

Dr. sc. Mislav Majstrovic, dipl. ing
Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing
Mr. sc. Goran Majstrovic, dipl. ing
Energetski institut "Hrvoje Pozar", Zagreb

METODOLOGIJA I KRITERIJI ZA PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U UVJETIMA OTVORENOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM

SAŽETAK

Otvaranjem tržišta električne energije sa svim popratnim posljedicama (restrukturiranje elektroprivrednih tvrtki, razdvajanje djelatnosti, privatizacija, promjena zakonodavstva, formiranje operatora sustava i tržišta, regulacija energetskog sektora) bitno su se promijenili uvjeti za planiranje razvoja prijenosne mreže. Uloga prijenosne mreže je sada u funkciji osiguravanja efikasnog tržišta električne energije, odnosno postizanja zadovoljavajuće razine konkurentnosti između proizvodnih subjekata na tržištu, te pružanja mogućnosti svim potrošačima (u perspektivi) da sami biraju svog dobavljača električne energije. U članku se opisuje problem planiranja razvoja prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta, te se definiraju kriteriji i metodologija planiranja primjerena novim okolnostima.

Ključne riječi: tržište električne energije, planiranje razvoja prijenosne mreže, kriteriji, metodologija

TRANSMISSION NETWORK PLANNING CRITERIA AND METHODOLOGY IN AN OPEN ELECTRICITY MARKET ENVIRONMENT

ABSTRACT

Transmission network planning conditions have been significantly changed with an electricity market opening. Transmission network has a task to ensure an efficient electricity market, to support competitiveness between producers, and to give possibility to all consumers to choose their own supplier without any limitations. This paper describes the problem of transmission network planning under new circumstances, and proposes criteria and methodology for planning in Croatia.

Key words: open electricity market, transmission network planning, criteria, methodology

1. UVOD

Sveobuhvatni proces opće globalizacije zahvatio je i elektroenergetski sektor. U Europskoj uniji instrumenti njene primjene su između ostalog i Direktive za električnu energiju, koje su izazvale brz i cjelovit preustroj energetskog gospodarstva u smislu demonopolizacije energetskog tržišta i uvođenja konkurencije u cilju stvaranja povoljnijih uvjeta za krajnje potrošače. Deregulirani elektroenergetski sustav s aspekta prijenosne mreže unosi mnoštvo promjena. Dodatne nesigurnosti koje unosi tržište s aspekta izgradnje novih proizvodnih objekata u elektroenergetskom sustavu, novi način financiranja izgradnje i revitalizacije objekata prijenosne mreže, tržišne transakcije i cijene električne energije, odrazit će se prije svega na način vođenja, planiranja i izgradnje prijenosne mreže, koja mora svima biti dostupna pod jednakim uvjetima.

Osim drugačije uloge prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električne energije, uvođenja niza nesigurnosti u postupak planiranja razvoja prijenosne mreže, može se očekivati i izraženija nedostupnost svih potrebnih podataka za planiranje budući da će se ti podaci nalaziti kod većeg broja sudionika na tržištu (proizvođači, trgovci, kupci i dr.), a ne više u jednoj vertikalno integriranoj kompaniji.

Zbog svega navedenog, a imajući u vidu činjenicu da je tržište električne energije u Hrvatskoj u početnoj fazi formiranja, s perspektivom postizanja pune funkcionalnosti unutar nekoliko slijedećih godina, nužno je usavršiti kriterije i metodologiju planiranja razvoja prijenosne mreže, te je prilagoditi tržišnim (odnosno pseudotržišnim kod regulirane djelatnosti prijenosa) načelima prema kojima će prijenosna mreža funkcionirati.

2. UTJECAJ OTVARANJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA POSTUPAK PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

Otvaranje tržišta električne energije ima značajan utjecaj na postupak(e) planiranja razvoja prijenosne mreže. Konfiguracija mreže u budućnosti bit će određena postupkom planiranja prijenosne mreže, ovisno o ulaznim podacima (proizvodnja, potrošnja, opterećenja, razmjene) i primijenjenim kriterijima planiranja (dosadašnja praksa je primjena kriterija n-1). Ulazni podaci o proizvodnji odnose se na lokacije i snage novih izvora, te njihov angažman u ispitivanim pogonskim stanjima ovisan o hidrologiji i troškovima proizvodnje. Ulazni podaci o opterećenju sastoje se od predviđenih vršnih opterećenja EES za razmatrane vremenske presjeke, raspoređenim na pojedina čvorišta prijenosne mreže prema određenoj metodologiji. Ulazni podaci o razmjenama električne energije uglavnom su rezultat dugoročnih ugovora o uvozu/izvozu energije (snage) ili određenih predviđanja ovisno o raspoloživim kapacitetima u promatranom sustavu, te njemu susjednim sustavima.

Odlučujući utjecaj na kvalitetu planiranja prijenosne mreže ima točnost ulaznih podataka koji se koriste pri planiranju. Ovisno o točnosti predviđanja lokacija, snaga i angažmana novih proizvodnih postrojenja, porasta potrošnje (opterećenja) i razmjena sa susjednim sustavima, planirana konfiguracija mreže može biti i predimenzionirana, odnosno poddimenzionirana. Budući da svako predviđanje podrazumijeva određenu dozu nesigurnosti, planovi razvoja prijenosne mreže nose sa sobom određenu manju ili veću pogrešku. Budući da se uvođenjem tržišta električne energije povećava nesigurnost ulaznih podataka s kojima planer računa, ili dio njih čak postaje nedostupan planeru, jasno je da će i prijenosna mreža planirana na tradicionalan način biti udaljenija od optimalne konfiguracije, a ta pogreška će biti veća što je razdoblje planiranja veće.

Uvođenjem tržišta električne energije nastoji se poticati konkurencija između proizvođača koja bi u konačnici dovela do ekonomski i društveno prihvatljivih cijena električne energije, te se pruža prilika svim potrošačima (kao najliberalniji pristup kojemu većina zemalja teži) da sami izabiru svog dobavljača. Posljedica toga je reorganizacija elektrosektora, razdvajanje proizvodnje, prijenosa, distribucije i opskrbe koji su u vertikalno integriranim kompanijama bili ujedinjeni, te uvođenje određenog oblika regulacije prvenstveno nad prirodnim monopolima u koje spada i prijenosna mreža. Takva nova organizacija znači da će planiranje prijenosne mreže biti otežano u odnosu na dosadašnje stanje zbog:

- nesigurnosti u cijeni električne energije (cijenu će određivati tržište i biti će je teško predvidjeti, dok će istovremeno o njoj ovisiti ulazak i izlazak iz pogona proizvodnih postrojenja, te reakcije potrošača),
- nesigurnosti u naknadama za prijenos i oblicima regulacije prijenosne djelatnosti (Vijeće za regulaciju i Ministarstvo gospodarstva će određivati naknade za prijenos u koje će biti uključeni i troškovi izgradnje mreže, te davati dozvole priključka novih proizvođača ili potrošača na mrežu),
- nesigurnosti u budućem funkcioniranju i financiranju novih interkonektivnih vodova (njihova izgradnja će ovisiti o funkcioniranju tržišta električne energije i cijenama u različitim zonama, a osim operatora prijenosne mreže i subjekta za prijenos njih će vjerojatno graditi i privatni kapital),
- nesigurnosti u razvoju i organizaciji tržišta električne energije (nisu unaprijed poznate organizacione, strukturalne i ostale karakteristike tržišta električne energije unutar kojega će funkcionirati i hrvatski EES).

Cijena električne energije formirana na tržišnim principima snažno će utjecati na podatke o proizvodnji potrebne za planiranje prijenosne mreže. Predviđanje lokacija i snaga novih proizvodnih postrojenja bit će u snažnoj ovisnosti o tržišnoj cijeni električne energije, a također o njoj će ovisiti i izlazak iz pogona postojećih proizvodnih postrojenja koja neće biti konkurentna na tržištu. Angažman elektrana također će ovisiti o cijeni električne energije budući da će se od vlasnika proizvodnih postrojenja voditi takva poslovna politika koja će im osiguravati maksimalan profit. Očekuje se da će u uvjetima otvorenog tržišta električne energije biti otežan pristup svim podacima o proizvodnim postrojenjima nužnim za planiranje razvoja prijenosne mreže (broj, veličina, snaga, raspoloživost,

parametri generatora i blok transformatora), budući da će se vlasnici tih postrojenja nastojati zaštititi od konkurencije.

Izuzev tradicionalno nesigurnih procjena porasta potrošnje (opterećenja) u budućnosti, otvaranjem tržišta električne energije uvodi se i dodatna nesigurnost izražena kroz nepoznatu reakciju potrošača na trenutnu cijenu električne energije određenu tržištem. Logično je pretpostaviti da će na visoku trenutnu cijenu električne energije na tržištu potrošači odgovoriti smanjenjem potrošnje i obratno, ali nije poznato koliko će to utjecati na veličine potrebne u postupku planiranja prijenosne mreže (vršno opterećenje, minimalno opterećenje, godišnja krivulja trajanja opterećenja).

Otvaranjem tržišta električne energije dolazi do drugačije uloge interkonektivnih vodova u odnosu na dosadašnju (mogućnosti razmjene el. energije između nacionalnih sustava, smanjenje rotirajuće rezerve, smanjene potrebe izgradnje novih proizvodnih postrojenja i dr.). Tokovi snaga interkonektivnim vodovima prvenstveno će biti određeni cijenom električne energije u zonama koje povezuju, pa ukoliko je razlika u cijeni veća mogu se očekivati i veća opterećenja interkonektivnih vodova budući da će potrošači iz zone s višom cijenom nastojati dobiti električnu energiju iz zone(a) s nižom cijenom. Promjenom tokova snaga interkonektivnim vodovima koje je teško predvidjeti, dolazi i do promjene opterećenja pojedinih internih mreža što može dovesti do pogonskih stanja koja pri planiranju razvoja interne mreže nisu uzimana u obzir. Očito je da će pri planiranju prijenosne mreže puno više pažnje trebati posvetiti modeliranju susjednih sustava, a modeli će morati obuhvatiti znatno šira područja nego dosad. To nužno zahtijeva potrebu međusobnog usklađivanja planova između različitih operatora prijenosne mreže, pa čak i izradu zajedničkih planova razvoja prijenosne mreže izvan okvira jednog nacionalnog prostora.

Oblici regulacije prijenosne i općenito elektroenergetske djelatnosti uvode nove nesigurnosti koje će utjecati na planiranje prijenosne mreže. To se prije svega odnosi na politiku neke zemlje prema obnovljivim izvorima električne energije kroz razne subvencije, porezne olakšice ili slično, zatim kroz naknade za prijenos koje će određivati odgovarajuće regulacijsko tijelo (kod nas Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti), a iz kojih bi se trebao financirati i razvoj mreže, te kroz odobrenja priključaka na mrežu novih subjekata iz djelatnosti proizvodnje i potrošnje električne energije koji mogu znatnije utjecati na potrebnu izgradnju mreže.

3. PLANIRANJE PRIJENOSNE MREŽE U UVJETIMA NESIGURNOSTI

Otvaranje tržišta električnom energijom donosi više međusobno povezanih nesigurnosti u postupak planiranja prijenosne mreže. Te nesigurnosti se prije svega odnose na:

- nesigurnost proizvodnih kapaciteta,
- nesigurnost opterećenja,
- ograničenja prijenosne mreže.

3.1. Nesigurnost proizvodnih kapaciteta

Ulaskom privatnog kapitala, odnosno nezavisnih proizvođača električne energije, u proces izgradnje proizvodnih postrojenja značajno su se promijenili odnosi ne samo u proizvodnoj djelatnosti, nego u EES-u općenito. Otvaranjem tržišta strategije o razvoju proizvodne djelatnosti vertikalno organiziranih elektroprivrednih tvrtki i njihova usklađenost sa strategijom razvoja prijenosne mreže gube na značaju. Svaki sudionik na tržištu zasebno teži maksimiziranju vlastitog profita. Međutim, poznato je da sam proces izgradnje proizvodnih objekata traje po nekoliko godina, ovisno o tipu objekta. Kroz to razdoblje moguće su bitne promjene na lokalnom tržištu električne energije. Također, velika ulaganja u proizvodni objekt iziskuju dugoročno razdoblje za povrat uloženi sredstava. Promjene na tržištu mogu značajno utjecati i na duljinu tog roka. Stoga veliku ulogu u izgradnji svakog proizvodnog objekta ima postupak planiranja. U postupak planiranja ulazi se s određenom nesigurnošću o načinu razvoja prijenosne mreže potrebne za evakuaciju snage iz elektrane prema zahtjevima tržišta, kao i o porastu opterećenja. Navedene dvije nesigurnosti su ovisne o mnoštvu čimbenika: razvoju cjelokupnog društva, gospodarstva, financijskih tokova, okruženju itd., kao i o mnogim nepredvidljivim ili malo vjerojatnim događajima. Uzimajući u obzir sve navedene polazne pretpostavke očito da je postupak planiranja prijenosne mreže iznimno bitan u potrebnim vremenskim razmacima, te da su nužni jasni i nedvosmisleni kriteriji i metodologija razvoja prijenosne mreže u novim, tržišnim uvjetima.

Zbog svih navedenih nesigurnosti dosadašnja praksa u Europi je pokazala da većina novoizgrađenih proizvođača na tržištu teži potpisivanju dugoročnih ugovora, kako bi rizik ulaganja bio što manji, odnosno da njihovo poslovanje što manje ovisi o promjenama na tržištu.

3.2. Nesigurnost opterećenja

Cijena električne energije formirat će se na temelju tržišnih pravila. Prema tome je realno očekivati dinamično kretanje cijena u budućnosti. Dinamika promjena cijena ovisit će o modelu tržišta, te o sklopljenim ugovorima na tržištu. U skladu s tim očekuje se da će iznos opterećenja sustava biti usko povezan s promjenama cijena na tržištu, odnosno značajno povećanje cijena rezultirat će određenim smanjenjem opterećenja i obratno. Iskustva drugih zemalja koja su dalje odmakla u organizaciji tržišta električnom energijom potvrđuju ove pretpostavke (postoje primjeri na tržištima da se cijena električne energije u samo jednom danu poveća višestruko). Naravno da će potrošači u takvim uvjetima voditi računa o uključanju svojih trošila i, ako je to moguće, prilagoditi svoju potrošnju cijenama na tržištu.

S aspekta planiranja prijenosne mreže ostaje nesigurnost u predviđanju porasta opterećenja, ali se u tržišnim uvjetima na to nadovezuje i novi tip nesigurnosti opterećenja kao posljedica promjena cijena na tržištu električne energije. Premda se nesigurnost opterećenja kao posljedica promjena cijena na tržištu više odnosi na operativni pogon mreže (on-line), svakako da će imati određeni utjecaj i na planiranje prijenosne mreže.

3.3. Ograničenja prijenosne mreže (pojava zagušenja)

U vertikalno organiziranim elektroprivredama raspored proizvodnje električne energije bio je utemeljen na minimumu troškova proizvodnje, uvažavajući neka ograničenja u sustavu (hidrološka, strateška i sl.). U skladu s tim je razvijana i prijenosna mreža koja je imala zadatak evakuirati proizvedenu snagu do svojih korisnika zadovoljavajući određene uvjete o kvaliteti isporučene energije. Međutim, uvođenjem tržišta proizvođači električne energije natječu se na tržištu i svojim cijenama, tj. ugovorima diktiraju način angažiranja pojedinih proizvodnih postrojenja. I u tom slučaju prijenosna mreža mora osigurati jednako kvalitetan prijenos proizvedene snage/energije do svojih korisnika. Tržišni princip može rezultirati značajno različitim rasporedom proizvodnje od dosadašnjeg u vertikalno organiziranom sustavu. Stoga su moguća neka ograničenja u prijenosnoj mreži u smislu da postojećom prijenosnom mrežom nije moguće realizirati sklopljene ugovore. U tim slučajevima operator mreže objavljuje da takve transakcije nije moguće realizirati uslijed ograničenja u prijenosnoj mreži i eventualno zahtijeva pojačanja mreže.

U hrvatskom sustavu za sada je izgledno da će cjelokupna proizvodnja ostati jedinstvena tvrtka koja će se natjecati s drugim elektranama koje će biti izgrađene. S tog aspekta nije realno očekivati neka veća zagušenja u prijenosnoj mreži Hrvatske. Međutim, i elektrane iz susjednih sustava također mogu sudjelovati na tržištu, pa su teoretski moguća ograničenja na internim ili interkonektivnim vezama.

3.4. Modeliranje nesigurnosti u planiranju razvoja prijenosne mreže

Kod tradicionalnog planiranja prijenosne mreže određene nesigurnosti ulaznih podataka (porast opterećenja, troškovi i mogućnosti dobave goriva, raspoloživost jedinica prijenosne mreže i generatora) su se uzimale u obzir najčešće formiranjem više mogućih scenarija s obzirom na promatrane faktore i određivanjem različitih konfiguracija prijenosne mreže za svaki od promatranih scenarija. Jedan od scenarija uziman je kao referentni, a njegov je odabir uglavnom ovisio o inženjerskoj procjeni. Uvođenje novih i intenziviranje starih (poznatih) nesigurnosti u planiranju razvoja prijenosne mreže uzrokuje potrebu za promjenom pristupa planiranju. Ta promjena pristupa nužno zahtijeva jednu od sljedećih mjera:

- povećan broj različitih scenarija prema kojima se vrši planiranje razvoja prijenosne mreže, te formiranje različitih podscenarija u cilju analize osjetljivosti rezultata,
- korištenje probabilističkih metoda planiranja razvoja prijenosne mreže,
- izrada fleksibilnih planova razvoja prijenosne mreže koji se relativno brzo mogu prilagoditi kretanjima na tržištu električne energije,
- definiranje novih kriterija planiranja i korištenje novih metodologija koje zahtijevaju razvoj novih softverskih paketa.

Uobičajeni kriterij planiranja prijenosne mreže u vertikalno integriranim kompanijama bilo je zadovoljavanje tehničkih uvjeta (tehnički ispravan pogon pri neraspoloživosti jedne grane mreže ili najvećeg proizvodnog objekta) uz minimiziranje troškova (investicije, gubici, troškovi proizvodnje). Uz određenu nesigurnost ulaznih podataka bilo je nužno razviti više mogućih scenarija za koje se određuje konfiguracija mreže koja zadovoljava postavljene kriterij. Ukoliko je više scenarija rezultiralo različitim konfiguracijama prijenosne mreže, najvjerojatniji scenarij se proglašavao referentnim, pa je konačna

mreža odgovarala onoj koja zadovoljava referentni scenarij. Moguć je i drugi pristup prema kojemu se svakom scenariju pridružuje određena vjerojatnost, a konačan rezultat je ona konfiguracija prijenosne mreže koja ima najmanje očekivane troškove (vjerojatnost nastanka scenarija se množi s troškovima razvoja mreže).

Probabilističke metode planiranja razvoja prijenosne mreže koristile su se i u vertikalno integriranim kompanijama s monopolističkim položajem u elektrosektoru, no zbog svoje složenosti njena upotreba je bila manje izražena od determinističkih metoda. Kod probabilističkih metoda nesigurnosti u ulaznim podacima najčešće se definiraju pripadnim stohastičkim distribucijama (razdiobama) koje su pogodnije za korištenje Monte-Carlo metode. Gospodarske i klimatske nesigurnosti koje utječu na razinu opterećenja u pojedinim čvorištima mreže modeliraju se uz pretpostavku da se vjerojatnost pojave opterećenja ponaša po normalnoj razdiobi s pripadnim očekivanjem i standardnom devijacijom. Nesigurnosti u troškovima goriva koji određuju angažman elektrana i sam plan izgradnje novih elektrana (lokacije i snage) najčešće bi se uzimali preko odgovarajućih funkcija distribucija. Korištenje matematičke vjerojatnosti i Monte-Carlo metode zahtijeva izvođenje velikog broja proračuna tokova snaga sa slučajno određenim ulaznim podacima, te se kao rezultat simulacije dobivaju prosječne ili očekivane veličine relevantne za planiranje razvoja mreže (prosječna neisporučena snaga ili energija ako se simulira rad EES tijekom čitave godine, vjerojatnost gubitka potrošnje, očekivani troškovi proizvodnje, prosječni gubici i dr.). Radi prihvatljivog vremena izvođenja simulacije kod probabilističkih metoda koriste se isključivo proračuni istosmjernih (DC) tokova snaga, što ima za posljedicu da se fizikalne posljedice (naponske prilike) koje uzrokuju tokovi reaktivne snage u mreži ne promatraju.

Fleksibilni planovi razvoja prijenosne mreže podrazumijevaju ugradnju novih sofisticiranih elektroničkih naprava kao što su FACTS uređaji ili transformatori s poprečnom regulacijom (eng. phase shifting transformers), koji služe i za regulaciju tokova aktivne snage čime se mogu postići zadovoljavajuća opterećenja grana i zadovoljiti postavljeni kriteriji planiranja ili pogona (npr. n-1 kriterij). Osnovna prednost takvog rješenja je njihova fleksibilnost i mogućnost ugradnje u različite čvorove mreže prema potrebi, te relativno kratko vrijeme potrebno za njihovu ugradnju (u usporedbi s vremenom potrebnim za izgradnju novog voda). U fleksibilna rješenja također bi se mogla ubrojiti i konstrukcija dvosistemskih vodova opremljenih jednom trojkom, a čija bi se druga trojka opremila prema potrebi sustava. Osnovni nedostatak takvih fleksibilnih rješenja razvoja prijenosne mreže su uvećane investicije u početnom razdoblju.

Definiranje novih kriterija razvoja prijenosne mreže, određivanje novih metodologija, formiranje matematičkih postupaka i razvoj novih softverskih paketa namijenjenih razmatranoj problematici zasigurno će biti posljedica otvaranja tržišta električnom energijom u neposrednoj budućnosti. U zemljama s desetogodišnjim iskustvom u otvorenom tržištu električnom energijom (poput V. Britanije ili Norveške) još uvijek nisu do kraja razvijeni novi modeli, ali je taj proces u tijeku. Novi kriteriji i metodologije planiranja, gotovo je izvjesno, sadržavat će probabilistički pristup kod optimizacijskih metoda, te kod izražavanja ekonomske logike i zahtijevat će procjenu rizika u cilju lakšeg donošenja odluke o investiranju u neki objekt. Više o modeliranju nesigurnosti (vrste planiranja, kriteriji planiranja, optimizacijske metode i dr.) moguće je pronaći u literaturi [3].

4. PRIJEDLOG KRITERIJA I METODOLOGIJE PLANIRANJA ZA HRVATSKI PRIJENOSNI SUSTAV U TRŽIŠNIM UVJETIMA

4.1. Razdoblja planiranja razvoja prijenosne mreže

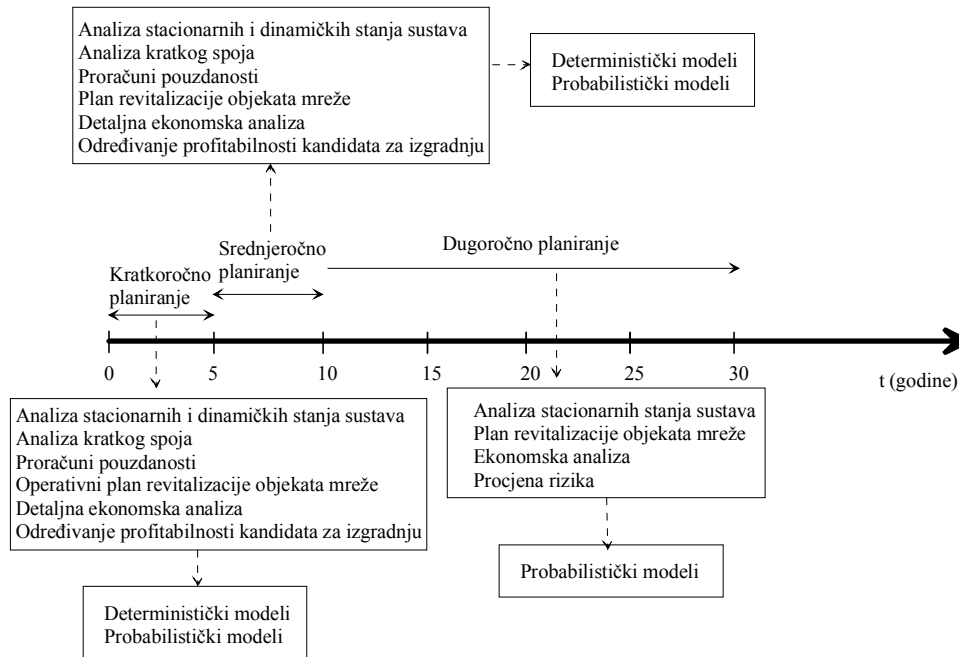
Prema vremenskoj komponenti proces planiranja može se podijeliti na:

- *Kratkoročno planiranje*, koje obuhvaća razdoblje do 5 godina, i kojim se određuje potrebna izgradnja objekata čija priprema za gradnju treba započeti.
- *Srednjoročno planiranje*, koje obuhvaća razvoj od oko 10 godina i koje ukazuje na poželjne pravce razvoja mreže i kojim se određuje potrebna izgradnja objekata koji će zadovoljiti postavljene kriterije u razmatranom razdoblju, a uvažavajući sve nesigurnosti koje se pojavljuju u postupku planiranja mreže.
- *Dugoročno planiranje*, koje obuhvaća razdoblje od 10 do oko 30 godina, i kojim se sagledavaju globalni pravci razvoja prijenosne mreže.

Različite vrste planiranja po vremenskoj komponenti zahtijevaju različiti stupanj detaljnosti analiza i primjenu različitih modela i softverskih paketa (slika 1). Kod kratkoročnog planiranja plan izgradnje i revitalizacije postojećih objekata prijenosne mreže mora biti vrlo detaljan s jasno ispunjenim tehničkim i ekonomskim kriterijima planiranja. Za ovakvu vrstu studija nesigurnosti koje se pojavljuju u

postupku planiranja su najmanje. Studije kratkoročnog planiranja prijenosne mreže trebalo bi periodički ponavljati svake 2 do 3 godine.

Srednjoročnim planiranjem razvoja prijenosne mreže, koje obuhvaća period od 5 do 10 godina u odnosu na trenutak planiranja, moraju biti definirani objekti koji se predviđaju za izgradnju i revitalizaciju kako bi se krenulo u obavljanje svih pripremnih radnji (istraživanja koridora, smještanje u prostorni plan, usklađivanje s urbanističkim planovima i dr.). S razmatranom vrstom planiranja prema vremenskom razdoblju planiranja povezano je veći broj nesigurnosti u ulaznim podacima (lokacije, snage i angažman proizvodnih postrojenja, transakcije na tržištu i cijena električne energije, porast opterećenja i dr.). Studije srednjoročnog planiranja prijenosne mreže trebalo bi periodički ponavljati svakih 5 godina. Nesigurnosti koje se javljaju u postupku planiranja treba uzeti u obzir formiranjem više mogućih scenarija i koristeći probabilističke metode.



Slika 1 Razdoblja planiranja prijenosne mreže

Postupak dugoročnog planiranja razvoja prijenosne mreže treba postaviti globalne smjernice razvoja mreže s obzirom na njenu konfiguraciju, razvoj pojedinih naponskih razina, primjenu novih tehnologija, izgradnju novih vodova po približno određenim trasama, formiranje novih transformatorskih stanica ovisno o porastu opterećenja i određivanje njihove makrolokacije i dr. U ovom obliku planiranja javlja se najveći broj nesigurnosti koje je nužno uzeti u obzir formiranjem više scenarija, korištenjem probabilističkih metoda i procjenama rizika. Studije dugoročnog planiranja potrebno je periodički provoditi svakih 5 do 10 godina.

Na proces donošenja odluka o investiranju utjecaj imaju samo studije kratkoročnog planiranja razvoja prijenosne mreže koje moraju dati odgovor koja pojačanja mreže treba izvesti i koje objekte u mreži treba revitalizirati u slijedećih tri do pet godina, s jasno definiranim tehničkim zahtjevima koji se ispunjavaju izvođenjem pojačanja, ali i jasno ispunjenim ekonomskim kriterijima koje pojačanje treba zadovoljiti, prvenstveno u odnosu na razliku dobitaka od pojačanja i njegovih troškova izraženih za trenutak puštanja u pogon, ali i s procjenom tog odnosa u čitavom razdoblju njegova očekivanog korištenja. Prije donošenja odluke o financiranju nužno je odrediti način financiranja i procijeniti povećanje naknade za prijenos radi izvođenja razmatranog pojačanja. Proces donošenja odluke o investiranju i postupak odobrenja za koje je zaduženo Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti znatno bi se olakšao ukoliko je moguće jasno definirati koje su koristi od pojačanja mreže u odnosu na funkcioniranje tržišta električnom energijom (izbjegavanje zagušenja, omogućavanje razmjena prema susjednim sustavima ili pojedinim dijelovima tržišta, znatno smanjenje gubitaka, i sl.).

4.2. Tehnički kriteriji planiranja razvoja prijenosne mreže

Tehnički kriteriji za planiranje razvoja prijenosne mreže biti će definirani u Mrežnim pravilima hrvatskog elektroenergetskog sustava (lit. [4]). Planove razvoja prijenosne mreže donosit će Operator sustava i tržišta (HNOSIT) u suradnji s energetske subjektom za prijenos (HEP-Prijenos d.o.o.). Osnovni kriterij planiranja je (n-1) kriterij, ali je u lit. [4] navedeno da se u planovima razvoja mora uzeti u obzir i ekonomski kriterij koji se u navedenoj literaturi ne definira.

U Mrežnim pravilima definira se mreža na koju se primjenjuje (n-1) kriterij (400, 220 i 110 kV), uvjeti ispunjenja (opterećenja vodiča, naponske prilike, stabilnost, napajanje korisnika, održavanje dugoročno ugovorenih prijenosa), te jedinice na koje se primijenjeni kriterij odnosi (jedna trojka nadzemnog voda, kabela, mrežnog transformatora, spojnog voda, generatora). Gubitak obje trojke dvosistemskog voda, kao i gubitak postrojenja radi sabirničkih kvarova, u lit. [4] nisu legalizirani kod planiranja razvoja prijenosne mreže. U Mrežnim pravilima također su definirani zahtjevi glede statičke i prijelazne stabilnosti sustava.

4.3. Ekonomski kriteriji planiranja razvoja prijenosne mreže

Zbog svega ranije navedenog za očekivati je da će se otvaranjem tržišta električne energije sve više koristiti ekonomski kriteriji planiranja prijenosne mreže. Iskustva drugih zemalja u svijetu to i dokazuju. Anкета obavljena u okviru radne grupe 37.30 Cigre [lit. 2] pokazuje da su se osim postojećih tehničkih kriterija planiranja prijenosne mreže kao ključni kriteriji uveli i ekonomski kriteriji u Australiji, Danskoj, Francuskoj, Novom Zelandu, Norveškoj, Portugalu i Španjolskoj. Broj zemalja u kojima se koriste ekonomski kriteriji time nije zatvoren, jer je naveden samo niz zemalja obuhvaćenih anketom. Pri tom je potrebno naglasiti da se pod tim ne podrazumijeva ekonomsko vrednovanje pojedinih varijanti razvoja prijenosne mreže, već korištenje ekonomskih veličina kao kriterija planiranja.

Osnova ekonomskih kriterija koji se primjenjuju u postupcima planiranja razvoja prijenosne mreže je usporedba svih troškova povezanih s izgradnjom nekog objekta u mreži i dobitaka koji se očekuju nakon njegove izgradnje. Ekonomski kriterij je zadovoljen ukoliko su dobiti od izgradnje nekog objekta veći od troškova koji pri tom nastaju. Najveći problem u primjeni ekonomskih kriterija nastaje u identifikaciji i načinu izračuna svih očekivanih troškova i dobiti koja se očekuje po izgradnji nekog objekta u mreži.

4.3.1. Troškovi koji se pojavljuju u otvorenom tržištu električne energije

Među troškove koji se javljaju kao direktna ili indirektna posljedica otvaranja tržišta električne energije možemo ubrojiti:

1. Troškove prekida opskrbe (troškovi neisporučene električne energije ili penali)
2. Troškove zagušenja u prijenosnoj mreži
3. Troškove gubitaka u prijenosnoj mreži
4. Troškove utjecaja na okoliš elemenata prijenosne mreže

Troškovi prekida opskrbe su jednaki troškovima neisporučene električne energije ukoliko ih izražavamo sa stajališta društva u cjelini. U slučaju kada je tržište organizirano na način da operator prijenosne mreže plaća penale potrošačima kojima ne može isporučiti električnu energiju, gledajući iz njegove perspektive trošak prekida opskrbe tada je jednak penalima koje plaća. Budući da zakonski takva obveza ne postoji za hrvatskog operatora sustava i tržišta, te s obzirom da u postupku planiranja optimiramo mrežu sa stajališta društva u cjelini, prijedlog je da se troškove prekida opskrbe vrednuje kroz trošak neisporučene električne energije. Jedinствена vrijednost troškova neisporučene električne energije u Republici Hrvatskoj nije do sada definirana. Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti, HNOSIT i HEP – Prijenos d.o.o. bi trebali odrediti tu vrijednost koja bi se kasnije koristila u svim studijama planiranja. U međuvremenu moguće je grubo procijeniti trošak neisporučene električne energije u RH kao omjer između bruto društvenog proizvoda i ukupno isporučene električne energije u godini dana. Pojmovi zagušenja i upravljanja zagušenjima u prijenosnim mrežama direktna su posljedica otvaranja tržišta električnom energijom. Za sustav se kaže da je zagušen ako se nađe u stanju u kojem proizvođači i potrošači električne energije zažele proizvesti i potrošiti električnu energiju u onom iznosu koji bi uzrokovao pogon prijenosnog sustava na granici (ili iza nje) jednog ili više prijenosnih ograničenja. Upravljanje zagušenjima je upravljanje prijenosnim sustavom na način da su prijenosna ograničenja izbjegnuta (lit. [5]).

Zagušenja i postupci upravljanja zagušenjima stvaraju određene troškove koje nije lako procijeniti. Da bi se troškovi zagušenja uključili u ekonomske kriterije planiranja nužno je poznavati točne okvire tržišta unutar kojega će elektroenergetski sustav Hrvatske sudjelovati, točne iznose i smjerove razmjene električne energije između Hrvatske i ostalih sudionika na tržištu, te identificirati ograničenja u prijenosnoj mreži koja mogu onemogućiti pojedine transakcije. Ukoliko će u budućnosti biti poznat odgovor na ta pitanja, te ukoliko će se jasno odrediti način upravljanja zagušenjima, bit će moguće uključiti i te troškove u ekonomsku analizu kod planiranja razvoja prijenosne mreže. Dobit od pojedinog kandidata za pojačanje mreže, procjenjivat će se tada uzimajući u obzir i dobit od smanjenja troškova zagušenja u mreži.

Gubici električne energije u prijenosnoj mreži i sustavu u cjelini fizikalna su posljedica funkcioniranja elektroenergetskog sustava, a ne direktna posljedica otvaranja tržišta električnom energijom. Općenito se može reći da se otvaranjem tržišta električnom energijom problem gubitaka u prijenosnoj mreži počeo još ozbiljnije razmatrati u cilju postizanja što efikasnijeg sustava i minimiziranja troškova prijenosa.

Troškovi utjecaja na okoliš pojedinih jedinica prijenosne mreže (vodovi, kabele, transformatorske stanice i dr.) rezultat su u posljednje vrijeme pojačane svijesti o očuvanju okoliša i održivom razvoju. Prijenosna mreža utječe na okoliš uglavnom kroz zauzeće površina i preko elektromagnetskog zračenja. Zakoni o elektromagnetskom zračenju u pojedinim zemljama su toliko restriktivni da je vrlo teško izgraditi neki novi vod. Općenito je sve teže i teže pronaći nove trase za visokonaponske vodove, što u posljednje vrijeme dovodi do razvoja tehnologija korištenja dugačkih kabela nazivnih napona većih od 110 kV (do sada takva rješenja nisu bila uobičajena zbog velikog kapaciteta kabela i visokih troškova njegova polaganja). Direktna posljedica restriktivnijih zahtjeva vezanih uz okoliš, osim povećane upotrebe kabela, je i traženje drugih rješenja poput povećanja prijenosne moći postojećih vodova ugradnjom novih vodiča ili iskorištavanja trasa postojećih vodova radi izgradnje novih vodova više naponske razine

U elektroenergetskom sustavu Hrvatske ekološki problemi prilikom izgradnje prijenosne mreže nisu bili jače izraženi izuzev u pronalaženju trasa za nove vodove. Troškove koji nastaju zbog utjecaja kandidata za pojačanje prijenosne mreže stoga je teško odrediti, pa ih se u ovome trenutku ne može uvrstiti u ekonomske kriterije planiranja. Ukoliko u budućnosti bude moguće jasno odrediti trošak koji neki kandidat za pojačanje mreže ima na okoliš, taj trošak treba uključiti u ekonomske kriterije planiranja.

4.3.2. Aktualizirana neto vrijednost

Aktualizirana neto vrijednost (*eng. Net Present Value*) osnovni je ekonomski kriterij planiranja korišten u većini prijenosnih kompanija, a računa se na način da se sve vrijednosti izražene u novčanim jedinicama svih budućih aktivnosti preračunaju na sadašnji trenutak (diskontiraju), te se izračuna razlika između prihoda i troškova pojačanja mreže. Ukoliko je pripadni NPV pozitivan znači da je investicija u pojačanje profitabilna. Ukoliko promatramo izgradnju više kandidata i postizanje optimalne strategije razvoja prijenosne mreže u cjelini, optimalna strategija je ona koja ima najveći NPV.

$$NPV = \sum_{n=1}^N (prihodi_n - troškovi_n - investicije_n) / (1+i)^n \quad (1)$$

gdje je:

- N* - Ukupan broj promatranih godina (razmatrani vremenski period) *i*
- i* - diskontna stopa.

Za korištenje aktualizirane neto vrijednosti u ekonomskim analizama planiranja razvoja prijenosne mreže nužno je jasno identificirati od čega se sastoje prihodi od izgradnje nekog elementa mreže, a od čega troškovi i investicije. Općenito gledajući prihodi od izgradnje nekog elementa prijenosne mreže (vod, transformator, kompenzacijski uređaj i dr.) u uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom u Hrvatskoj mogli bi se sastojati od četiri osnovne vrste dobiti:

- dobiti radi smanjenja očekivanih troškova neisporučene električne energije,
- dobiti od smanjenja gubitaka u mreži,
- dobiti od smanjenja troškova zagušenja u prijenosnoj mreži,
- dobiti od smanjenja troškova preopterećenja u prijenosnoj mreži.

Posljednju vrstu dobiti definiramo onda kada preopterećenje u prijenosnoj mreži nije uzrokovano transakcijama na tržištu električne energije (zagušenje), već je posljedica očekivanog angažmana elektrana (prema minimalnim troškovima proizvodnje) i nepredviđenih situacija u mreži (ispadi pojedinih grana) koje dovode do preopterećenja određene grane ili više njih, a koje se mogu otkloniti redišpećiranjem angažmana elektrana. Prema tome, trošak preopterećenja bi tada bio jednak razlici troškova proizvodnje redišpećiranih elektrana u odnosu na njihov optimalan dispećing.

Investicije u gradnju nekog objekta prijenosne mreže potrebno je odrediti na osnovu jediničnih cijena opreme, dok se ukupni troškovi sastoje još i od troškova pogona i održavanja razmatranog objekta.

Pri izračunavanju aktualizirane neto vrijednosti razliku između prihoda od izgradnje novog elementa mreže, te troškova investicija, pogona i održavanja, svedenu na isti vremenski trenutak korištenjem jedinstvene diskontne stope od 10 % (referentna vrijednost), potrebno je izračunati za što duži vremenski period (najbolje za čitav očekivani životni vijek razmatranog pojačanja), kako bi se ispitala njegova ekonomska opravdanost i u kasnijoj fazi pogona. Osim aktualizirane neto vrijednosti pri ekonomskim analizama planiranja razvoja prijenosne mreže moguće je koristiti i neke druge ekonomske parametre poput pokazatelja rentabilnosti ulaganja (2) ili perioda povrata investicija (3).

$$RU = NPV / \text{investicije} = \sum_{n=1}^N ((\text{prihodi}_n - \text{troškovi}_n - \text{investicije}_n) / (1+i)^n) / \text{investicije} \quad (2)$$

$$\sum_{n=0}^{N=PR} (\text{prihodi}_n - \text{troškovi}_n - \text{investicije}_n) / (1+i)^n = 0 \quad (3)$$

gdje je *PR* - period za povrat investicija.

4.3.3. Indeks profitabilnosti

Indeks profitabilnosti (4) definira se kao omjer između godišnjih dobitaka od izgradnje nekog elementa prijenosne mreže (5) i anuitetnog troška izgradnje razmatranoga elementa (6). Indeksi profitabilnosti pojedinih kandidata za pojačanje mreže izračunavaju se za svaki promatrani vremenski presjek, a razmatrano pojačanje je profitabilno ukoliko mu je indeks profitabilnosti veći od 1.

$$p = \frac{G}{a} \quad (4)$$

gdje su:

p – indeks profitabilnosti

G – godišnja dobit od pojačanja mreže (eng. gain)

a – anuitetni trošak izgradnje razmatranog pojačanja u mreži

$$G = OC_0 - OC_1 \quad (5)$$

gdje su:

G – dobit od pojačanja mreže

OC₁ – operativni troškovi (troškovi neisp. el. en. i troškovi proizvodnje) rada EES s razmatranim pojačanjem

OC₀ – operativni troškovi rada EES bez razmatranog pojačanja

$$a = \frac{i \cdot I}{1 - \frac{1}{(1+i)^T}} \quad (6)$$

gdje su:

I – investicijski trošak izgradnje objekta (elementa) prijenosne mreže,

i – diskontna stopa (8 % ili 10 %),

T – očekivana životna dob razmatranog objekta (elementa) prijenosne mreže (*T* ≈ 45 god.).

Navedene dvije veličine predstavljaju ekonomske kriterije koji se najčešće koriste pri planiranju prijenosne mreže. Pri tom indeks profitabilnosti definiraju veličine svedene na godišnju razinu za jedan ili više razmatranih vremenskih presjeka, čime su ovisne o stanju sustava promatrane godine (razina opterećenja, troškovi neisporučene energije, troškovi proizvodnje i sl.). Za razliku od indeksa profitabilnosti aktualizirana neto vrijednost obuhvaća dulji vremenski rok, čime se dobije potpunija slika vrijednosti razmatranog pojačanja mreže, ali je istovremeno ovaj kriterij podložan nesigurnostima koje donosi dulje razmatrano razdoblje. Ukoliko su ulazni podaci korektno definirani oba predstavljena kriterija najčešće daju istu, vrlo jasnu sliku o isplativosti promatrane investicije.

4.4. Prijedlog metodologije planiranja razvoja prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električne energije

Detaljan opis prijedloga metodologije planiranja razvoja prijenosne mreže opisan je u lit. [1]. Metodologija se sastoji od:

- definiranja ulaznih podataka potrebnih za postupak planiranja,
- opisa tehničkih analiza (n-1 sigurnost, priključak novih elektrana, naponske prilike, stabilnost, kratki spoj),
- opisa ekonomskih analiza (Mexico metoda, metodologija ekonomskih proračuna),
- opisa metodologije kratkoročnog i dugoročnog planiranja revitalizacije postojećih objekata u prijenosnoj mreži,
- definiranja procedure planiranja (prikupljanje podataka, definiranje scenarija, formiranje modela, izrada plana revitalizacije, identifikacija mogućih ograničenja, određivanje mogućih kandidata za pojačanje mreže, tehničke i ekonomske analize, odabir strategije razvoja prijenosne mreže),
- modeliranja nesigurnosti u postupku planiranja,
- formiranja baze potrebnih podataka za planiranje.

5. ZAKLJUČAK

Otvaranjem tržišta električne energije sa svim popratnim posljedicama bitno su se promijenili uvjeti za planiranje razvoja prijenosne mreže. Budući da je po svojoj prirodi prijenosna mreža monopol, te da u svim oblicima reorganizacije elektroprivredne djelatnosti u smislu uvođenja konkurencije prijenosna mreža mora biti dostupna svim sudionicima tržišta pod jednakim (nediskriminatorskim) uvjetima, zakonodavci su uveli određeni stupanj regulacije u djelatnost prijenosa električne energije koja će se provoditi od strane Vijeća za regulaciju energetske djelatnosti (VRED). Izrada planova razvoja i izgradnje prijenosne mreže zadatak su HNOSIT-a i HEP – Prijenos-a.

Bitna posljedica otvaranja tržišta električnom energijom na postupak planiranja razvoja prijenosne mreže je uvođenje čitavog niza različitih nesigurnosti. Nesigurnosti u postupku planiranja se odnose na lokacije i snage novih proizvodnih postrojenja koja će u budućnosti graditi privatni (ili dijelom privatni) kapital, angažman elektrana, transakcije između različitih sudionika na tržištu, stope porasta potrošnje i reakcije potrošača na trenutne cijene električne energije na tržištu, nesigurnosti oko naknada za prijenos, cijena električne energije, regulacije prijenosne djelatnosti i dr.

Osim drugačije uloge prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električne energije, uvođenja niza nesigurnosti u postupak planiranja razvoja prijenosne mreže, može se očekivati i izraženija nedostupnost svih potrebnih podataka za planiranje budući da će se oni nalaziti kod većeg broja sudionika na tržištu (proizvođači, trgovci, kupci i dr.), a ne više u jednoj vertikalno integriranoj kompaniji.

Zbog svega navedenog, a imajući u vidu činjenicu da je tržište električne energije u Hrvatskoj u početnoj fazi formiranja, s perspektivom postizanja njene pune funkcionalnosti unutar nekoliko slijedećih godina, nužno je promijeniti, odnosno usavršiti kriterije i metodologiju planiranja razvoja prijenosne mreže, te je prilagoditi tržišnim (odnosno pseudotrižnim kod regulirane djelatnosti prijenosa) načelima prema kojima će ona funkcionirati.

U članku je opisan problem planiranja razvoja prijenosne mreže u novim okolnostima te je predložen novi pristup planiranju razvoja prijenosne mreže u Republici Hrvatskoj. Planiranje razvoja prijenosne mreže u RH bi se trebalo provoditi kroz tehničke i ekonomske simulacije rada sustava. Tehničke analize obuhvaćaju proračune n-1 sigurnosti, naponskih prilika, kratkog spoja i stabilnosti, dok se ekonomskim analizama procjenjuju troškovi izgradnje nekog pojačanja mreže i dobit od njegove izgradnje. Uz već poznate i korištene tehničke kriterije u pogledu n-1 sigurnosti, kratkog spoja i stabilnosti, uvode se novi ekonomski kriteriji (aktualizirana neto vrijednost, indeksi profitabilnosti) koje svaki kandidat za izgradnju, odnosno strategija razvoja prijenosne mreže u cjelini, mora zadovoljavati.

Nesigurnosti u procesu planiranja prijenosne mreže nužno je uzeti u obzir formiranjem više mogućih scenarija planiranja (lokacije novih proizvodnih postrojenja, struktura novih proizvodnih postrojenja, potrošnja s obzirom na supstituciju električne energije plinom i sl.), te korištenjem probabilističkih metoda u planiranju (razina potrošnje, uklopno stanje mreže, raspoloživost generatora i sl.). Odabrane strategije razvoja prijenosne mreže nužno je analizirati s obzirom na osjetljivost prema ulaznim pretpostavkama, te procijeniti rizik za svaku investiciju/strategiju razvoja.

Planiranje razvoja prijenosne mreže nužno je provoditi kontinuirano (kratkoročno planiranje svakih 2-3 godine, srednjoročno planiranje svakih 5 godina, dugoročno svakih 5-10 godina), u suradnji svih zainteresiranih tvrtki (HNOSIT, HEP – Prijenos, ostali sudionici na tržištu). Radi efikasnije pripreme planiranja razvoja prijenosne mreže nužno je izraditi bazu podataka potrebnih za planiranje (HEP – Prijenos, HNOSIT). Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti u suradnji s ostalim zainteresiranim stranama bi trebalo definirati ključne ekonomske parametre u planiranju poput troškova neisporučene električne energije, te mjera kvalitete opskrbe (prihvatljivi broj kvarova godišnje, veličina kvara, iznos reducirane potrošnje, vjerojatnost nastanka kvara i sl.).

LITERATURA

- [1] METODOLOGIJA I KRITERIJI ZA PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U UVJETIMA OTVORENOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM, Energetski Institut "Hrvoje Požar", 2002.
- [2] CIGRE WG 37 – 30: NETWORK PLANNING IN A DEREGULATED ENVIRONMENT: FINAL REPORT, Paris, 2003.
- [3] CIGRE Task force 38.05.08: TECHNIQUES FOR POWER SYSTEM PLANNING UNDER UNCERTAINTIES, 1999.
- [4] MREŽNA PRAVILA HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA – prijedlog, HEP, IEE, EKONERG, Zagreb, listopad 2002.
- [5] ZAGUŠENJE U PRIJENOSNOJ MREŽI, Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 2003.