



Mr. sc. Davor Bajš  
Energetski institut Hrvoje Požar  
dbajs@eihp.hr  
Mr. sc. Goran Majstrović  
Energetski institut Hrvoje Požar  
gmajstro@eihp.hr

Dr. sc. Mislav Majstrović  
Energetski institut Hrvoje Požar  
mislav@fesb.hr

## PROBLEMATIKA PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNIH MREŽA U OTVORENOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

### SAŽETAK

Planiranje razvoja prijenosnih mreža u uvjetima otvorenog tržišta električne energije znatno se razlikuje od planiranja razvoja prijenosnih mreža unutar vertikalno integriranih poduzeća. Osnovna razlika proizlazi iz drugačije uloge prijenosnih mreža koje moraju podržavati i omogućavati sve tržišne aktivnosti proizvođača, opskrbljivača i trgovaca električnom energijom, uz očuvanje zadovoljavajuće sigurnosti pogona. Unutar otvorenog tržišta električne energije dolazi do pojave niza nesigurnosti koje utječu na planiranje razvoja prijenosnih mreža, te uvode značajne rizike kod donošenja odluka o investicijama u razvoj mreža.

U referatu se opisuje problematika planiranja razvoja prijenosnih mreža danas i stanje po tom pitanju u Republici Hrvatskoj, te se daju osnovne smjernice koje bi po pitanju planiranja trebalo provesti u odgovarajućim institucijama.

**Ključne riječi:** Planiranje razvoja, prijenosna mreža, otvoreno tržište električne energije

## TRANSMISSION NETWORK PLANNING IN AN OPEN ELECTRICITY MARKET

### SUMMARY

Transmission network planning in an open electricity market environment is quite different than network planning inside vertically integrated companies. The main difference is caused by different role of transmission networks which have to support and allow all market activities of producers, suppliers and traders, with satisfactory operational security. Due to an open electricity market many uncertainties appear, influential to transmission network planning, thus introducing significant investments decision making risk.

This paper presents the problem of transmission network planning today and situation in Croatia concerning this issue. Basic directions for planning activities are suggested.

**Key words:** Development planning, transmission network, open electricity market

### 1. UVODNO

Prijenosne mreže unutar otvorenog tržišta električne energije moraju osiguravati efikasno tržište, odnosno omogućiti zadovoljavajuću razinu konkurentnosti između proizvodnih, opskrbnih i trgovačkih subjekata na tržištu, uz željenu sigurnost pogona. Na prijenosne se mreže postavljaju različiti zahtjevi od

različitih tržišnih subjekata koji ih koriste. Proizvođači, opskrbljivači i trgovci električnom energijom nastoje vršiti tržišne aktivnosti preko prijenosnih mreža bez ikakvih ograničenja i uz što manju naknadu za korištenje mreže, a s druge strane Operatori sustava moraju očuvati sigurnost pogona prijenosnih mreža, a da pritom što manje ograničavaju tržišne aktivnosti. Budući da prijenosna mreža mora biti dostupna svim sudionicima tržišta pod jednakim uvjetima, iste su podvrgnute određenom stupnju regulacije. Nadležna regulatorna tijela među ostalim imaju zadatak odobravanja planova razvoja prijenosnih mreža i potrebnih financijskih naknada u tu svrhu.

Bitna posljedica otvaranja tržišta električnom energijom na postupak planiranja razvoja prijenosne mreže je uvođenje čitavog niza različitih nesigurnosti. Neke od njih se komentiraju u nastavku referata.

U referatu je opisan problem planiranja razvoja prijenosne mreže u novim okolnostima, navode se razlike u planiranju prijenosne mreže unutar vertikalno integriranih kompanija te planiranja unutar tržišnog okruženja, te se predlažu osnovne aktivnosti koje po pitanju planiranja razvoja prijenosne mreže treba poduzeti u RH. Ovaj referat nastao je kao svojevrsna kompilacija radova koje su autori posljednjih nekoliko godina objavili na zadanu temu [1-13], a namjera mu je da potakne kvalitetnu raspravu o planiranju prijenosne mreže pod nadležnošću HEP OPS-a koja je do sad na žalost izostala.

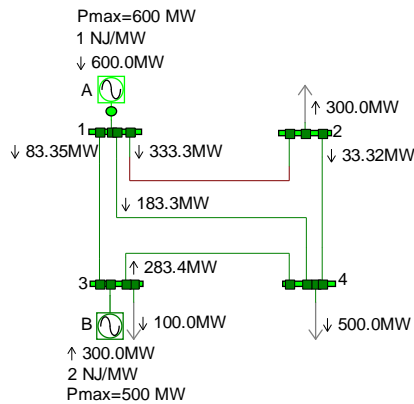
## **2. PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNIH MREŽA UNUTAR VERTIKALNO INTEGRIRANIH KOMPANIJA I UNUTAR OTVORENOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Unutar vertikalno integriranih kompanija planiranje razvoja prijenosne mreže svodilo se na određivanje takve konfiguracije mreže koja će uz minimalne troškove razvoja i održavanja zadovoljavati postavljena tehnička ograničenja i omogućiti ekonomičan angažman elektrana. Planiranje razvoja mreže vršilo se s obzirom na definirani plan izgradnje novih elektrana i prognozirano vršno opterećenje sustava. Nesigurnosti u navedenim veličinama modelirale su se, ukoliko su se uopće uzimale u obzir, formiranjem više scenarija s obzirom na proizvodnju i potrošnju električne energije. Planiranje razvoja mreže vršilo se simulacijama rada sustava na računalo i determinističkim ispitivanjima ili matematičko-optimizacijskim postupcima. Bez obzira na primijenjene metode planiranja bitna odlika planiranja je bilo vrlo ograničeno uzimanje u obzir nesigurnosti koje su provedene investicije mogle dugoročno činiti potpuno neisplativim, no ekonomskim kriterijima planiranja i pridruženim rizicima nije se poklanjalo previše pažnje. U matematičko-optimizacijskom ili determinističko-simulacijskom problemu planiranja razvoja mreže vektori injekcija snage u čvorove i ponora snage u čvorovima unaprijed su poznati što u tržišnom okruženju više neće biti ispravna postavka. Nesigurnosti vezane za proizvodnju odnose se na lokacije i snage novih elektrana, vrstu goriva, troškove goriva (proizvodnje), poslovnoj strategiji vlasnika elektrana u svezi ponuda na tržištu, angažman elektrana u sustavu, hidrologiju i dr. Nesigurnosti vezane za opterećenja čvorova proizlaze iz tradicionalne nesigurnosti planiranja porasta potrošnje električne energije, ali i iz cjenovne elastičnosti potrošnje, odnosno nepoznate reakcije potrošača na trenutne cijene električne energije (moguće je pretpostaviti da će potrošači na visoke cijene reagirati smanjenjem potrošnje).

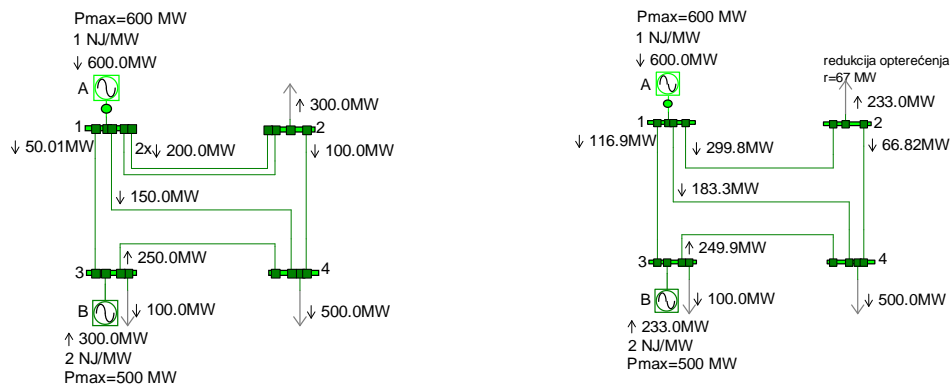
Da bi ilustrirali problematiku planiranja razvoja prijenosne mreže u otvorenom tržištu električnom energijom i nepovoljnost primjene optimizacijskih algoritama ili determinističkih metoda u takvim uvjetima poslužimo se slijedećim primjerom [1]. Slika 1 prikazuje jednostavnu mrežu s dva generatora, tri tereta i pet vodova. Generator A maksimalne snage 600 MW ima trošak proizvodnje 1 novčanu jedinicu/MW (NJ/MW). Generator B maksimalne snage 500 MW ima trošak proizvodnje 2 NJ/MW. Vodovi između čvorova 1-2, 1-3, 2-4 i 3-4 imaju istu impedanciju. Vod između čvorova 1-4 ima dva puta veću impedanciju. Maksimalno dozvoljeno opterećenje svih vodova iznosi 300 MW. Tereti u situaciji vršnog opterećenja raspoređeni su u čvorovima 2 (300 MW), 3 (100 MW) i 4 (500 MW). Promatramo situaciju kada su sve grane raspoložive i radi pojednostavljenja ne uzimamo u obzir kriterij sigurnosti ( $n-1$ ). Ukoliko bi promotrili tokove snaga mrežom primijetili bi da dolazi do preopterećenja grane 1-2 pri angažmanu elektrana prema rastućim troškovima proizvodnje (traži se minimum ukupnih troškova proizvodnje), pa je istu nužno pojačati. Optimizacijski algoritam uputio bi nas na pojačanje mreže između čvorova 1 i 2 (slika 2a) ukoliko je faktor kojim se penalizira redukcija potrošnje dovoljno mali (u suprotnom došlo bi do redukcije potrošnje u čvoru 2 za 67 MW a mreža se ne bi pojačavala - slika 2b). Pri tom smo pretpostavili da je između čvorova 1 i 2 moguće izgraditi maksimalno jednu novu granu iste duljine te materijala i presjeka vodiča (ista impedancija) kao i na postojećem vodu. Preopterećenje u razmatranoj situaciji moguće je otkloniti i izgradnjom novog voda između čvorova 1 i 4, ali bi ga bilo koji optimizacijski algoritam odbacio budući da potencijalno pojačanje između 1-4 ima dva puta veći investicijski trošak nego pojačanje 1-2.

Ukoliko nadležan subjekt za pogon sustava (vertikalno integrirana kompanija) ocjeni da je neprihvatljivo u razmatranoj situaciji vršiti redukciju opterećenja, odlučit će se za investiciju u novi vod između čvorova 1-2 (daljnjim razmatranjima uvidjeli bi da preraspodjelom angažmana elektrana, a time i većim troškovima proizvodnje, nije moguće otkloniti preopterećenje voda 1-2). Bitno je napomenuti da,

ukoliko preopterećenje u razmatranoj situaciji nastaje samo kada dođe do ispada jedne grane sustava (kao da imamo dva voda između 1-2 te promatramo n-1 kriterij sigurnosti), subjekt koji donosi odluku o investiranju u pojačanje mreže najčešće zanemaruje vjerojatnost ispada kritične grane i vrijeme trajanja vršnog ili visokog opterećenja tijekom kojih može doći do preopterećenja u mreži. Ukoliko bi i to uzeo u obzir, te ukoliko bi primijenio ekonomski kriterij planiranja umjesto čisto tehničkog kriterija sigurnosti (n-1), planeri bi morali promatrati godišnje krivulje trajanja opterećenja, te stohastički modelirati uklopno stanje mreže preko očekivane raspoloživosti grana.



Slika 1. konfiguracija i tokovi snaga na test modelu mreže



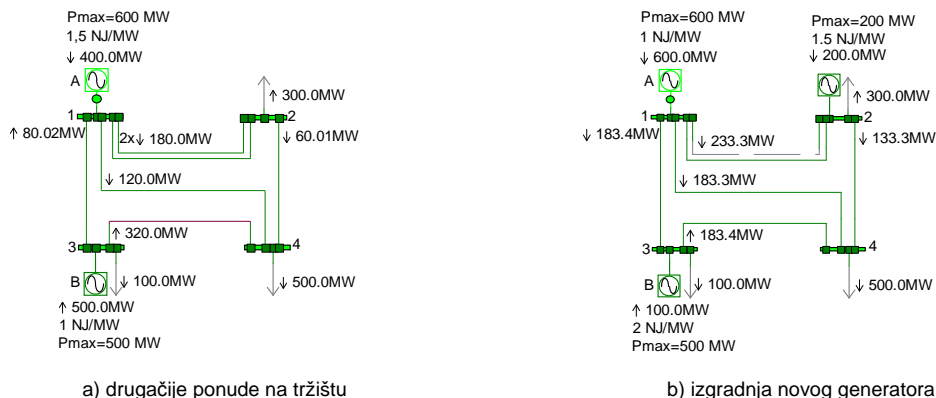
a) faktor penalizacije redukcije potrošnje mali

b) faktor penalizacije redukcije potrošnje velik

Slika 2. rezultati karakterističnog optimizacijskog algoritma planiranja ovisno o penalizaciji redukcije potrošnje

Zamislimo sada da se čitava situacija događa unutar otvorenog tržišta električnom energijom. Generatori A i B su samostalne profitne kompanije koje se natječu na tržištu, a svoje ponude šalju operatoru tržišta koji ih razvrstava prema minimumu troškova proizvodnje i plan angažmana elektrana proslijeđuje operatoru sustava koji brine za pogon i sigurnost. Potrošači električne energije reaguju na visoke cijene tako da smanjuju svoju potrošnju (visoka cjenovna elastičnost). Operator sustava je zadužen za planiranje razvoja prijenosne mreže i ustanovljava da mu se prethodno opisana situacija (preopterećenje grane 1-2) događa u srednjoročnom razdoblju ukoliko se ostvare predviđene stope porasta potrošnje koje rezultiraju opterećenjima prema slici 1, ukoliko potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije (elastičnost jednaka nuli), te ukoliko proizvođači zadrže iste troškove proizvodnje (cijene goriva se ne mijenjaju, ista poslovna strategija). Uz takve pretpostavke operator sustava planira isto pojačanje mreže kao i u prethodnom primjeru (slika 2a), dobiva suglasnost regulatorne agencije te pokreće investiciju u izgradnju novog voda. Radi investicije u novi vod regulatorna agencija odobrava povećanje naknade za prijenos električne energije uvažavajući visinu investicije i dozvoljenu stopu povrata kapitala. Odluka o investiranju u novi vod može biti pogrešna radi nesigurnosti koje se javljaju u postupku planiranja što ćemo ilustrirati slijedećim primjerima. Novi vod 1-2 je izgrađen i u pogonu. Pretpostavimo da se u budućem promatranom trenutku točno ostvarilo predviđeno maksimalno opterećenje sustava te da potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije. Zamislimo da su

proizvođači električne energije (generatori A i B) promijenili poslovnu politiku te da sada generator A nudi proizvodnju po cijeni 1,5 NJ/MW a generator B po 1 NJ/MW. Operator tržišta će napraviti raspored angažmana po kojem je generator B angažiran s 500 MW a generator A s 400 MW (slika 3a). U razmatranoj situaciji dolazi do preopterećenja voda 3-4 koji u sagledavanjima operatora sustava nije bio ugrožen. Da je uzeo u obzir nesigurnost vezanu za angažman elektrana operator sustava bi odlučio da mrežu pojača između čvorova 3 i 4, a ne 1 i 2. Zamislimo dalje situaciju u kojoj su ponude postojećih generatora ostale iste, ali je na mrežu priključen novi generator C u čvoru 2 (slika 3b), maksimalne snage 200 MW uz nizak trošak proizvodnje. U takvoj situaciji niti jedna grana mreže nije preopterećena, ali je novi vod 1-2 suvišan (bez njega također nema preopterećenja, zanemarujemo kriterij sigurnosti).



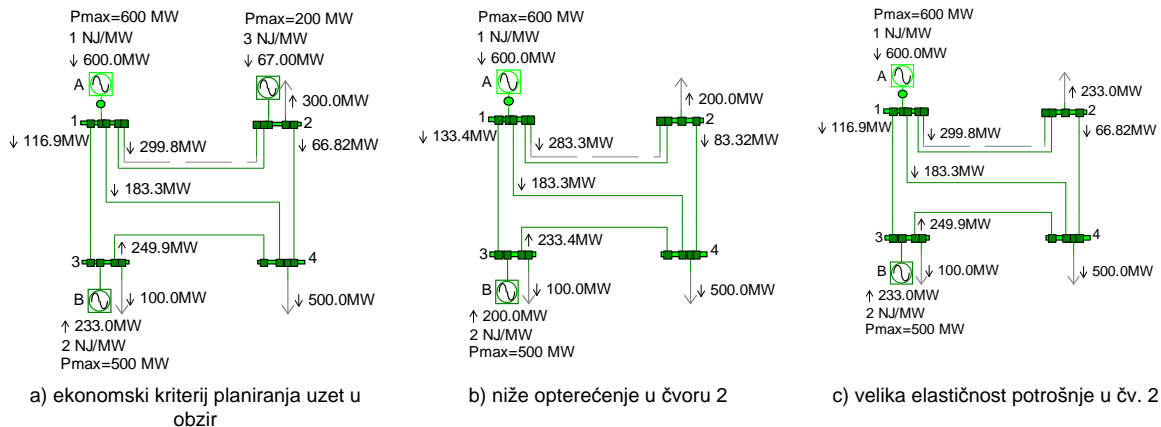
Slika 3. primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja

Ukoliko novi generator C ima najveći trošak proizvodnje, a novi vod 1-2 nije izgrađen, operator sustava preopterećenje voda 1-2 može rješavati preraspodjelom angažmana elektrana kako je to naznačeno na slici 4a. Radi angažiranja skupog generatora C dolazi do povećanih troškova proizvodnje (razliku troškova proizvodnje nakon redispečiranja i troškova inicijalne proizvodnje nazivamo troškovima zagušenja), ali se opterećenja svih grana mogu održati unutar dozvoljenih granica bez investiranja u pojačanja mreže. Navedeno vrijedi ukoliko operator sustava uzima u obzir ekonomske kriterije planiranja i ukoliko je godišnji trošak zagušenja manji od anuiteta investicije u novi vod. Napomenimo da u promatranoj situaciji generator C ima znatnu tržišnu moć što znači da tržište nije ekonomski efikasno. Ukoliko se primjenjuje metoda poštanske marke u određivanju naknada za prijenos (svi plaćaju istu naknadu bez obzira na lokaciju), razmatrana situacija u budućnosti neće biti vidljiva potencijalnom investitoru u izgradnju elektrane, pa će on možda odabrati neku drugu lokaciju za njenu izgradnju (među ostalim i čvor 1 čime će izazvati dodatna zagušenja mreže i uzrokovati potrebu njenih daljnjih pojačanja). Ako se naknada za prijenos određuje prema lokaciji u mreži (lokacijske marginalne cijene), investitor će dobiti jasan signal da mu se priključak na mrežu u čvoru 2 može isplatiti jer mu pruža mogućnost angažiranja po većoj cijeni radi otklanjanja zagušenja u mreži. Promotrimo dalje situaciju koja pokazuje pogrešku u donošenju odluke o investiranju radi nesigurnosti opterećenja (visina opterećenja i cjenovna elastičnost potrošnje). Neka je ostvarena niža stopa porasta potrošnje (opterećenja) u čvoru 2. Opterećenje čvora 2 neka iznosi 200 MW u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava (planirano opterećenje je 300 MW). Situaciju u mreži tada prikazuje slika 4b. U mreži neće doći do nikakvih preopterećenja pri angažmanu elektrana prema rastućim ponudama pa je novi vod 1-2 suvišan. U idućoj zamišljenoj situaciji neka opterećenje čvora 3 bude 300 MW, ali uz visoku cjenovnu elastičnost potrošnje. Radi nastanka zagušenja u mreži nužno je angažirati druge generatore (nisu prikazani na slikama) ili kupiti električnu energiju po visokoj cijeni iz udaljenijih sustava. Cijena električne energije u tom trenutku značajno raste, a potrošači koji se napajaju preko čvora 2 reagiraju na visoke cijene tako da smanjuju potrošnju. Smanjeno opterećenje dovodi do normalnog stanja mreže i situacija se stabilizira a da novi vod 1-2 nije sagrađen (slika 4c). Razmatrano stanje rezultira istim prilikama u mreži kao na slici 2b, ali bez ikakvih troškova neisporučene električne energije (dakle i nezadovoljstva potrošača ili pričinjene štete potrošačima) budući da su oni sami smanjili potrošnju reagirajući na tržišnu cijenu električne energije.

Iz prethodnih primjera možemo jasno zaključiti nekoliko bitnih stvari vezanih za planiranje razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima:

- planiranje razvoja treba provoditi uzimajući u obzir nesigurnosti koje se javljaju u budućnosti,
- tradicionalni matematičko-optimizacijski postupci i deterministički modeli nisu primjereni za planiranje u tržišnim uvjetima (bez značajnijih nadopuna),

- svaka odluka o investiranju u mrežu nosi određeni rizik, pa je bitno definirati stupanj prihvatljivosti rizika i provoditi analize rizika,
- odluke o investiranju značajno ovise o primijenjenim kriterijima planiranja, koje je potrebno definirati ovisno o strateškom pogledu na ulogu prijenosne mreže unutar tržišta električnom energijom,
- imajući u vidu nužnost uključivanja nesigurnosti u planiranje, potrebu analize rizika i nužnost ekonomskog sagledavanja razvoja mreže vidljiva je jasna prednost probabilističkih metoda planiranja u odnosu na dosadašnje uglavnom primjenjivane postupke determinističke analize ili matematičke optimizacije,
- razvoj prijenosne mreže unutar tržišnog okruženja poželjno je poticati uvođenjem tržišnih signala prvenstveno preko naknada za prijenos (prednost uvođenja naknada za korištenje mreže po lokacijama ili zonama u odnosu na metodu poštanske marke u dovoljno velikim sustavima).



Slika 4. primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja, primijenjenih kriterija planiranja i nesigurnosti u potrošnji (visina opterećenja, elastičnost potrošnje)

### 3. TRENUTNO STANJE VEZANO ZA PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U REPUBLICI HRVATSKOJ

Unazad nekoliko godina izrađeno je više studija i tehničkih izvještaja koje su se bavile metodologijom planiranja razvoja te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže, te primjenama te metodologije na prijenosnu mrežu pod nadležnošću HEP OPS-a [9-13]. Rezultati svih istraživanja objavljeni su u domaćim časopisima i na domaćim i stranim konferencijama [1-8]. Kvalitetna rasprava o provedenim istraživanjima, predloženoj metodologiji i kriterijima, rezultatima i primjeni na planiranje razvoja i rekonstrukcija prijenosne mreže, na žalost su izostala. Za potrebe tadašnjeg Vijeća za regulaciju energetske djelatnosti izrađena je studija [11] na temelju koje je bilo zamišljeno izraditi pravilnik o planiranju mreže, no ista nije nikada recenzirana niti se o njoj raspravljalo. Istovremeno je HEP-Prijenos (sada HEP OPS) izradio trogodišnje odnosno petogodišnje planove razvoja mreže za razdoblje 2003. – 2007. koji se u većoj ili manjoj mjeri primjenjuju, no više kao izuzetak nego kao pravilo. Nužno je spomenuti da navedeni planovi nisu izrađeni prema jasnim kriterijima pa se nisu mogle opravdati pojedine investicije sadržane unutar planova. U međuvremenu su usvojena mrežna pravila koja šturo tretiraju problematiku planiranja razvoja prijenosne mreže. HERA trenutno priprema metodologiju za izračun mrežarina koja treba uključivati naknadu za planiranje razvoja te zamjene i rekonstrukcija prijenosne mreže. Prema zakonu o tržištu električne energije razvoj mreže financira se iz mrežarina (članak 21, stavak 1 i 4) , što implicira niz vrlo ozbiljnih aktivnosti koje treba u budućnosti provesti. Autori smatraju da je nužno učiniti slijedeće po planiranju razvoja te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže:

- nadležne institucije (HEP OPS, HERA) trebaju definirati jasne i jednoznačne kriterije za planiranje razvoja prijenosne mreže,
- kriteriji za planiranje razvoja trebaju biti značajnije zasnovani na ekonomskoj logici, odnosno u planove razvoja trebaju biti uključene samo one investicije čija je ekonomska opravdanost neupitna,
- treba provesti širu stručnu raspravu o predloženim kriterijima i metodologiji planiranja,
- po izradi gore navedenog, treba objaviti kriterije i metodologiju u formi pravilnika koji će obvezivati HEP OPS da izrađuje planove, a HERU da ih opravdava i prihvaća na osnovu propisanog,
- veću pažnju treba posvetiti potrebama za zamjene i rekonstrukcije prijenosne mreže imajući u vidu činjenicu da se velik broj objekata mreže nalazi na kraju, ili je premašilo očekivanu životnu dob,

- u skladu s gornjim, potrebno je definirati jasne i jednoznačne kriterije i metodologiju za izradu planova za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnoj mreži,
- novčana sredstva potrebna za ostvarenje planova zamjena i rekonstrukcija također treba uključiti u mrežarinu,
- postupak planiranja mreže treba biti transparentan, a rezultirajući planovi javni i objavljeni na internetu sa svim tehničkim i ekonomskim parametrima projekata,
- prije izrada planova razvoja treba službeno odrediti i usvojiti strategiju dugoročnog razvoja prijenosne mreže, te izraditi plan dugoročnog razvoja mreže,
- zbog niza nesigurnosti u planiranju kratkoročne planove razvoja prijenosne mreže treba izrađivati i ažurirati svake godine, a u nešto duljem razmaku treba izrađivati i srednjoročne i dugoročne planove razvoja mreže.

#### 4. ZAKLJUČAK

Planiranje razvoja prijenosne mreže važna je aktivnost ne samo radi dugoročnog očuvanja sigurnosti EES, već i radi omogućavanja funkcioniranja djelotvornog tržišta električne energije. Tržišni odnosi uvode u postupak planiranja niz nesigurnosti koje na odgovarajući način treba pri planiranju tretirati. S time je povezan i znatno povećani rizik od isplativosti investicija u prijenosnu mrežu unutar otvorenog tržišta električne energije.

Radi ispunjavanja zakonske obaveze HEP OPS, subjekt nadležan za planiranje razvoja prijenosne mreže, mora izrađivati trogodišnje planove razvoja koje odobrava regulatorna agencija. U cilju izrade što kvalitetnijih planova razvoja nadležne institucije trebaju propisati pravila o planiranju razvoja koja će uključivati kriterije i metodologiju planiranja. Takav pristup omogućava bržu, kvalitetniju i jednostavniju izradu planova razvoja, te njihovo odobravanje i uključivanje opravdanih investicija u naknadu za prijenos električne energije. Posebnu pažnju također treba posvetiti problematici zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže radi njene visoke starosti.

#### 5. LITERATURA

- [1] Bajš D., Majstrović M., Majstrović G.: „Planiranje razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima (probabilistički pristup)“, Energija br. 5, listopad 2004., Zagreb
- [2] Bajš D., Majstrović M., Majstrović G.: „Probabilistički pristup kratkoročnom planiranju razvoja prijenosne mreže HEP-a“, Energija br. 5, listopad 2004., Zagreb
- [3] Bajš D.: „Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže zasnovana na ekonomskim i tehničkim kriterijima“, Energija, 2001.
- [4] Bajš D., Majstrović G., Majstrović M., Dizdarević N.: „Kriteriji i metodologija planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže“, Šesti simpozij o sustavu vođenja EES, HK CIGRE, Cavtat, 07.-10. studenoga 2004.
- [5] Majstrović M., Bajš D., Majstrović G.: „Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom“, 6. savj. HK CIGRE, Cavtat, 09.-13. 11. 2003.
- [6] Radmilović B., Bajš D., Majstrović G., Majstrović M.: „Mogući razvoj 220 i 400 kV superponirane mreže Hrvatske do 2030. godine“, Šesto savjetovanje HK CIGRE, Cavtat, 09.-13. studenoga 2003.
- [7] Bajš D., Majstrovic G., Majstrovic M.: „Transmission investments in an open electricity market“, IASTED EURO PES conference: Power and energy systems, Rhodes, Greece, June 28-30, 2004
- [8] Bajš D., Majstrovic M., Majstrovic G.: „New procedure for transmission network planning in Croatia“, IASTED EURO PES conference, Marbella, Spain, September 03-05, 2003,
- [9] Bajš D., "Dugoročno i kratkoročno planiranje prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede - II dio (razvoj mreže u razdoblju 2010. - 2020. godine)", studija, EIHP, svibanj 2005.
- [10] Bajš D., Majstrović G., Majstrović M., "Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom", EIHP, studija, Zagreb, Hrvatska, rujan 2002.
- [11] Bajš D., "Kriteriji i metodologija planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže", EIHP, studija, Zagreb, Hrvatska, listopad 2004. (pripremljeno za VRED)
- [12] Bajš D., Dizdarević N.: "Dugoročno i kratkoročno planiranje prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede (razvoj prijenosne mreže do 2010. godine) I dio", studija, EIHP, Zagreb, 03. 2003.
- [13] Bajš D., Dizdarević N.: "Određivanje prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i opreme u transformatorskim stanicama s obzirom na njihovu ulogu u prijenosnoj mreži (I dio: nadzemni vodovi i kabeli)", studija, EIHP, Zagreb, veljača 2006.