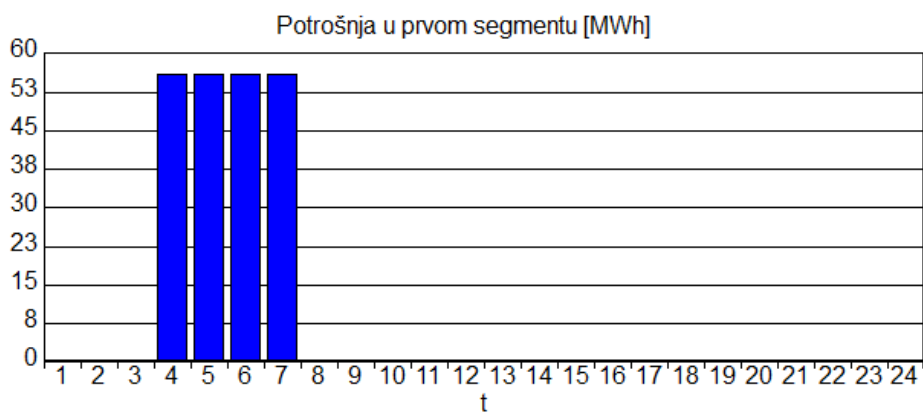
Primjećuje se kako je ukupni protok vezan s proizvodnjom električne energije u hidroelektrani.

U 11. satu pri protoku od 180 SE hidroelektrana proizvede 342,86 MWh.

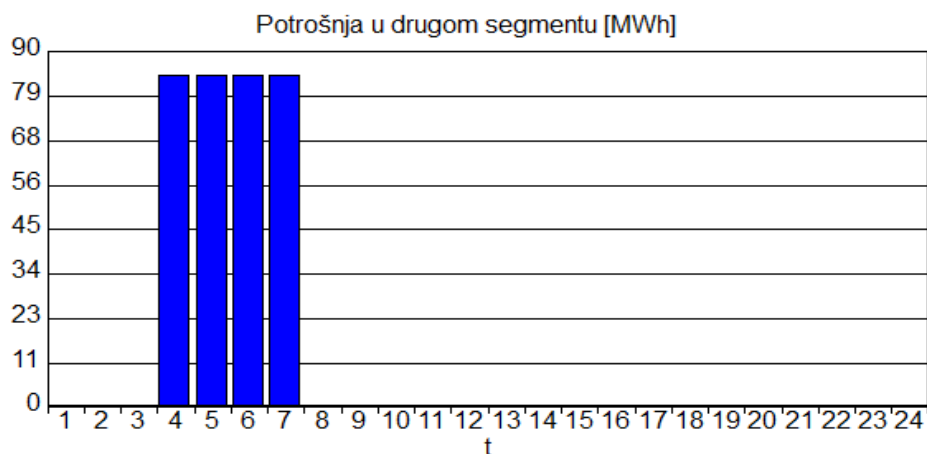


Sl.4.5. Količina crpljene vode tijekom 24 sata

Količinu crpljene vode možemo usporediti s potrošnjom električne energije hidroelektrane u crpnom režimu rada. Za 170 SE crpljene vode hidroelektrana potroši 420 MWh električne energije. Na Sl. 4.6. i Sl. 4.7. prikazane su potrošnje električne energije za prvi segment nakon tehničkog minimuma i drugi segment. Zbrojem potrošnje električne energije prvog segmenta nakon tehničkog minimuma i drugog segmenta sa tehničkim minimumom dobiva se potrošnja električne energije hidroelektrane prikazane slikom 4.3.

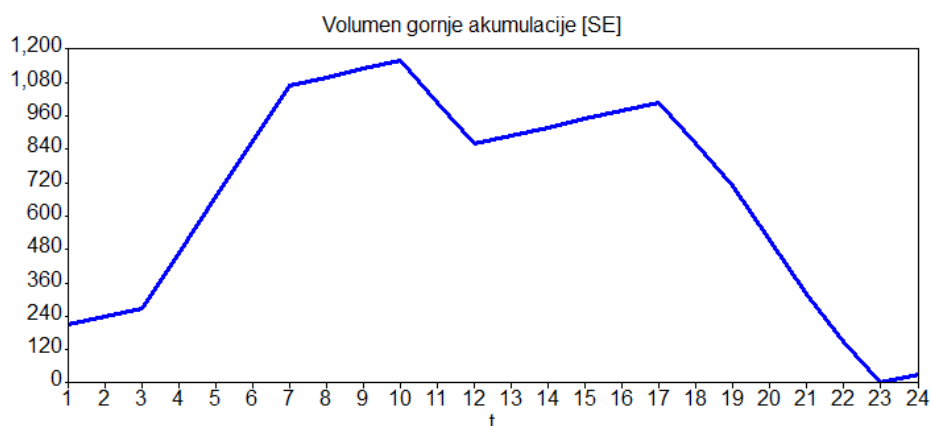


Sl.4.6. Potrošnja električne energije u prvom segmentu tijekom 24 sata



Sl.4.7. Potrošnja električne energije u drugom segmentu tijekom 24 sata

Volumen vode u gornjoj akumulaciji ovisit će o početnom volumenu, lokalnom dotoku u akumulaciju, pražnjenju i količini crpljene vode (Sl.4.8.).



Sl.4.8. Volumen vode u gornjoj akumulaciji tijekom 24 sata

U prvom satu volumen iznosi 209 SE, što označuje zbroj lokalnog dotoka i početnog volumena akumulacije, a u tom satu nema pražnjenja niti crpljenja vode. Do desetog sata uočava se povećanje volumena vode u gornjoj akumulaciji, dok se u 11. i 12. satu smanjuje volumen. Tada na volumen utječe pražnjenje kada se proizvodi električna energija. Nakon ponovnog povećanja

volumena vode između 12. i 18. sata, uočava se ponovno smanjenje volumena radi proizvodnje električne energije.

Optimizacijski postupak daje zajedničku ponudu sustava s ciljem maksimalne zarade na tržištu prema očekivanim cijenama za svaki sat te prema očekivanoj proizvodnji električne energije iz vjetroparka, a u obzir se uzima i bilateralni ugovor. Proizvodni sustav vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane je na tržištu sudjelovao prema tablici 4.5.

Tablica 4.5. Prodaja i kupnja proizvodnog sustava na tržištu

Sat [h]	Prodaja na tržištu [MWh]	Kupnja na tržištu [MWh]
1	210,28	0
2	219,67	0
3	219,94	0
4	0	200
5	0	200
6	0	200
7	0	200
8	220	0
9	220	0
10	219,70	0
11	561,957	0
12	558,107	0
13	203,25	0
14	191,90	0
15	193,55	0
16	188,85	0
17	188,85	0
18	545,507	0
19	523,00714	0
20	590,47	0
21	595,62	0
22	575,6586	0
23	548,507	0
24	213	0

Tijekom prva tri sata u danu proizvodnja električne energije iz vjetroparka se prodavala na tržištu. U crpnom režimu hidroelektrane proizvodnja iz vjetroparka nije bila dostatna te se od 4. do 7. sata u danu potreban ostatak kupovao na tržištu. U satima u kojima se električna energija proizvodila u hidroelektrani vidljivo je povećanje energije koja se prodavala na tržištu. Ukupna zarada od sudjelovanja na tržištu iznosi 267255 €. Kako je ugovor postavljen na 0 MWh/h, profit također iznosi 267255 €.

U drugom modelu se proizvodnja iz vjetroparka ne optimizira, nego se očekivana proizvodnja upisuje prema pretpostavljenim vrijednostima. Pretpostavljen je pesimističan scenarij kao 70% vrijednosti očekivane proizvodnje električne energije iz vjetroparka dobivene u prvom modelu (Tablica 4.4.), a predstavlja vrijednosti scenarija 1. Također je pretpostavljen i optimističan scenarij dobiven umnoškom vrijednosti očekivane proizvodnje iz vjetroparka (Tablica 4.4.) sa 1,3 i predstavlja vrijednosti scenarija 3. Scenariji su prikazani tablicom 4.6.

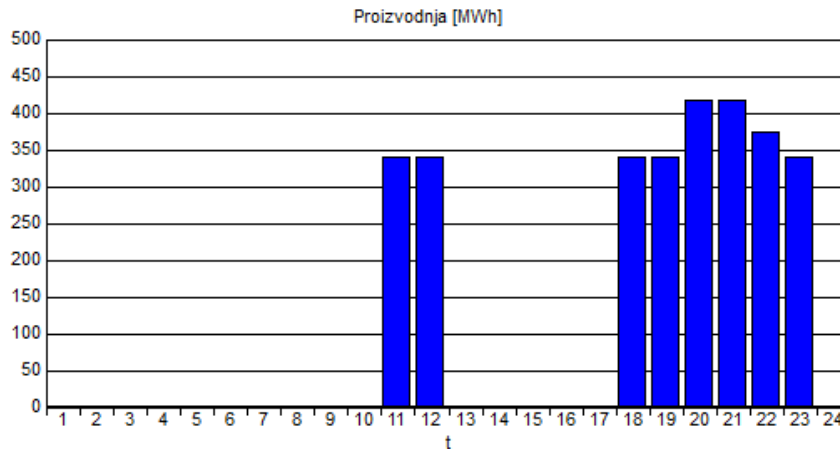
Tablica 4.6. Scenariji 1 i 3 proizvodnje električne energije iz vjetroparka

Sat	Scenarij 1 (Pesimistično)	Scenarij 3 (Optimistično)
1	147,196	273,364
2	153,769	285,571
3	153,958	285,922
4	154	286
5	154	286
6	154	286
7	154	286
8	154	286
9	154	286
10	153,79	285,61
11	153,37	284,83
12	150,675	279,825
13	142,275	264,225
14	134,33	249,47
15	135,485	251,615
16	132,195	245,505
17	132,195	245,505
18	141,855	263,445
19	126,105	234,195
20	119,329	221,611
21	122,934	228,306
22	140,161	260,299
23	143,955	267,345
24	149,1	276,9

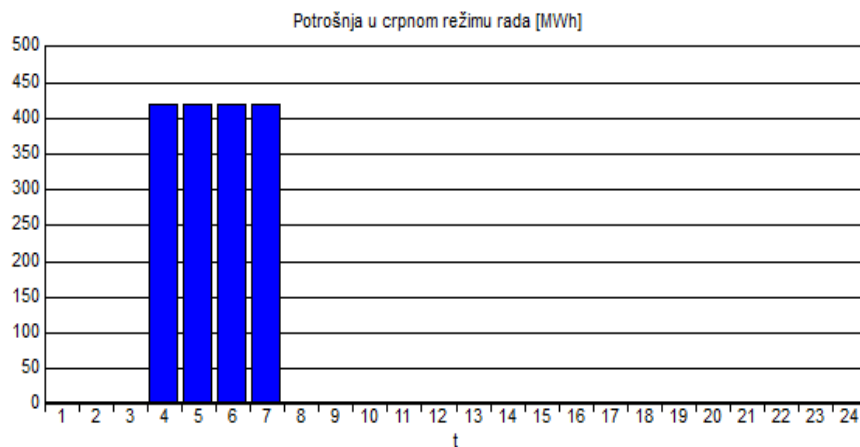
Očekivana proizvodnja iz vjetroparka (scenarij 1 ili scenarij 3) se u drugom modelu upisivala kao ulazni parametar. Ulazni parametri za hidroelektranu su ostali isti kao u prvom modelu. Vrijednosti prodaje i kupnje na tržištu dobivene u prvom modelu optimizacije su također korišteni kao ulazni podaci u drugom modelu. Cilj drugog modela je minimizacija stvarnih gubitaka i gubitka od onoga što se može zaraditi. Stvarni gubici nastaju radi dodatne energije koja je potrebna radi manjka proizvodnje, a gubici od onoga što se može zaraditi nastaju ako se stvori višak proizvodnje koji se mora prodati po manjoj cijeni u odnosu na onu koja se mogla

ostvariti na tržištu dan unaprijed. Gubici u modelu se računaju formulom (4-32), a Pen_+ iznosi 2 te $Pen_0,2$.

Za upisane prethodno opisane vrijednosti rezultati scenarija 1 plana I prikazani su sljedećim slikama.

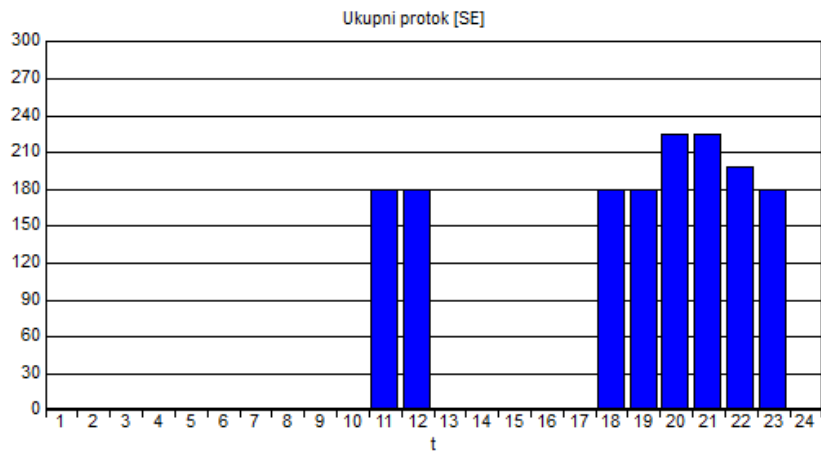


Sl.4.9. Proizvodnja električne energije iz crpno-akumulacijske hidroelektrane tijekom 24 sata



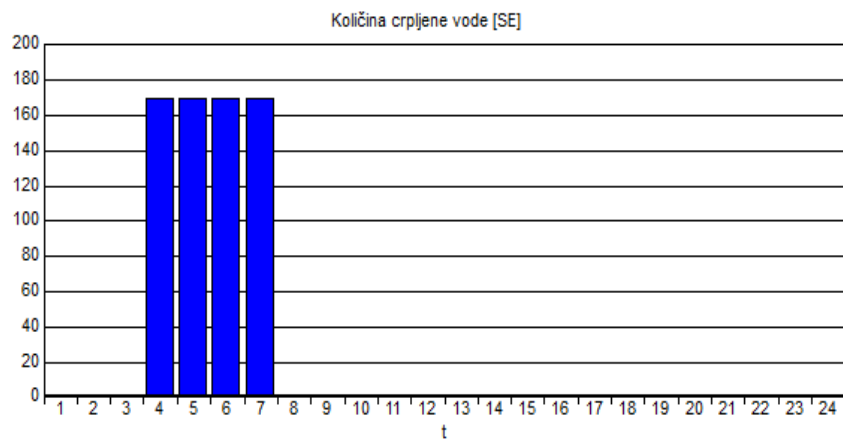
Sl.4.10. Potrošnja električne energije crpno-akumulacijske hidroelektrane tijekom 24 sata

Dobiveni rezultati proizvodnje i potrošnje prikazani grafički odgovaraju rezultatima dobivenim za scenarij 2. Hidroelektrana proizvodi električnu energiju u 11. i 12. te od 18. do 23. sata, dok je od 4. do 7. sata hidroelektrana u crpnom režimu rada.



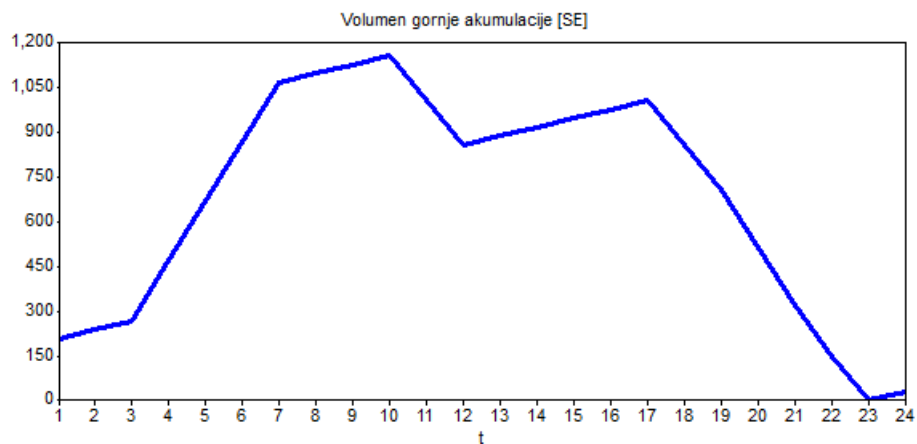
Sl.4.11. Protok tijekom 24 sata

Protok hidroelektrane prati proizvodnju električne energije, a količina crpljene vode prati potrošnju električne energije.



Sl.4.12. Količina crpljene vode tijekom 24 sata

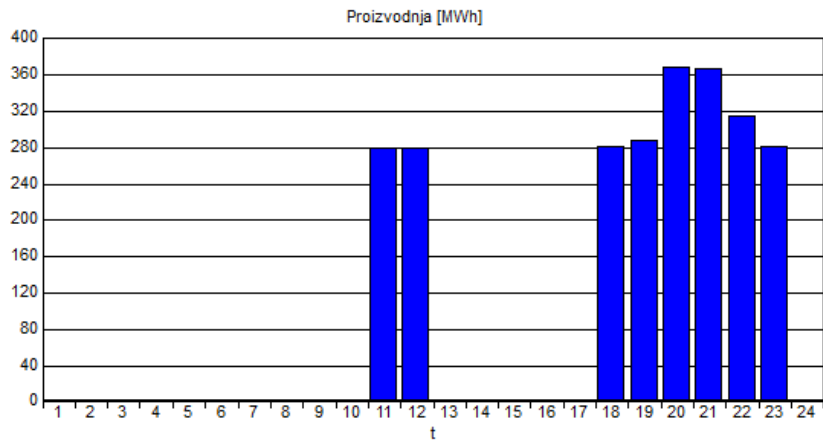
Sadržaj gornje akumulacije raste u crpnom režimu rada od 4. do 7. sata, dok u turbinskom režimu rada hidroelektrane opada (Sl.4.13.)



Sl.4.13. Volumen vode gornje akumulacije [SE]

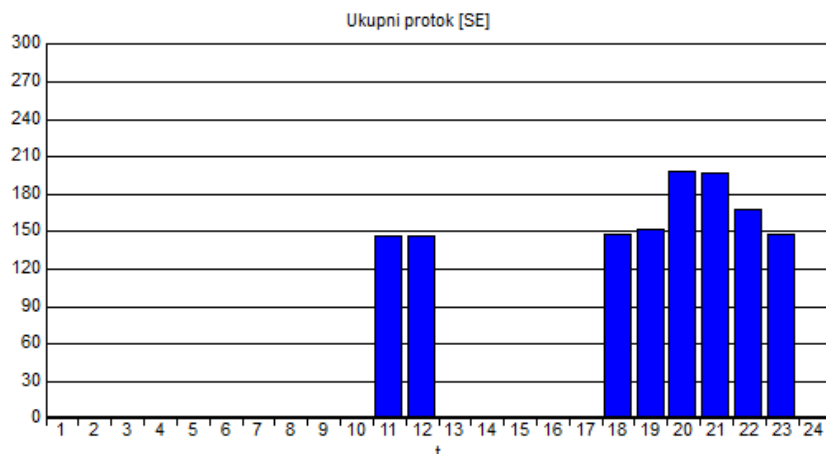
Zarada na tržištu scenarija 1 iznosi 267255 €. Gubici u ovom slučaju iznose 109744 €, a ukupni profit 157511 €.

Dobiveni rezultati scenarija 3 prikazani su grafički za proizvodnju i potrošnju električne energije.



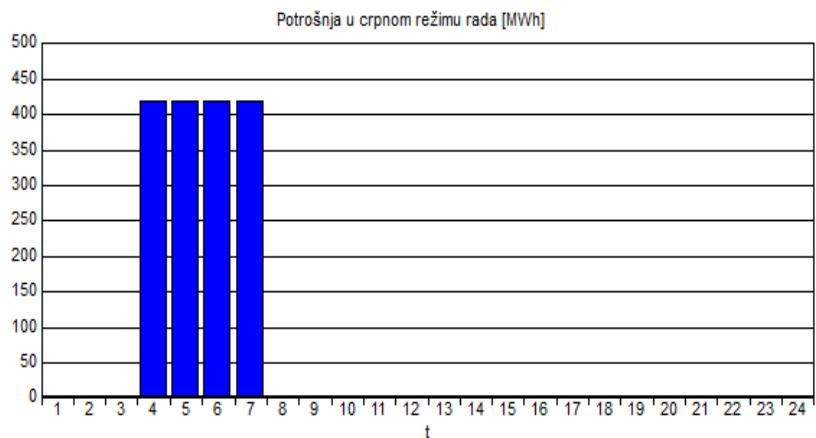
Sl. 4.14. Proizvodnja električne energije tijekom 24 sata

Proizvodnja prati pražnjenje vode iz gornje akumulacije prikazane slikom 4.15.



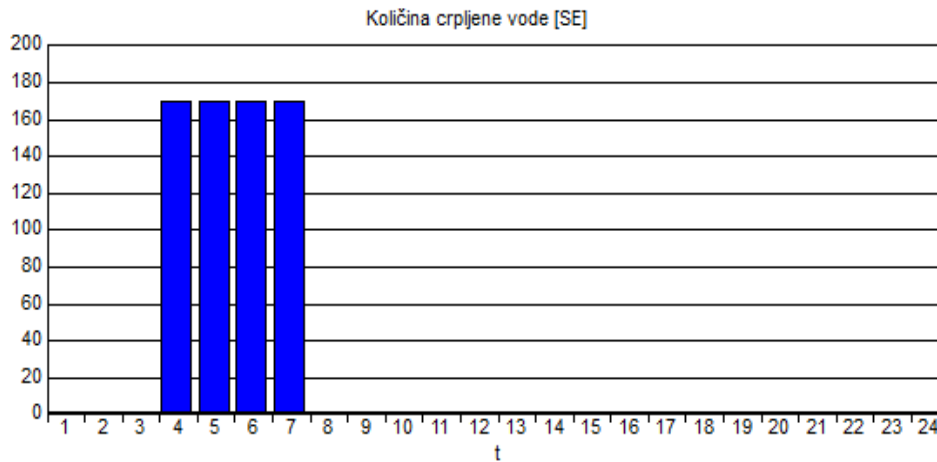
Sl.4.15. Protok tijekom 24 sata

Potrošnja električne energije prikazana je slikom 4.16.



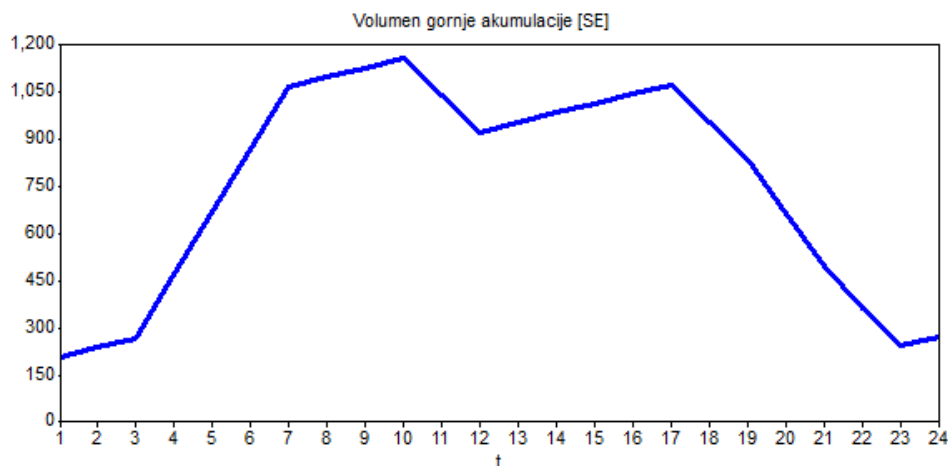
Sl.4.16. Potrošnja električne energije tijekom 24 sata

Prema slici 4.16. potrošnja energije u hidroelektrani obavlja se od 4. do 7. sata, kao i u prijašnjim scenarijima. Količina crpljene vode (Sl. 4.17.) prati potrošnju hidroelektrane.



Sl.4.17. Količina crpljene vode tijekom 24 sata

Volumen vode gornje akumulacije mijenja se prema načinu rada hidroelektrane (Sl.4.18.).



Sl.4.18. Volumen vode gornje akumulacije tijekom 24 sata

Razliku sadržaja gornje akumulacije u odnosu na scenarije 1 i 2 može se primijetiti u posljednjim satima dana. Radi pražnjenja vode u tim satima se primjećuje opadanje sadržaja gornje akumulacije, ali opadanje ne ide do 0 SE u 23. satu, kako je bilo u scenarijima 1 i 2.

Zarada na tržištu scenarija 3 iznosi 267255 €. Budući da je sustav proizveo višak električne energije, ostvaruje se dodatna zarada od 6957 €, što daje ukupnu zaradu od 274212 €.

4.4.2. Provođenje plana II

U drugom planu se u prvom modelu optimizacije koriste pesimistične vrijednosti očekivane proizvodnje električne energije iz vjetroparka (Scenarij 1). Rezultat sudjelovanja na tržištu pri primjeni vrijednosti scenarija 1 prikazan je u tablici 4.7.

Tablica 4.7. Prodaja i kupnja proizvodnog sustava na tržištu

Sat [h]	Prodaja na tržištu [MWh]	Kupnja na tržištu [MWh]
1	147,196	0
2	153,769	0
3	153,958	0
4	0	266
5	0	266
6	0	266
7	0	266
8	154	0
9	154	0
10	153,79	0
11	496,227	0
12	493,532	0
13	142,275	0
14	134,33	0
15	135,485	0
16	132,195	0
17	132,195	0
18	484,712	0
19	468,962	0
20	539,329	0
21	542,934	0
22	515,589	0
23	486,812	0
24	149,1	0

Zarada ostvarena na tržištu iznosi 212383 €, a kako se po ugovoru mora ostvariti ravnoteža od 0 MWh i profit iznosi 212383 €.

Očekivana proizvodnja iz vjetroparka je ulazni podatak u drugom modelu te za scenarij 2 unosimo vrijednosti iz tablice 4.4., a za scenarij 3 iz tablice 4.6. U drugom modelu dobivene vrijednosti prodaje i kupnje (Tablica 4.7.) unose se kao ulazni parametri te se računa profit za scenarij 2 i scenarij 3. Zarada na tržištu scenarija 2 je 212383 €, budući da je sustav proizveo višak električne energije, ostvaruje se dodatna zarada od 6957 €, što daje ukupnu zaradu od 219340 €. Zarada na tržištu scenarija 3 je također 212383 €, međutim, sustav je proizveo višak električne energije čime se ostvaruje dodatna zarada od 16531 €, što daje ukupnu zaradu od 228914 €.

4.4.3. Provođenje plana III

Treći plan za optimalni scenarij uzima scenarij 3. Optimistične vrijednosti očekivane proizvodnje iz vjetroparka se uzimaju kao optimalne u prvom modelu, a dobiveni rezultati sudjelovanja na tržištu prikazani su tablicom 4.8.

Tablica 4.8. Prodaja i kupnja proizvodnog sustava na tržištu

Sat [h]	Prodaja na tržištu [MWh]	Kupnja na tržištu [MWh]
1	273,364	0
2	285,571	0
3	285,922	0
4	0	134
5	0	134
6	0	134
7	0	134
8	286	0
9	286	0
10	285,61	0
11	627,687	0
12	622,682	0
13	264,225	0
14	249,47	0
15	251,615	0
16	245,505	0
17	245,505	0
18	606,302	0
19	577,052	0
20	641,611	0
21	648,306	0
22	635,727	0
23	610,202	0
24	276,9	0

Zarada ostvarena na tržištu, kao i profit iznose 322127 €.

Očekivana proizvodnja iz vjetroparka scenarija 1 i scenarija 2 se unosi kao ulazni parametar u drugom modela, kao i rezultati prodaje i kupnje na tržištu. Prema tome, dobiva se za scenarij 1 zarada od 322127 €, troškovi iznose 219489 € te ukupni profit iznosi 102638 €. Primjenom scenarija 2 ostvaruje se 322127 € zarade na tržištu, troškovi iznose 109744 €, a ukupni profit je 212383 €.

4.4.4. Određivanje optimalnog plana

What-if analizom se u radu pretpostavilo tri plana s mogućim scenarijima proizvodnje električne energije iz vjetroparka za koje se promatrao profit. Pristup rješenju nesigurnosti profita *what-if* analizom želi se naći plan proizvodnje električne energije iz vjetroparka koja omogućava najveći profit. Za svaki plan je izračunat profit svakog scenarija (Tablica 4.9.).

Tablica 4.9. Ostvareni profit primjenom modela optimizacije

Plan	Scenariji		
	1	2	3
I	Profit (2.model) 157511 €	Profit (1.model) 267255 €	Profit (2.model) 274212
II	Profit (1.model) 212383 €	Profit (2.model) 219340 €	Profit (2.model) 228914 €
III	Profit (2.model) 102638 €	Profit (2.model) 212383 €	Profit (1.model) 322127 €

Dobivene vrijednosti profita pomnožit će se s vjerojatnosti pojavljivanja scenarija. Ako je vjerojatnost pojavljivanja scenarija 1=0,2, scenarija 2 =0,5, a scenarija 3=0,3, ostvareni profit za scenarije prikazan je u tablici 4.10. Srednja vrijednost profita za svaki plan iznosi:

$$Plan I = 0,2 * Profit_{I,1} + 0,5 * Profit_{I,2} + 0,3 * Profit_{I,3} \quad (4-34)$$

$$Plan II = 0,2 * Profit_{II,1} + 0,5 * Profit_{II,2} + 0,3 * Profit_{II,3} \quad (4-35)$$

$$Plan III = 0,2 * Profit_{III,1} + 0,5 * Profit_{III,2} + 0,3 * Profit_{III,3} \quad (4-36)$$

gdje prvi indeks *Profita* označuje broj plana, a drugi broj scenarija.

Tablica 4.10. Ostvareni profit prema *what-if* analizi

Planovi	SREDNJA VRIJEDNOST
I	247 393,3 €
II	220 820,8 €
III	223 357,2 €

Uzevši u obzir sve pretpostavljene scenarije, Plan I ostvaruje najveći profit.

5. ZAKLJUČAK

Na tržištu električne energije tržišni sudionici dostavljaju ponude i potražnje proizvodnje koje u centraliziranom modelu uravnotežuje tržišni operator. U decentraliziranom modelu se trgovina obavlja bilateralnim ugovorima. Organizacija tržišta može se ostvariti i kombinacijom decentraliziranog i centraliziranog modela. Ako dođe do odstupanja proizvodnje ili potrošnje električne energije od one ugovorene, sudionici tržišta koji su uzrokovali neravnotežu moraju platiti penale.

Vjetroelektrane mogu također sudjelovati na tržištu, ali njihove ponude ovise o prognozi brzine puhanja vjetra, a samim time i prognozi proizvodnje električne energije za određeni sat. Kombiniranim radom vjetroelektrana i crpno-akumulacijske hidroelektrane smanjuje se vjerojatnost uzrokovanja neravnoteže te se smanjuju i troškovi za penale. Kombiniranim radom proizvedena električna energija iz vjetroparka može se iskoristiti u crpnom režimu rada hidroelektrane za pumpanje vode u gornju akumulaciju, a tada se akumulirana voda može prema željenom planu iskoristiti za proizvodnju. Zajedničkim radom vjetroelektrane i crpno-akumulacijske hidroelektrane želi se ostvariti cilj maksimalne zarade na tržištu.

U diplomskom radu izrađena su dva modela za određivanje optimalne ponude proizvodnog sustava vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane na tržištu električne energije. Modeli su izrađeni u AIMMS programu. Prvi model za cilj ima maksimizaciju zarade na tržištu te se kao rezultat dobiva zajednička ponuda proizvodnog sustava, ali i režim rada hidroelektrane. Također, odlučuje se hoće li se očekivana proizvodnja iz vjetroparka upotrijebiti za pokretanje pumpi u hidroelektrani ili se izravno prodati na tržištu, a u obzir se uzima i bilateralni ugovor.

U drugom modelu se na osnovu rezultata dobivenih u prvom modelu izračunava zarada s ciljem minimizacije troškova ako dođe do promjene proizvodnje iz vjetroparka. Optimalna zajednička ponuda dobiva se primjenom *what-if* analize za tri plana u kojima se u obzir uzimaju tri scenarija proizvodnje iz vjetroparka.

LITERATURA

- [1] S. Nikolovski, K. Fekete, G. Knežević, Z. Stanić, *Uvod u tržište električne energije*, udžbenik, Elektrotehnički fakultet Sveučilišta Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, 2010.
- [2] G. Knežević, Optimalna zajednička ponuda na tržištu električne energije za sustav hidroelektrana i vjetroelektrana, doktorski rad, 2013.
- [3] *Statistical review of world energy by BP, Renewable energy-2015 in review, Wind energy*, dostupno online: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/wind-energy.html> (pristupljeno: 25.06.2016.)
- [4] *Wind in power, 2015 European Statistics*, EWEA, 2016, dostupno online: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf> (pristupljeno: 25.06.2016.)
- [5] Cropex, Hrvatska burza električne energije, rezultati trgovanja, dostupno online: <http://www.cropex.hr/hr/trgovanje/rezultati-trgovanja.html> (pristupljeno: 28.08.2016.)

SAŽETAK

U diplomskom radu izrađena su dva modela za određivanje optimalne zajedničke ponude na tržištu električne energije za sustav koji se sastoji od vjetroparka i crpno-akumulacijske hidroelektrane. Prvi model za cilj ima maksimizaciju zarade. Rezultat prvog modela optimizacije je sudjelovanje na tržištu s obzirom na proizvodnju električne energije iz vjetroparka. Proizvodnja električne energije iz vjetroparka se iskorištava za pogon crpke u hidroelektrani ili se izravno prodaje na tržištu. Drugi model za cilj ima minimizaciju troškova ako dođe do promjene proizvodnje iz vjetroparka. Rezultat sudjelovanja na tržištu prvog modela koristi se kao ulazni podatak, a s obzirom na scenarij proizvodnje električne energije iz vjetroparka dobivaju se iznosi troškova i ukupnog profita. *What-if* analizom određuje se koji od predloženih planova daje optimalno rješenje.

Ključne riječi: optimalna zajednička ponuda, tržište električnom energijom, vjetropark, crpno-akumulacijska hidroelektrana, *what-if* analiza

ABSTRACT

The thesis developed two models to determine the optimal electricity market offer for a system consisting of wind farm and pumped storage hydro power plant. The aim of the first model is to maximize profits. The result of the first optimization models is the participation on the market with regard to production of electricity from the wind park. Electricity production from wind park is used for the pump in hydro power plant or directly sold on the market. The aim of the second model is minimization of costs if there is a change of production from a wind park. The result of participation on the market of the first model is used as input data, and considering the scenario of electricity produced from wind park are obtained amounts of costs and total profit. What-if analysis determined which of the proposed plans provides an optimal solution.

Key words: optimal offer, electricity market, wind farm, pumped storage hydro power plant, what-if analysis

Životopis

Ana Cimerman rođena je 10.10.1992. u Zagrebu u Hrvatskoj. Osnovnu školu završila je u Županji. Pohađala je Prirodoslovno-matematičku gimnaziju u Županji koju je završila 2011. godine. 2011. godine se upisala na preddiplomski studij na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku, a 2014. upisala je diplomski studij smjera elektroenergetika.

PRILOG

Tekstualni prikaz simulacije prvog modela optimizacije

```
Model Main_ModelOptimizacije {
  DeclarationSection Vjetroparkovi {
    Set PeriodDan {
      Index: t;
      Definition: data{1..24};
    }
    Parameter Vjerojatnost1 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter Vjerojatnost2 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter Vjerojatnost3 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter Vjerojatnost4 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter Vjerojatnost5 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaIzlaznaSnaga1 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaIzlaznaSnaga2 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaIzlaznaSnaga3 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaIzlaznaSnaga4 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaIzlaznaSnaga5 {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter OcekivanaProizvodnja1 {
      IndexDomain: t;
      Definition: Vjerojatnost1(t)*OcekivanaIzlaznaSnaga1(t);
    }
    Parameter OcekivanaProizvodnja2 {
      IndexDomain: t;
      Definition: Vjerojatnost2(t)*OcekivanaIzlaznaSnaga2(t);
    }
    Parameter OcekivanaProizvodnja3 {
      IndexDomain: t;
      Definition: Vjerojatnost3(t)*OcekivanaIzlaznaSnaga3(t);
    }
    Parameter OcekivanaProizvodnja4 {
      IndexDomain: t;
      Definition: Vjerojatnost4(t)*OcekivanaIzlaznaSnaga4(t);
    }
    Parameter OcekivanaProizvodnja5 {
      IndexDomain: t;
      Definition: Vjerojatnost5(t)*OcekivanaIzlaznaSnaga5(t);
    }
    Parameter KonacnaOcekivanaProizvodnja {
      IndexDomain: t;
      Definition:
1.3*(OcekivanaProizvodnja1(t)+OcekivanaProizvodnja2(t)+OcekivanaProizvodnja3(t)+OcekivanaProizvodnja4(t)+OcekivanaProizvodnja5(t));
      Comment: "Ocekivana proizvodnja iz VE tijekom 24 sata";
    }
  }
}
```

```

Variable VESrednjaVrijednostProizvodnje {
    Range: free;
    Definition: sum[t,KonacnaOcekivanaProizvodnja(t)];
}
MathematicalProgram MatVE {
    Objective: VESrednjaVrijednostProizvodnje;
    Direction: maximize;
    Constraints: AllConstraints;
    Variables: AllVariables;
    Type: Automatic;
}
}
DeclarationSection Hidroelektrana {
    Parameter PrviSatUDanu {
        IndexDomain: t;
        Range: binary;
        Comment: "Razdoblje promatranja je 24 sata.";
    }
    Parameter Qinst;
    Parameter Hinst;
    Parameter QinstPumpnirezim;
    Parameter Pmaksimalno;
    Parameter Hmin;
    Parameter Pmin;
    Parameter Mgornjegbazenapocetno;
    Parameter Mdonjegbazenapocetno;
    Parameter cijenaLamda {
        IndexDomain: t;
    }
    Parameter LokalniDotokV {
        IndexDomain: t;
    }
    Parameter KoeficijentMI1 {
        Definition: Hinst/(0.98*Qinst);
        Comment: "Ekvivalent proizvodnje";
    }
    Parameter KoeficijentMI2 {
        Definition: 0.9*KoeficijentMI1;
        Comment: "Ekvivalent proizvodnje za drugi segment.";
    }
    Parameter KoefCrpljVodeALFA1 {
        Definition: QinstPumpnirezim/(0.98*Pmaksimalno);
        Comment: "Ekvivalent crpljene vode hidroelektrane.";
    }
    Parameter KoefCrpljVodeALFA2 {
        Definition: 0.9*KoefCrpljVodeALFA1;
        Comment: "Ekvivalent crpljene vode hidroelektrane za drugi segment";
    }
    Parameter Qmin {
        Definition: Hmin/KoeficijentMI1;
        Comment: "Protok koji odgovara tehničkom minimumu.";
    }
    Parameter Qlogranicenje {
        Definition: 0.8*Qinst-Qmin;
    }
    Parameter Q2ogranicenje {
        Definition: 0.2*Qinst;
    }
    Parameter Plogranicenje {
        Definition: 0.8*Pmaksimalno-Pmin;
    }
    Parameter P2ogranicenje {
        Definition: 0.2*Pmaksimalno;
    }
    Parameter MgornjiMAX;
    Parameter MdonjiMAX;
    Parameter ugovorD {
        IndexDomain: t;
    }
}

```

```

}
Parameter ugovorenacijenabilateralnog {
    IndexDomain: t;
}
Parameter HmaxsB {
    IndexDomain: t;
    Definition: Hinst*b(t);
}
Parameter PmaxsB {
    IndexDomain: t;
    Definition: Pmaksimalno*bPump(t);
}
Parameter HminsB {
    IndexDomain: t;
    Definition: Hmin*b(t);
}
Parameter PminsB {
    IndexDomain: t;
    Definition: Pmin*bPump(t);
}
Variable ProizvodnjaH {
    IndexDomain: t;
    Range: [HminsB(t), HmaxsB(t)];
    Comment: "Proizvodnja električne energije iz hidroelektrane tijekom sata
t.";
}
Variable PotrosnjacrP {
    IndexDomain: t;
    Range: [PminsB(t), PmaxsB(t)];
    Comment: "Potrošnja električne energije hidroelektrane tijekom sata t.";
}
Variable Q1 {
    IndexDomain: t;
    Range: [0, Qlogranicenje];
    Comment: "Količina vode (pražnjenje) u prvom segmentu.";
}
Variable Q2 {
    IndexDomain: t;
    Range: [0, Q2ogranicenje];
    Comment: "Količina vode (pražnjenje) u drugom segmentu.";
}
Variable P1 {
    IndexDomain: t;
    Range: [0, Plogranicenje];
    Comment: "Potrošena el. energija u crpnom režimu rada u prvom segmentu.";
}
Variable P2 {
    IndexDomain: t;
    Range: [0, P2ogranicenje];
    Comment: "Potrošnjaelektrične energije u crpnom režimu rada u drugom
segmentu.";
}
Variable b {
    IndexDomain: t;
    Range: binary;
    Comment: "Binomna varijabla rada hidroelektrane.";
}
Variable bPump {
    IndexDomain: t;
    Range: binary;
    Comment: "Binomna varijabla rada crpke hidroelektrane.";
}
Variable Mgornji {
    IndexDomain: t;
    Range: [0, MgornjiMAX];
    Comment: "Volumen gornje akumulacije.";
}
Variable Mdonji {

```

```

    IndexDomain: t;
    Range: [0, MdonjiMAX];
    Comment: "Volumen donje akumulacije.";
}
Variable Ispusti {
    IndexDomain: t;
    Range: nonnegative;
}
Variable Prodajar {
    IndexDomain: t;
    Range: nonnegative;
    Comment: "Prodaja električne energije na tržištu tijekom sata t.";
}
Variable Kupnjap {
    IndexDomain: t;
    Range: nonnegative;
    Comment: "Kupnja električne energije na tržištu tijekom sata t.";
}
Variable UkupniProtokQ {
    IndexDomain: t;
    Range: free;
    Comment: "Protok hidroelektrane tijekom sata t.";
}
Variable Qpum {
    IndexDomain: t;
    Range: free;
    Comment: "Količina crpljene vode hidroelektrane tijekom sata t.";
}
Constraint ogranicenjeUgovorom {
    IndexDomain: t;
    Definition: ProizvodnjaH(t) -
PotrosnjaucrP(t) + KonacnaOcekivanaProizvodnja(t) + Kupnjap(t) - Prodajar(t) = ugovorD(t);
}
Constraint OgranicenjeProizvodnjeH {
    IndexDomain: t;
    Definition:
ProizvodnjaH(t) = Hmin * b(t) + Q1(t) * KoeficijentMI1 + Q2(t) * KoeficijentMI2;
}
Constraint Q {
    IndexDomain: t;
    Definition: UkupniProtokQ(t) = (Hmin / KoeficijentMI1) * b(t) + Q1(t) + Q2(t);
}
Constraint P {
    IndexDomain: t;
    Definition: PotrosnjaucrP(t) = Pmin * bPump(t) + P1(t) + P2(t);
}
Constraint Qpump {
    IndexDomain: t;
    Definition:
Qpum(t) = Pmin * KoefCrpljVodeALFA1 * bPump(t) + P1(t) * KoefCrpljVodeALFA1 + P2(t) * KoefCrpljVodeA
LFA2;
}
Constraint GornjiBazen {
    IndexDomain: t;
    Definition: {
        if (PrviSatUDanu(t) = 1) then
        (
            Mgornji(t) = Mgornjegbazenapocetno -
UkupniProtokQ(t) + LokalniDotokV(t) + Qpum(t)
        ) else
        (
            Mgornji(t) = Mgornji(t-1) - UkupniProtokQ(t) + LokalniDotokV(t) + Qpum(t)
        ) endif;
    }
    Comment: "Izračun volumena gornje akumulacije za prvi sat i za ostale sate
u danu.";
}
Constraint DonjiBazen {

```

```

    IndexDomain: t;
    Definition: {
        if (PrviSatUDanu(t)=1) then
        (
            Mdonji(t)=Mdonjegbazenapocetno+UkupniProtokQ(t)-Qpum(t)-IspustI(t)
        ) else
        (
            Mdonji(t)=Mdonji(t-1)+UkupniProtokQ(t)-Qpum(t)-IspustI(t)
        ) endif;
    }
    Comment: "Izračun volumena donje akumulacije za prvi sat i za ostale sate
u danu.";
}
Constraint ogranicenjeB {
    IndexDomain: t;
    Definition: b(t)+bPump(t)<=1;
    Comment: "Hidroelektrana ne može istovremeno raditi u turbinskom i crpnom
režimu rada.";
}
Variable zaradaNaTRZISTU {
    Range: free;
    Definition: sum[t, cijenaLamda(t)*(Prodajar(t)-Kupnjap(t))];
}
Variable profit {
    Range: free;
    Definition: zaradaNaTRZISTU+ZaradapoUgovoru;
}
Variable ZaradapoUgovoru {
    Range: free;
    Definition: sum[t, ugovorenacijenabilateralnog(t)*ugovorD(t)];
}
MathematicalProgram Optimizacijamodela {
    Objective: zaradaNaTRZISTU;
    Direction: maximize;
    Constraints: AllConstraints;
    Variables: AllVariables;
    Type: Automatic;
}
}
}
Procedure MainInitialization {
    Comment: "Add initialization statements here that do NOT require any library
being initialized already.";
}
Procedure PostMainInitialization {
    Comment: {
        "Add initialization statements here that require that the libraries are
already initialized properly,
or add statements that require the Data Management module to be
initialized."
    }
}
}
Procedure MainExecution {
    Body: {
        solve Optimizacijamodela;
    }
}
}
Procedure PreMainTermination {
    Body: {
        return DataManagementExit();
    }
    Comment: {
        "Add termination statements here that require all libraries to be still
alive.
Return 1 if you allow the termination sequence to continue.
Return 0 if you want to cancel the termination sequence."
    }
}
}
}
Procedure MainTermination {

```

```
Body: {
    return 1;
}
Comment: {
    "Add termination statements here that do not require all libraries to be
still alive.
    Return 1 to allow the termination sequence to continue.
    Return 0 if you want to cancel the termination sequence.
    It is recommended to only use the procedure PreMainTermination to cancel
the termination sequence and let this procedure always return 1."
}
}
}
```

Elektronička verzija diplomskog rada