

METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE ZASNOVANA NA EKONOMSKIM I TEHNIČKIM KRITERIJIMA

Mr. sc. Davor Bajš, Zagreb

U članku se opisuje metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže zasnovana na dva modela: Mexico metodi za procjenu godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava i očekivanog iznosa neisporučene električne energije, te modela izmjeničnih tokova snaga za određivanje naponskog profila i opterećenja vodiča u mreži za definiranu potrošnju i angažman elektrana u EES-u. Za postojeću konfiguraciju prijenosne mreže izračunavaju se godišnji operativni troškovi rada EES koji se sastoje od troškova proizvodnje elektrana i očekivanih troškova neisporučene električne energije. Određuju se slabije grane u mreži, te se ispituje profitabilnost novih grana - kandidata za pojačanje mreže. U ekonomski optimalnu konfiguraciju prijenosne mreže za promatrani vremenski presjek uključuju se samo one grane čija je izgradnja ekonomski opravdana. Tehničke analize se provode radi provjere naponskog profila u mreži i određivanja potrebe ugradnje kompenzacijskih uređaja, prijelazne i dinamičke stabilnosti sustava, razine struja kratkih spojeva i ostalih tehničkih pokazatelja pogona prijenosne mreže. U radu su prikazani rezultati opisane metodologije planiranja razvoja prijenosne mreže na test modelu EES-a, te je izvršena usporedba s klasičnim pristupom planiranju razvoja prijenosne mreže (N-1 kriterij).

Ključne riječi: planiranje razvoja prijenosne mreže, Mexico metoda, model izmjeničnih tokova snaga, ekonomski optimalna konfiguracija prijenosne mreže, tehničke analize.

1 UVOD

Zadatak svake elektroprivredne organizacije i elektroenergetskog sustava je da osigura potrošačima potrebnu električnu energiju zadovoljavajuće kvalitete, uz što manje troškove. Ukupne troškove koji pri tom nastaju možemo podijeliti na troškove pojedinih elektroprivrednih djelatnosti: proizvodnje, prijenosa i distribucije. Smanjenje troškova svake od spomenutih djelatnosti (ili komponente elektroenergetskog sustava) cilj je komu treba težiti, što u krajnjem slučaju doprinosi i zadovoljavanju potrošača kroz cijenu kWh potrošene električne energije, kojemu nije važno samo da li će isporučena električna energija biti dovoljno kvalitetna (promjene napona i frekvencije, sigurnost opskrbe) već i koliko će je platiti. Sposobnost prijenosne mreže da zadovolji svoj osnovni zadatak (prijenos električne energije proizvedene u elektranama ili uvezene iz susjednih EES-a do distributivnih i direktnih potrošača) s dovoljnom sigurnošću i s minimalnim troškovima, doprinosi ukupnoj kvaliteti rada elektroenergetskog sustava, i odražava se preko smanjene tržišne cijene kWh električne energije isporučene potrošačima.

Planiranje razvoja prijenosne mreže kod nas se temelji na klasičnom determinističkom pristupu. Osnovni princip po kojemu se dimenzionira mreža je slijedeći: "prijenosna se mreža treba oblikovati kao neovisna i samodovoljna mreža, koja zadovoljava sa svim svojim funkcijama i pri raspoloživosti od N-1 kritičnih elemenata u najzahtjevnijim okolnostima njenog pogona".

Za maksimalno razmatrano opterećenje EES koje se sastoji od neistodobnih maksimalnih opterećenja pojedinih distributivnih čvorišta, planiranih neistodobnih vršnih opterećenja specijalnih i direktnih potrošača, te pretpostavljenih gubitaka u mreži, i angažman elektrana određen prema iskustvenim podacima, vrše se ispitivanja tokova snaga na mreži s raspoloživim svim granama, te pri nerasploživosti jedne od njih (N-1 kriterij). Potrebna

pojačanja mreže se određuju na osnovu N-1 kriterija planiranja prema kojemu u slučaju neraspoloživosti jedne (bilo koje) grane mreže (vod, transformator) mora biti zadovoljeno:

- naponi u svim čvorištima moraju ostati unutar dozvoljenih granica,
- opterećenje svih vodiča ne smije biti veće od termičke granice,
- instalirane snage transformacije trebaju zadovoljavati napajanje distributivne mreže u otočnom pogonu pri neraspoloživosti najveće jedinice u transformatorskoj stanici uz dozvoljeno preopterećenje preostalih transformatora do 20 % od njihove instalirane snage.

Na opisani se način određuje potrebna konfiguracija prijenosne mreže za sve vremenske presjeke promatranja, te se određuju ukupni troškovi razvoja mreže. Nedostaci opisanog modela su slijedeći:

- ne promatraju se ekonomski pokazatelji izgradnje pojedinih objekata prijenosne mreže, već se samo registriraju troškovi potrebni za njen razvoj,
- angažman elektrana je konstantan, pa se ne promatraju manipulacije preraspodjelom angažmana elektrana radi izbjegavanja poremećaja u sustavu,
- ne vrednuju se troškovi nastali ne isporukom električne energije,
- promatra se mali broj mogućih pogonskih stanja, te se ne vrednuje vjerojatnost nastanka pojedinih poremećaja (uklopnih stanja),
- strogim pridržavanjem N-1 kriterija mreža može biti predimenzionirana, što znači da će ukupni troškovi razvoja biti veći od prihvatljivih,
- ispitivanja kratkog spoja, te prijelazne i dinamičke stabilnosti sustava su odvojena od procesa planiranja mreže.

2 METODOLOGIJA EKONOMSKO-TEHNIČKOG PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

2.1 Općenito

Procesom planiranja razvoja prijenosne mreže nastoji se odrediti optimalna struktura mreže u budućnosti koja će zadovoljiti predviđeni porast potrošnje i opterećenja, te izgradnju novih proizvodnih postrojenja. Sigurno preuzimanje maksimalne snage novih proizvodnih postrojenja i osiguravanje sigurne i kvalitetne opskrbe distributivnih i direktnih potrošača uvažavajući različita tehnička, ekološka i druga ograničenja, uz prihvatljive troškove razvoja, cilj su koji kroz proces planiranja treba riješiti. Planiranje razvoja prijenosne mreže potrebno je periodički provoditi budući da gradnja jedne velike transformatorske stanice ili visokonaponskog voda traje više godina, potrebnih za dobivanje svih neophodnih dozvola, nabavku materijala, te za same građevinske radove. Trase i prostore za buduće objekte prijenosne mreže potrebno je osigurati više godina unaprijed zbog kompliciranog postupka dobivanja svih potrebnih suglasnosti.

Zahtjevi koji se postavljaju na razvoj prijenosne mreže, osiguravanje sigurne opskrbe kvalitetnom električnom energijom uz što manje troškove, međusobno su suprotni. Uz male troškove razvoja prijenosne mreže neće biti moguće ostvariti željenu sigurnost opskrbe potrošača i proizvodnju kvalitetne električne energije, a uz velike troškove izgradnje željena sigurnost opskrbe i kvaliteta električne energije bile bi ekonomski neprihvatljive. Ti oprečni zahtjevi na razvoj prijenosne mreže uvjetuju korištenje optimizacijskih i simulacijskih

modela, koji planeru pružaju dovoljnu količinu informacija na osnovu kojih može odrediti poželjne pravce razvoja prijenosne mreže. U procesu planiranja nezaobilazno je svakako i iskustvo planera koji mora dobro poznavati elektroenergetski sustav u svim njegovim dijelovima (karakteristike proizvodnih postrojenja i potrošnje, uzroke problema u prošlosti, karakteristike susjednih sustava i mogućnosti uvoza ili tranzita energije, tendencije razvoja u svijetu i dr).

2.2 Ulazne elektroenergetske i ekonomske podloge

Točnost rezultata planiranja, osim o primijenjenoj metodologiji, umnogome ovisi i o kvaliteti ulaznih podataka. Metodologija ekonomsko-tehničkog planiranja razvoja prijenosne mreže zahtijeva veliki broj detaljnih i što pouzdanijih ulaznih podataka koje možemo podijeliti u slijedeće grupe:

- Podaci o potrošnji i opterećenju EES
- Podaci o potrebnoj izgradnji i lokacijama novih proizvodnih postrojenja
- Podaci o postojećoj mreži i proizvodnim postrojenjima
- Ekonomski parametri

2.2.1 Podaci o potrošnji i opterećenju EES

Osnovni pokazatelj prema kojemu se predviđa porast potrošnje svih oblika energije, a time i električne energije, je domaći proizvod (USD/stanovniku). Makro ekonomske analize i planiranja određuju rast domaćeg proizvoda i njegovu strukturu po pojedinim sektorima (usluge, industrija, poljoprivreda). Uz različite pretpostavke o porastu stanovništva i bilanci radne snage, očekivanom stambenom standardu, razvoju prometa i dr., određuje se više scenarija rasta potrošnje energije i električne energije po osnovnim sektorima potrošnje. Konačna prognoza potrošnje električne energije u planskom razdoblju je značajno ovisna i o pretpostavljenom razvoju korištenja ostalih energenata koji u nekim oblicima potrošnje mogu supstituirati električnu energiju, poput plina. Na osnovu prije spomenutih pretpostavki i mnoštva ulaznih varijabli koje mogu biti više ili manje pouzdane, određuje se nekoliko scenarija potrošnje električne energije u planskom razdoblju da bi se odredio raspon očekivanih vrijednosti (niži, viši, super visoki, referentni).

Vrlo bitni podaci za planiranje razvoja prijenosne mreže povezani su s određivanjem karakteristika potrošnje električne energije. U tu se svrhu koriste različiti programski paketi, a jedan od njih je programski paket MAED (Model for Analysis of Electricity Demand). Rekonstrukcijom krivulje srednjih satnih opterećenja za baznu godinu i simulacijom različitih scenarija, imajući u vidu i pretpostavljene mjere upravljanja potrošnjom i opterećenjem (Demand Side Management, Load Management), te tarifnom politikom, određuju se ključni parametri potrošnje električne energije nužni za planiranje EES i prijenosne mreže:

- faktor opterećenja - $W_{uk} / 8760 P_{max}$
- maksimalno opterećenje EES po presječnim godinama unutar planskoga razdoblja - P_{max}
- minimalno opterećenje EES po presječnim godinama unutar planskoga razdoblja - P_{min}
- oblik godišnjih krivulja trajanja opterećenja po presječnim godinama unutar planskoga razdoblja

Da bi se odredila prostorna raspodjela ukupnog vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava na pojedina čvorišta 110 kV mreže po presječnim godinama, potrebno je odrediti regionalnu raspodjelu snage na logički zaokružena područja, maksimalna opterećenja

pojedinih transformatorskih stanica 110/x kV unutar područja, te faktore istodobnosti nastupa vršnog opterećenja unutar svakog područja. Kao logičan izbor regionalnih područja za određivanje raspodjele vršnog opterećenja u EES Hrvatske, na osnovu sadašnje administrativne i tehničke podjele uzimaju se Prijenosna područja Zagreb, Osijek, Split i Opatija. Iskustveni podaci pokazuju da se udjeli opterećenja pojedinih Prijenosnih područja u ukupnom vršnom opterećenju na razini EES ne mijenjaju značajnije. Na osnovu tih udjela određuje se raspodjela planiranog opterećenja EES na područja Zagreb, Osijek, Split i Opatija po studiranim godinama unutar planskog razdoblja.

Maksimalna opterećenja direktnih i specijalnih potrošača se određuju prema planskoj bilanci, odnosno planu potreba, te planu priključka novih potrošača ove kategorije (elektrifikacija pojedinih željezničkih pravaca, razvoj određene industrijske grane i dr.). Ukoliko je poznat faktor istodobnosti nastanka vršnog opterećenja za pojedine kategorije direktnih i specijalnih potrošača (npr. kod željeznica maksimalna istodobna opterećenja elektrovnčnih podstanica), ukupno opterećenje takve kategorije direktnih potrošača treba pomnožiti s faktorom istodobnosti. Ukupno distributivno opterećenje pojedinog Prijenosnog područja određeno je razlikom između opterećenja toga područja u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES i sumom istodobnih opterećenja pojedinih kategorija direktnih i specijalnih potrošača. Na taj se način gubici u prijenosnoj mreži pridružuju pretpostavljenim opterećenjima po svim čvorištima 110 kV mreže.

Maksimalna opterećenja pojedinih distributivnih čvorišta na 110 kV strani proračunavaju se na temelju zabilježenog opterećenja TS 110/10 (20) kV i TS 35/10 kV, u normalnim uvjetima napajanih preko promatranog čvorišta, u baznoj godini, i očekivanih stopa porasta potrošnje električne energije dobivenih referentnim (ili nekim drugim) scenarijem predviđanja potrošnje energije. Jedinstvena stopa porasta potrošnje u određenom dijelu planskog razdoblja može biti radi jednostavnosti primijenjena na sva čvorišta unutar pojedinih Prijenosnih područja ili unutar čitavog EES-a, ali detaljnijom analizom moguće je utvrditi različite stope porasta potrošnje po pojedinim čvorištima, što ovisi o nizu faktora poput porasta broja stanovništva, urbanizaciji, razvoju industrije i ostalih sektora gospodarstva, strukture trošila i dr. Pri određivanju raspodjele opterećenja na pojedina čvorišta 110 kV mreže potrebno je uvažiti plan izgradnje novih TS 110/x kV. Glavni kriterij koji služi kao osnova planiranja izgradnje novih TS 110/x kV je iskoristivost transformacije u postojećim trafostanicama, odnosno usporedba očekivanog vršnog opterećenja trafostanice s maksimalnim kapacitetom transformacije, tj. ukupnom nazivnom snagom transformatora koji se mogu ugraditi u trafostanicu vodeći računa o temeljima.

Nakon određivanja maksimalnih opterećenja distributivnih čvorišta unutar pojedinog Prijenosnog područja u presječnoj godini, određuje se faktor istodobnosti distributivnog opterećenja kao omjer između opterećenja distributivnih potrošača u Prijenosnom području u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava i sume maksimalnih opterećenja pojedinih distributivnih čvorišta 110 kV u tom području. Konačna opterećenja pojedinih distributivnih čvorišta na 110 kV naponskoj razini u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES, izračunavaju se množenjem maksimalnog opterećenja promatranog čvorišta i faktora istodobnosti za odgovarajuće Prijenosno područje. Budući da opterećenja pojedinih čvorišta 110 kV mreže, određena na opisani način, sadrže i gubitke u prijenosnoj mreži, opterećenja 110 kV čvorišta se u kasnijim analizama umanjuju za postotak izračunatih gubitaka na modelu.

Jalova snaga potrošnje po pojedinim čvorištima 110 kV mreže određuje se na temelju dostupnih podataka iz prošlosti. Budući da bi se za točnije određivanje jalove snage

distributivnih čvorišta morala provoditi mjerenja i analize karakteristika potrošača (trošila), pouzdaniji podaci obično neće biti dostupni. Za nova čvorišta u mreži uzima se faktor snage $\cos \varphi = 0,95$.

2.2.2 Podaci o potrebnoj izgradnji i lokacijama novih proizvodnih postrojenja

Određivanje potrebne izgradnje novih elektrana se određuje radi zadovoljavanja postavljenih ciljeva (npr. samodostatnost sustava, ukupna emisija štetnih tvari, udjeli pojedinih energenata i dr.) minimiziranjem troškova proizvodnje. U tu se svrhu koriste različiti modeli koji mogu biti optimizacijski i simulacijski (WASP, LOGOS, SIPRA, DECADES i dr.). Potrebna izgradnja elektrana u EES-u se određuje prema više scenarija ovisno o razini potrošnje (niži, viši, super visoki, referentni scenarij porasta potrošnje) i definiranim ciljevima. Za proces planiranja razvoja prijenosne mreže odabire se jedan ili više scenarija izgradnje novih proizvodnih postrojenja, čime se točno definiraju snage novih izvora i dinamika njihova ulaska u pogon.

Nakon određivanja vrste, instalirane snage i dinamike ulaska u pogon novih proizvodnih objekata nužno je odrediti moguće lokacije za njihovu izgradnju. Lokacije novih elektrana se određuju na osnovu više utjecajnih faktora kao što su: mogućnosti dopreme goriva, blizina konzumnih centara, hidrologija i mogućnosti hlađenja postrojenja, metereološke, seizmičke i geološke osobine, izgrađenost prometnica, razvijenost elektroenergetske mreže, i dr. Za svaku od lokacija koje zadovoljavaju sve postavljene zahtjeve za izgradnju određenog proizvodnog objekta procjenjuju se ukupni troškovi izgradnje, te se odabire najpovoljnija lokacija u tehničkom i ekonomskom smislu.

Uz poznatu dinamiku izgradnje, snage i lokacije novih proizvodnih postrojenja, slijedeći korak je određivanje načina i izvedbe njihova priključka na prijenosnu mrežu. Osnovni princip po kojemu se određuje način i izvedba priključka elektrane, odnosno njenih blokova na elektroenergetski sustav je siguran plasman maksimalne snage svih blokova u mrežu pri raznim (mogućim i očekivanim) pogonskim stanjima. Pod maksimalnom snagom svih blokova podrazumijeva se raspoloživa snaga na pragu elektrane, a pod sigurnim plasmanom definira se prijenos maksimalne proizvodnje pri raspoloživosti N-1 spojnih grana. U slučaju neraspodjelivosti jednog od vodova i transformatora kojima je elektrana spojena na EES ne smije doći do preopterećenja bilo koje druge spojne grane bez obzira na angažman (proizvodnju) promatrane elektrane i tokove snaga u mreži određene prostornom raspodjelom proizvodnje ostalih elektrana i potrošnje, te uklopnim stanjem mreže. Ukoliko je osnovni kriterij sigurnog plasmata maksimalne proizvodnje elektrane zadovoljen za više načina priključaka, odabire se onaj s najmanjim troškovima izvedbe.

2.2.3 Ekonomski parametri

Svaki elektroenergetski sustav ima zadaću opskrbiti potrošače kvalitetnom električnom energijom i uz maksimalnu sigurnost. I pored toga što je cilj neprekidna opskrba potrošača električnom energijom, situacije kod kojih dolazi do poremećaja s opskrbom nije moguće uvijek izbjeći. Uz saznanje da ponekad ipak dolazi do problema s opskrbom, cilj je kod svakog planiranja razvoja EES-a svesti broj tih situacija i njihovo trajanje na najmanju moguću mjeru. Uvođenjem parametra koji se zove trošak neisporučene električne energije, a koji se izražava u novčanim jedinicama po kWh, regulira se odnos između neisporučene električne energije, odnosno troškova koji nastaju zbog toga, i rezerve snage u EES-u, odnosno troškova koje izaziva veća rezerva snage, te kapaciteta prijenosnih veza koji u određenim, više ili manje vjerojatnim pogonskim stanjima mogu uzrokovati nemogućnost

opskrbe dijela potrošača. Iznos troškova neisporučene električne energije je vrijednost koju je vrlo teško, ili bolje rečeno nemoguće egzaktno odrediti. Ne postoji neka opće prihvaćena metoda za određivanje tih troškova. Od zemlje do zemlje procjena tih troškova je različita. Visina tih troškova ovisi o mnogo faktora poput strukture potrošnje, odnosno tipa potrošača kome je reducirana ili prekinuta opskrba, o količini neisporučene energije, te o trajanju prekida isporuke. Vrijednosti koje se koriste u raznim zemljama jako variraju, tako da je moguće naći u literaturi vrijednosti od 0.5 USD/kWh pa do 5 USD/kWh ili čak i više. Budući da je iznos troškova neisporučene električne energije povezan s velikom dozom nesigurnosti, taj parametar je najčešće predmet analize osjetljivosti.

Jedinstvena vrijednost troškova neisporučene električne energije u Republici Hrvatskoj nije do sada definirana. Posljednja istraživanja razvoja EES-a provedena su uz referentnu vrijednost od 5 DEM/kWh, iako se prema nekim grubim procjenama ona kreće oko 3 DEM/kWh. Zbog velike ovisnosti ekonomskog proračuna o tom iznosu, koji direktno utječe na profitabilnost gradnje pojedinih objekata u EES-u, korisno je izvršiti detaljnije analize s različitim vrijednostima neisporučene električne energije, ili ukoliko se gradnja nekog objekta pokazuje neprofitabilnom uz referentnu stopu, odrediti vrijednost uz koju je ta investicija na granici profitabilnosti.

Model koji se koristi za ekonomsku analizu razvoja prijenosne mreže zasniva se na usporedbi između dobitaka od izgradnje novog objekta (voda, transformatora) i investicijskih troškova u njegovu izgradnju. Budući da postoji nekoliko kategorija troškova u EES-u koji nastaju različitom dinamikom, a da bi ih bilo moguće uspoređivati, sve troškove je potrebno svesti na isti vremenski trenutak (na isti datum). Radi toga se definira datum svodenja (odnosno diskontiranja). Diskontiranje se vrši s jedinstvenom stopom za sve kategorije troškova. Ekonomski proračuni se obično vrše sa diskontnim stopama od 8 %, 10 %, i 12 %.

Da bi se mogla provesti usporedba dobitaka od razmatranih pojačanja mreže i troškova njihove izgradnje, odnosno odrediti njihova profitabilnost, potrebno je definirati jedinične cijene visokonaponske opreme. Cijene opreme se razlikuju kod različitih proizvođača, ali se mogu utvrditi prosječne vrijednosti koje koristimo u analizama.

2.3 Ekonomska analiza

2.3.1 Mexico metoda

Mexico je simulacijsko-optimizacijska metoda zasnovana na metodama vjerojatnosti, istosmjernim tokovima snaga i linearnom programiranju, koja omogućava procjenu operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom čitave godine, te očekivani iznos neisporučene električne energije. Radi sagledavanja sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom model vrši procjenu očekivane neisporučene snage za određenu razinu potrošnje u sustavu, te neisporučene električne energije na osnovu godišnje krivulje trajanja opterećenja. Model uzima u obzir stanja koja nastaju radi očekivane neraspoloživosti proizvodnih postrojenja i objekata prijenosne mreže, te neizvjesnosti u procjeni visine potrošnje radi određenih klimatskih ili drugih teško predvidljivih događaja. Mexico metoda izračunava i očekivane gubitke u mreži, te troškove goriva elektrana potrebnih za pokrivanje tih gubitaka. Model također ukazuje na slabije grane mreže na osnovu vjerojatnosti nastanka poremećaja na određenoj grani koji dovode do neisporučene električne energije ili do povećanih troškova proizvodnje u sustavu.

Ulazni podaci za model se sastoje od sljedećeg: podataka za potrošnju, podataka za proizvodna postrojenja i podataka za prijenosnu mrežu. Opterećenje i potrošnja po svakom čvorištu je definirana vršnim opterećenjem i oblikom godišnje krivulje trajanja opterećenja koja se opisuje nizom koeficijenata, pri čemu se pretpostavlja da je oblik krivulje jednak za sva čvorišta u mreži. Nakon provedenog proračuna model izračunava gubitke u mreži, pa se opterećenje svakog čvorišta umanjuje za pridružene mu gubitke i provodi novi proračun. Radi nesigurnosti planiranja potrošnje u sustavu, definiraju se koeficijenti standardne devijacije radi klimatskih (σ_1) i ekonomskih (σ_2) nesigurnosti, s pretpostavljenom Gaussovom raspodjelom vjerojatnosti.

$$C_{ko} = \varepsilon \cdot C_0 \quad (1)$$

$$C = C_{ko} \cdot \left(1 + b \cdot \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}\right) \quad (2)$$

gdje su:

C_0 - srednja vrijednost vršnog opterećenja u čvorištu

C_{ko} - srednja vrijednost opterećenja u čvorištu za određenu razinu potrošnje

ε - koeficijent kojim se definira razina potrošnje u godišnjoj krivulji trajanja opterećenja,

σ_1 - standardna devijacija radi klimatske nesigurnosti

σ_2 - standardna devijacija radi ekonomske nesigurnosti

C - opterećenje u razmatranom čvorištu za određenu razinu potrošnje

b - faktor koji definira područje unutar kojega se kreće opterećenje kod normalne raspodjele

Veličine i lokacije novih proizvodnih postrojenja se smatraju poznatom, a svaka termo-jedinica se određuje maksimalnom snagom, raspoloživošću i prosječnim pogonskim troškovima. Hidroelektrane se dijele na dvije kategorije:

1. Hidroelektrane čija se proizvodnja ne može mijenjati (protočne hidroelektrane) i čija proizvodnja je ovisna o pretpostavljenoj hidrologiji.
2. Hidroelektrane čija se proizvodnja može mijenjati (akumulacijske hidroelektrane) i čiji angažman ovisi o upravljanju akumulacijama.

Za prvu vrstu hidroelektrana zadaje se angažirana snaga koja tijekom proračuna ostaje konstantna, dok se za drugi tip hidroelektrana zadaje maksimalna snaga i početno angažirana snaga koja se određuje na osnovu načina upravljanja akumulacijama, i za koju su troškovi proizvodnje jednaki nuli. Radi dodatnog angažiranja akumulacijskih hidroelektrana u cilju otklanjanja mogućih poremećaja u mreži pri pojedinim uklopnim stanjima definira se trošak dodatne hidroproizvodnje, koji u principu određuje ograničenja u pražnjenju akumulacija. Trošak dodatne hidroproizvodnje ovisi o strukturi proizvodnih postrojenja u EES (udjelu akumulacijskih hidroelektrana i načinu njihovog angažiranja) i kreće se od vrijednosti jednake troškovima proizvodnje najskuplje termoelektrane u sustavu do vrijednosti deset puta veće od troškova proizvodnje najskuplje termo-jedinice.

$$t_{\max TE} \leq \mu \leq 10 \cdot t_{\max TE} \quad (3)$$

gdje su:

$t_{\max TE}$ - troškovi proizvodnje najskuplje termo-jedinice u sustavu

μ - troškovi dodatne hidroproizvodnje uzrokovani neplaniranim pražnjenjem akumulacija

Prijenosna mreža je definirana topologijom, odnosno popisom čvorišta i grana. Svaka grana je određena svojom impedancijom (r, x), neraspoloživostu (q) i maksimalno dozvoljenim opterećenjem u normalnim (I_{\max}) i izvanrednim uvjetima ($I_{\max 20}$). Obično se uzima da je u izvanrednim uvjetima dozvoljeno 20 % veće opterećenje u trajanju od 20 minuta. Mexico metoda omogućava promatranje mreže veličine 220 čvorišta i 600 grana.

Model simulira veliki broj stanja sustava na osnovu raspoloživosti njegovih elemenata. Radi određivanja mogućih uklopnih stanja mreže, određenih zadanom neraspoloživostu grana mreže i proizvodnih postrojenja, koristi se *MONTE CARLO* metoda. Svakom elementu sustava (grana mreže, proizvodna jedinica) pridružuje se slučajno generirani broj između 0 i 1. Ovisno o tome da li je taj broj veći ili manji od zadane neraspoloživosti elementa, pridružuje mu se stanje uklopljeno (slučajno generirani broj veći od zadane neraspoloživosti elementa sustava) ili isklopljeno (slučajno generirani broj manji od zadane neraspoloživosti elementa sustava). Nakon određivanja uklopnog stanja mreže definira se redoslijed angažiranja elektrana na osnovu minimalnih troškova proizvodnje, ne uzimajući u obzir tokove snaga određene raspodjelom opterećenja u sustavu i impedancijama mreže. Angažman protočnih hidroelektrana i početni angažman akumulacijskih hidroelektrana je unaprijed zadan. Za definirano pojedinačno stanje sustava vrši se dalje proračun istosmjernih tokova snaga (DC aproksimacija), uvažavajući 1. i 2. Kirchoffov zakon, koji može dovesti do dva slučaja:

- ukoliko ne postoje preopterećene grane u mreži rješenje je optimalno, budući da pri promatranom uklopnom stanju ne dolazi do dodatnih troškova proizvodnje ili troškova neisporučene električne energije radi ograničenja u prijenosnim granama,
- ukoliko postoje preopterećene grane u mreži mora se izvršiti preraspodjela proizvodnje elektrana u sustavu koja dovodi do povećanih troškova proizvodnje, ili redukcija određenog dijela potrošnje, radi održavanja opterećenja svih grana mreže unutar dozvoljenih granica.

U slučaju pojave preopterećenja u mreži novi angažman elektrana u sustavu ili redukcija potrošnje koja za promatrano uklopno stanje rezultira minimalnim troškovima neisporučene električne energije se određuju optimizacijskim metodama pomoću *dualnog simplex algoritma* i *relaksacijske tehnike*. Izraz koji se minimizira je slijedeći:

$$\min Z = \sum_i \sum_j t_{ij} P_{ij} + \mu \sum_i h_{i2} + \delta \sum_i (C_i^0 - C_i) \quad (4)$$

uz ograničenja:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \\ 0 &\leq h_{i2} \leq h_{i\max} - h_{i0} \\ 0 &\leq C_i \leq C_i^0 \end{aligned} \quad (5)$$

gdje su:

- t_{ij} - specifični troškovi termoelektrane j u čvorištu i
- P_{ij} - angažirana snaga termoelektrane j u čvorištu i
- μ - specifični troškovi dodatne proizvodnje akumulacijske hidroelektrane u čvorištu i
- h_{i2} - dodatna angažirana snaga hidroelektrane u čvorištu i
- δ - štete zbog neisporučene električne energije,
- $(C_i^0 - C_i)$ - neisporučena snaga u čvorištu i

Na osnovu velikog broja proračuna i slučajno određenih uklopnih stanja, te minimalnih troškova dodatne proizvodnje i neisporučene električne energije za svako pojedinačno stanje koje je karakterizirano poremećajima u mreži, model određuje prosječne vrijednosti, odnosno procjenu očekivane neisporučene snage i energije, prosječnih troškova proizvodnje i gubitaka u mreži.

Očekivana neisporučena snaga (energija) se prikazuje za dvije komponente:

1. Očekivana neisporučena snaga (energija) zbog manjka proizvodnih kapaciteta,
2. Očekivana neisporučena snaga (energija) zbog nedovoljne izgrađenosti prijenosne mreže.

Različite razine potrošnje u sustavu određene godišnjom krivuljom trajanja opterećenja se prikazuju variranjem desne strane linearnog programa, na osnovu čega se izračunava matematičko očekivanje neisporučene električne energije tijekom godine (ili dijela godine) uzimajući u obzir i nesigurnosti u predviđanju potrošnje. Budući da opterećenje svakog čvorišta sudjeluje linearno u desnoj strani linearnog programa, optimalna vrijednost neisporučene snage za određenu razinu potrošnje je linearna funkcija ukupnog opterećenja $f(C)$. Matematičko očekivanje neisporučene snage za određenu razinu potrošnje je prikazano sljedećim izrazom:

$$D_k = \int_0^{\infty} f(C) \cdot \rho_k(C) \cdot dC \quad (6)$$

gdje su:

- D_k - očekivana neisporučena snaga za razinu potrošnje k
- $f(C)$ - funkcija ovisnosti neisporučene snage o razini potrošnje k
- $\rho_k(C)$ - funkcija gustoće normalne raspodjele za razinu potrošnje k

Proračunima za sve razine potrošnje prema godišnjoj krivulji trajanja opterećenja moguće je odrediti ukupnu očekivanu godišnju neisporučenu električnu energiju prema izrazu (7).

$$E = \sum_{k=1}^K \lambda_k \cdot D_k \quad (7)$$

gdje je λ_k trajanje razine potrošnje k u godišnjoj krivulji trajanja opterećenja.

Rezultati modela planeru pružaju važne informacije na osnovu kojih može odrediti potreban razvoj mreže. Najvažniji su:

- matematičko očekivanje godišnje neisporučene električne energije i troškove neisporuke,
- procjenu očekivanog marginalnog smanjenja godišnje neisporučene električne energije pri povećanju kapaciteta svake grane u mreži za 1 MW,
- vjerojatnost poremećaja na svakoj grani mreže i posljedice (preraspodjela proizvodnje između elektrana ili neisporuka električne energije).

2.3.2 Ekonomski kriteriji planiranja

Ispitivanje mreže *Mexico* metodom i postavljanje ekonomskih kriterija planiranja omogućavaju planeru da odredi ekonomski optimalnu konfiguraciju prijenosne mreže po

promatranim vremenskim presjecima. Ekonomski optimalna konfiguracija mreže je ona konfiguracija koja uključuje sva profitabilna (isplativa) pojačanja mreže, a ne ona kod koje su troškovi neisporučene električne energije jednaki nuli.

Prije odluke o potrebnoj izgradnji novih objekata prijenosne mreže potrebno je provesti usporedbu troškova pojačanja mreže i dobitaka koji proizlaze iz tih pojačanja. Ograničenja u mreži mogu dovesti do nemogućnosti isporuke električne energije dijelu potrošača ili povećanih troškova proizvodnje radi potrebe angažiranja skupljih proizvodnih jedinica u sustavu. Uspoređujući ove troškove za konfiguraciju mreže bez razmatranog pojačanja i sa njim, moguće je odrediti dobitak koji se može očekivati od izgradnje razmatranog objekta u prijenosnoj mreži. Ukoliko se isto ograničenje može otkloniti izgradnjom nekog drugog objekta, pri čemu je dobitak od pojačanja isti, potrebno je usporediti troškove izgradnje svakog od njih, te na osnovu omjera između dobitaka i anuitetnih troškova izgradnje razmatranih pojačanja odrediti indeks profitabilnosti svakog od njih, pri čemu je ekonomski opravdanija ona investicija s većim indeksom profitabilnosti.

Da bi se uopće mogla razmatrati pojedina pojačanja mreže, na početku je potrebno odrediti slabije grane u mreži na kojima je moguće očekivati ograničenja u određenim (više ili manje vjerojatnim) pogonskim stanjima. Vršiti se simulacija rada EES metodom *Mexico* na "početnoj" konfiguraciji mreže koja ne uključuje niti jedan novi objekt, te se izračunavaju očekivani godišnji pogonski troškovi rada EES i troškovi neisporučene električne energije.

Detektiranje slabijih grana u mreži se vrši na osnovu marginalnog smanjenja operativnih troškova kod povećanja kapaciteta grane za 1 MW, te vjerojatnosti nastanka poremećaja na svakoj grani mreže. Marginalno smanjenje neisporučene električne energije razmatrane grane je veće od nule ukoliko se kod barem jednog slučajnog uklopnog stanja određenog neraspoloživostu elemenata mreže pojavilo ograničenje na toj grani (tok snage veći od dozvoljene granice), što je dovelo do potrebe preraspodjele proizvodnje u sustavu ili redukcije potrošnje. Ukupno procijenjeno godišnje (ili sezonsko) marginalno smanjenje operativnih troškova za neku granu je to veće što su veća preopterećenja na toj grani i što je veći broj proračuna tijekom kojih dolazi do opterećenja grane većeg od dozvoljenog. Veće marginalno smanjenje operativnih troškova za neku granu ujedno znači da je i dobitak od pojačanja koje otklanja opterećenja na toj grani veći.

Nakon određivanja marginalnih smanjenja operativnih troškova rada sustava za svaku granu mreže, izdvajaju se one grane čije je marginalno smanjenje različito od nule. Te grane su kandidati za pojačanja. Na početku se razmatraju moguća pojačanja mreže koja otklanjaju ograničenja na grani s najvećim marginalnim smanjenjem operativnih troškova rada sustava.

Za svako razmatrano pojačanje mreže potrebno je odrediti ukupne investicijske troškove izgradnje na osnovu jediničnih cijena VN opreme i karakteristika objekta (naponska razina, duljina dalekovoda, naponske razine transformatora). Da bi se mogla provesti usporedba godišnjih dobitaka od izgradnje i investicijskih troškova, potrebno ih je svesti na isti vremenski presjek određivanjem anuitetnog troška izgradnje razmatranoga objekta, koji se izračunava na sljedeći način:

$$a = \frac{i \cdot I}{1 - \frac{1}{(1+i)^T}} \quad (8)$$

gdje su:

- I - investicijski trošak izgradnje objekta (elementa) prijenosne mreže
- i - diskontna stopa
- T - očekivana životna dob razmatranog objekta (elementa) prijenosne mreže ($T \approx 45$ god.)

Mexico metodom simulira se rad sustava tijekom cijele godine, te se određuje razlika između operativnih troškova rada EES bez pojačanja, te sa pojačanjima koje otklanjaju poremećaj na grani s najvećim marginalnim smanjenjem operativnih troškova rada. Indeksi profitabilnosti razmatranih pojačanja se određuju kao omjer između dobitaka (G) od pojačanja i anuitetnih troškova izgradnje.

$$G = OC_1 - OC_0 \quad (9)$$

$$p = \frac{G}{a} \quad (10)$$

gdje su:

- OC_0 - operativni troškovi EES bez razmatranog pojačanja
- OC_1 - operativni troškovi EES sa razmatranim pojačanjem
- p - indeks profitabilnosti razmatranog pojačanja

$p > 1 \Rightarrow$ pojačanje je profitabilno (ekonomski opravdano)

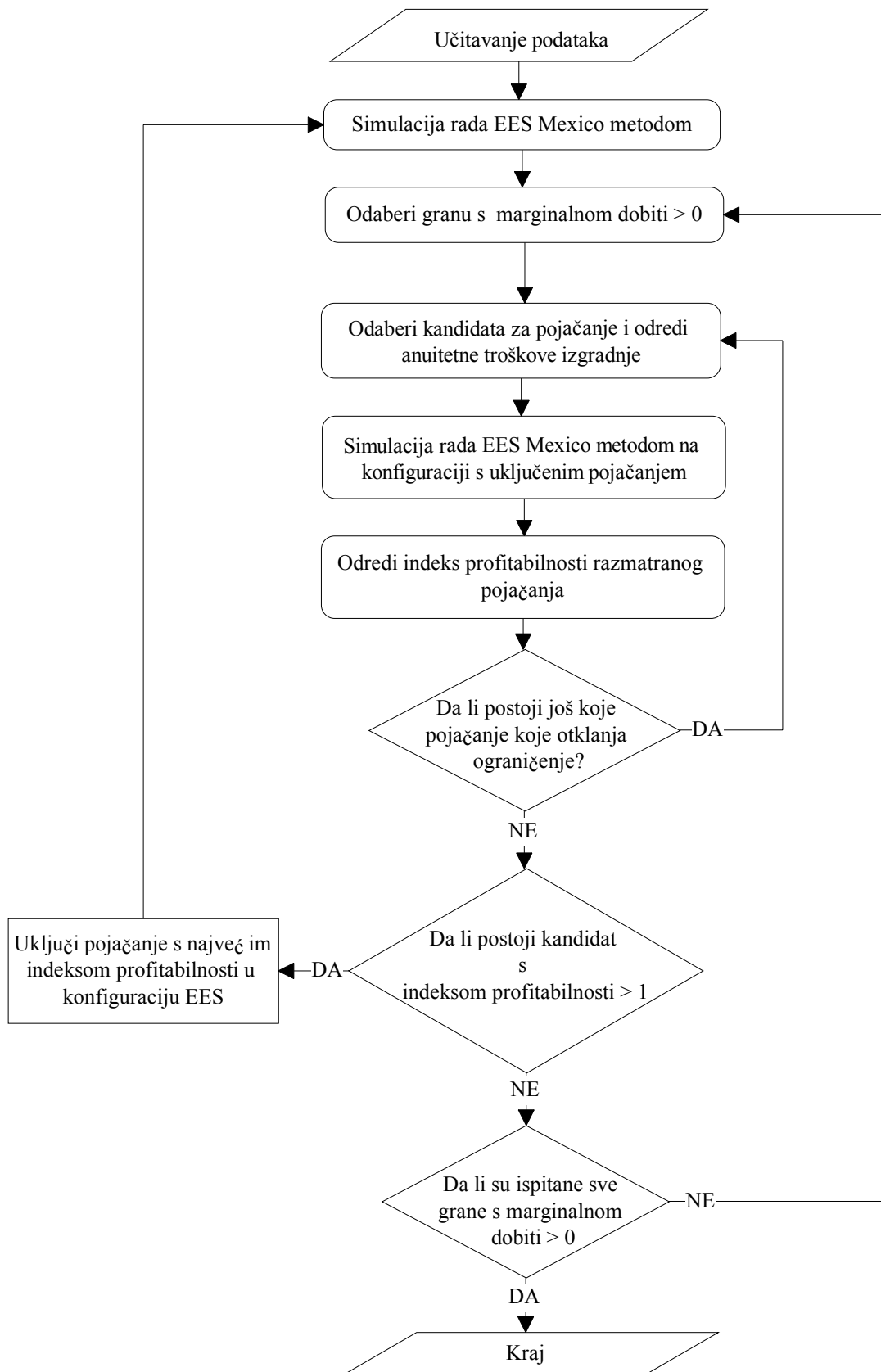
$p < 1 \Rightarrow$ pojačanje nije profitabilno (ekonomski opravdano)

Razmatrano pojačanje mreže je profitabilno ukoliko mu je indeks profitabilnosti veći od 1, što znači da su dobiti od izgradnje tog objekta u razmatranoj godini veći od njegovih anuitetnih investicijskih troškova. Ukoliko se ograničenje s najvećom marginalnom dobiti može otkloniti na nekoliko načina, odabire se ono pojačanje čiji je indeks profitabilnosti najveći. Nakon odabira prvog pojačanja mreže razmatraju se marginalna smanjenja operativnih troškova rada na konfiguraciji mreže s uključenim pojačanjem, te se postupak ispitivanja profitabilnosti kandidata za izgradnju ponavlja dok u mreži više ne postoji profitabilno pojačanje. Na taj je način određena ekonomski optimalna konfiguracija mreže za razmatranu godinu.

Profitabilnost svih predviđenih pojačanja mreže treba provjeriti za sljedeće razmatrane vremenske presjke planiranja. Ukoliko se pokaže da neko pojačanje koje je uključeno u ekonomski optimalnu konfiguraciju mreže više nije profitabilno, postupak treba ponoviti, a predviđeno pojačanje zamijeniti s onim koji ima najveći indeks profitabilnosti iza njega. Ukoliko se provodi planiranje razvoja prijenosne mreže unutar više zadanih vremenskih presjeka moguć je i obrnuti postupak. Mexico metodom simulira se rad "polazne" konfiguracije mreže, s potrošnjom i elektranama predviđenim za izgradnju u krajnjem vremenskom presjeku promatranja, te se određuju sva profitabilna pojačanja mreže, a time i krajnja ekonomski optimalna mreža. Ispitivanjima prethodnih vremenskih presjeka tada se određuje dinamika ulaska u pogon pojedinih predviđenih pojačanja mreže određivanjem njihove profitabilnosti za svaki vremenski presjek promatranja.

2.4 Tehnička analiza

Tehnička analiza na ekonomski optimalnoj konfiguraciji prijenosne mreže se provodi radi dobivanja dodatnih informacija koje su važne za određivanje potrebnog razvoja mreže.



Slika 1 Blok dijagram principa određivanja ekonomski optimalne konfiguracije prijenosne mreže za promatrani vremenski presjek

Budući da se ekonomska analiza temeljila na proračunima istosmjernih tokova snaga, i da je promatrala samo kapacitete pojedinih prijenosnih grana za veliki broj mogućih uklopnih stanja, nije pružala ostale važne informacije u pogledu naponskih prilika, tokova jalovih snaga u sustavu, naponske, prijelazne i dinamičke stabilnosti, mogućnostima održavanja očekivanih tranzita u mreži i dr. Radi toga je nužno provesti proračune izmjeničnih tokova snaga za razna karakteristična pogonska stanja, i na temelju postavljenih tehničkih kriterija odrediti eventualna dodatna pojačanja mreže (vodovi, transformatori, kompenzacijski uređaji, mjere za povećavanje stabilnosti sustava i dr.). Tehničkom analizom se promatraju osnovni zahtjevi na planiranu mrežu poput:

- održavanje napona unutar dozvoljenih granica,
- siguran plasman snage pojedinih elektrana,
- omogućavanje predviđenih (ugovorenih) razmjena i tranzita,
- održavanje prijelazne i dinamičke stabilnosti,
- analiza struja kratkih spojeva.

Potrebno je napomenuti da tehnička i ekonomska analiza nisu u potpunosti odvojene. Ukoliko tehnička analiza ukaže na potrebu pojačanja mreže izgradnjom novog voda ili transformatora, ekonomskom je analizom potrebno provjeriti da li izgradnja te grane utječe na profitabilnost prije određenih pojačanja mreže, te eventualno korigirati ekonomski optimalnu konfiguraciju mreže.

2.4.1 Regulacija napona u mreži

Elektroenergetski sustav se sastoji od visokonaponskih mreža više različitih naponskih razina, međusobno povezanih s energetske transformatorima. Nazivni naponi tih mreža su različiti, a zbog padova napona koje djelatna i jalova komponenta struje čine na impedancijama elemenata mreže, naponi u mreži iste naponske razine nisu jednaki u svim čvorištima. Pad napona koji izaziva jalova komponenta struje je puno veći od pada napona koji čini djelatna komponenta struje, pa je održavanje napona u mreži usko povezano s regulacijom i tokovima jalovih snaga.

Elektroenergetski sustav treba biti koncipiran tako da se napon u svim mogućim pogonskim uvjetima može održavati unutar dozvoljenih granica. Dozvoljene granice odstupanja napona u prijenosnoj mreži su prikazane u donjoj tablici.

Tablica 1 Dozvoljena odstupanja napona u prijenosnoj mreži

TRAJNO DOZVOLJENA ODSUPANJA NAPONA					
Prijenosna mreža	Minimalni napon*	Minimalni napon	Nazivni napon	Maksimalni napon	Maksimalni napon ¹
110 kV	93,5 kV	99 kV	110 kV	123 kV	126,5 kV
220 kV	187 kV	198 kV	220 kV	245 kV	253 kV
400 kV	360 kV	380 kV	400 kV	420 kV	420 kV

dopušteno u izuzetnim okolnostima (npr. havarijskim) i to samo u stanicama koje imaju mogućnost regulacije napona transformatora pod teretom u navedenim granicama

Maksimalni pogonski napon je određen izolacijskim sposobnostima elemenata mreže. Previsoki naponi u pojedinim dijelovima mreže uništavaju izolaciju i smanjuju njenu životnu dob, pa se u stacionarnom pogonu napon ne smije povisiti iznad dozvoljene gornje granice u niti jednom čvorištu mreže. Prema dolje napon je ograničen zbog radnih karakteristika nekih elemenata (generatori, prekidači), regulacijskog opsega transformatora prema distribucijskoj mreži i iz ekonomskih razloga u pogledu gubitaka u mreži (gubici rastu na manjem naponu).

Padovi napona u mreži se smanjuju porastom nazivnog (pogonskog) napona, te padom reaktancije i tokova jalovih snaga. Radi održavanja napona nastoji se tokove jalove snage smanjiti na najmanju mjeru, što se postiže osnovnim principom da se jalova snaga generira u onoj točki mreže gdje je potrebna i u točno potrebnoj količini. Velike varijacije u tokovima jalovih snaga u elektroenergetskom sustavu, uzrokovanih različitim opterećenjima (ljetno, zima, dan, noć) u sustavu, različitim opterećenjima vodova i kabela (generiraju ili troše jalovu snagu), topologijom mreže, i dr., mogu uzrokovati pojavu različitih vrijednosti napona u pojedinim čvorištima sustava: previsokim ili preniskim naponima. Općenito se mogu postaviti sljedeći odnosi:

- visoko opterećenje EES \Rightarrow povećane potrebe za jalovom snagom \Rightarrow niski naponi
- nisko opterećenje EES \Rightarrow viškovi jalove snage zbog slabo opterećenih vodova \Rightarrow visoki naponi

Tehnička analiza mora obuhvatiti oba krajnja stanja sustava, pa se ispituju pogonska stanja karakteristična po:

1. Vršnom (maksimalnom) opterećenju EES
2. Minimalnom opterećenju EES

Proračunima izmjeničnih tokova snaga za različita karakteristična pogonska stanja (tranziti, neraspoloživost jedne grane mreže, angažman elektrana i dr.) određuju se sposobnosti generatora i kompenzacijskih uređaja u mreži u cilju održavanja povoljnih naponskih prilika u svim čvorištima mreže.

Manjak jalove snage u sustavu, odnosno nedovoljna rezerva jalove snage u uređajima za proizvodnju jalove snage može dovesti do "sloma napona" u određenim pogonskim stanjima, odnosno do raspada sustava i nemogućnosti isporuke električne energije potrošačima. Da bi se funkcija elektroenergetskog sustava mogla uspješno i kvalitetno obavljati nužno je da uređaji za regulaciju napona i jalove snage (sinkroni generatori i kompenzatori, regulacijski transformatori, kondenzatorske baterije, paralelne prigušnice, statički var kompenzatori) zadovoljavaju postavljene zahtjeve u svezi opsega regulacije, veličine, brzine odziva, lokacije s obzirom na karakteristike sustava i konzuma i dr.

2.4.2 Podržavanje predviđenih razmjena i tranzita

Programom za proračun izmjeničnih tokova snaga potrebno je provjeriti da li ekonomski optimalna konfiguracija mreže zadovoljava uvijete sigurne razmjene snage sa susjednim elektroenergetskim sustavima ili tranzita za potrebe trećih. Uvjeti sigurne razmjene snage sa susjednim elektroenergetskim sustavima slični su uvjetima sigurnog plasmana snage proizvodnih postrojenja, što znači da se predviđene snage (bilo na temelju dugoročnih ugovora ili mogućeg interventnog uvoza) moraju uvoziti ili izvoziti pri raspoloživosti N-1 grana mreže, uz zadovoljavanje postavljenih tehničkih kriterija u pogledu održavanja opterećenja vodiča i naponskih prilika u dozvoljenim granicama.

Pitanje ekonomičnosti razmatranih razmjena i tranzita odvojeno je od postupka planiranja razvoja mreže, te se mora zasebno proučavati. Ukoliko se pokaže da razmjena ili tranzit energije sa susjednim elektroenergetskim sustavima donosi odgovarajuće koristi, prijenosnu mrežu treba na odgovarajući način pojačati.

Osnovni princip koji se mora primijeniti u cilju omogućavanja predviđenih tranzita preko prijenosne mreže je taj da ti tranziti ne smiju ugroziti pogon sustava pri raspoloživosti svih grana mreže, kao ni pri raspoloživosti N-1 grana.

2.4.3 Prijelazna i dinamička stabilnost elektroenergetskog sustava

Problem stabilnosti elektroenergetskog sustava jedan je od značajnih problema koji se promatraju pri analizi istog, budući da gubitkom stabilnosti jednog generatora u sustavu može doći do preopterećenja i gubitka stabilnosti ostalih generatora, što u konačnici dovodi do potpunog raspada sustava, kao najtežeg kvara koji se može dogoditi. U cilju normalne opskrbe potrošača električnom energijom, elektroenergetski sustav mora biti dizajniran i vođen tako da u slučaju ozbiljnijih poremećaja ne dođe do značajnijeg i nepotrebnog ograničavanja potrošnje.

Stabilnost se elektroenergetskog sustava najjednostavnije može definirati kao njegova sposobnost da nastavi stabilan rad nakon određenih poremećaja koji mogu nastati. Ovisno o njihovoj veličini razlikujemo stabilnost na velike i male poremećaje. Sinkroni rad generatora ugrožavaju bliski i udaljeni kratki spojevi u mreži, ispadi vodova i tereta, pogreške u pomoćnim sustavima generatora i turbina i dr. Ovisno o karakteristikama sustava i mjestima gdje nastaju, svaki od nabrojanih poremećaja može izazvati gubitak stabilnosti, pa i teže posljedice ukoliko se lančano prošire na ostale generatore u sustavu.

Kod prijelazne stabilnosti promatraju se brze promjene kao posljedice uglavnom kratkih spojeva u mreži koji izazivaju velika njihanja rotora generatora. Očuvanje stabilnosti sustava u tom slučaju ovisi o pogonskim prilikama prije kvara (opterećenje, proizvodnja, konfiguracija mreže), kao i karakteru same smetnje (vrsta kvara, mjesto nastanka, vrijeme otklanjanja i dr.).

Dinamičkom stabilnošću nazivamo sposobnost sustava da ostaje stabilan nakon malih poremećaja, pri čemu je stabilnost ugrožena uglavnom nedostatkom sinkronizirajućeg momenta ili dovoljno velikog prigušnog momenta generatora. Ponašanje sustava kod malih poremećaja prvenstveno ovisi o stacionarnom stanju prije kvara, jačini prijenosne mreže i primijenjenim sustavima uzbude generatora.

Osnovna praktična razlika između prijelazne i dinamičke stabilnosti koja proizlazi iz karaktera prijelaznih pojava je utjecaj nelinearnosti u komponentama kao i u samom sustavu. Ta je nelinearnost u slučaju velikih poremećaja vrlo izražena pa se ne smije zanemariti, za razliku od malih poremećaja kada se mogu koristiti i pojednostavljeni linearizirani modeli. Istraživanja prijelazne i dinamičke stabilnosti se provode simulacijom rada sustava u vremenskoj domeni, iako postoje i drugi načini za ocjenu stabilnosti sustava posebno kod problema dinamičke stabilnosti (analiza u frekvencijskoj domeni).

S obzirom da se u današnje vrijeme grade sve veće i od potrošačkih centara udaljenije proizvodne jedinice, problem očuvanja prijelazne stabilnosti postaje sve naglašeniji. Kroz proces planiranja razvoja elektroenergetskog sustava bi trebalo težiti povećavanju granica prijelazne stabilnosti, te predvidjeti takva konstrukcijska rješenja i primjenu najsuvremenije opreme koji bi smanjili opasnost od gubitka stabilnosti kod nastanka velikih poremećaja u mreži, te na taj način omogućili pouzdaniju i sigurniju opskrbu potrošača električnom energijom.

Izbor metoda za poboljšavanje prijelazne i dinamičke stabilnosti EES (brzo otklanjanje kvara, primjena reguliranih kompenzacijskih uređaja, primjena brzih sustava uzbude generatora, ugradnja stabilizatora EES u sustave uzbude generatora, i dr.) koje se mogu primijeniti ukoliko analiza ukaže na potrebu toga, ovisi o nizu faktora i karakteristika pojedinog elektroenergetskog sustava, pa je tako i njihov utjecaj na povećanje granice prijelazne i dinamičke stabilnosti promjenljiv od slučaja do slučaja. Pažljivom analizom potrebno je izabrati najbolje metode za promatrani sustav, pri čemu se iz vida ne smije ispustiti ekonomska strana problema. To znači da prije izbora bilo koje metode treba promotriti dobit i troškove koji nastaju njenom primjenom.

2.4.4 Proračun kratkog spoja

Na kraju procesa planiranja razvoja prijenosne mreže poželjno je provesti proračun kratkog spoja na konfiguraciji mreže određene prethodnim ekonomskim i tehničkim analizama. Proračun kratkog spoja na ovoj razini studiranja obuhvaća samo najvažnije veličine (efektivne vrijednosti izmjeničnih komponenata struje trolnog I_{k3} i jednopolnog I_{k1} kratkog spoja) pomoću kojih je moguće kontrolirati nazivne karakteristike opreme u visokonaponskim postrojenjima (prekidači, rastavljači, sabirnice i dr.). Osnovni cilj je sagledavanje utjecaja novih pojačanja mreže određenih prema ekonomskim i tehničkim analizama na podizanje razine struja kratkih spojeva u mreži.

Proračun kratkog spoja se obavlja uz sljedeće pretpostavke:

- zanemaruju se poprečne grane u mreži (potrošači i poprečne grane vodova i transformatora), što znači da je prije nastanka poremećaja mreža u idealnom praznom hodu,
- napon prije nastanka kratkog spoja za sve naponske razine jednak je nazivnom naponu mreže pomnoženom s faktorom 1.1,
- impedancija kratkospojne veze jednaka je nuli, što znači da se pretpostavlja neposredan kratki spoj,
- svi rastavljači za uzemljenje zvjezdišta transformatora su zatvoreni, što znači da je mreža uzemljena gdje god je to tehnički moguće, kako bi se dobila najmanja ekvivalentna nulta impedancija ili najveća struja jednopolnog kratkog spoja,
- kvarovi se ne događaju istodobno.

Jednim od programa za izračunavanje kratkih spojeva određuju se vrijednosti neistodobnih sabirničkih kratkih spojeva u svim postrojenjima prijenosne mreže za studirane vremenske presjeke, te se vrši usporedba izračunatih vrijednosti sa nazivnim karakteristikama ugrađenih prekidača. Na razini planiranja razvoja prijenosne mreže nije potrebno provoditi detaljnije proračune kratkog spoja budući da u najvećem broju slučajeva nisu poznati svi parametri novih proizvodnih postrojenja, odnosno generatora u mreži (subtranzijentne direktne, inverzne i nulte reaktancije i dr.) pa se računa s pretpostavljenim vrijednostima.

2.5 Dugoročno planiranje revitalizacije objekata prijenosne mreže

Razmatranje samo izgradnje novih objekata (elemenata) u postupku planiranja razvoja prijenosne mreže, bez planiranja revitalizacije postojećih, kod dugoročnog planiranja ne bi dovelo do potpunih rezultata kako u operativnom, tako i u financijskom pogledu. Iz tog je razloga nužno definirati jasne kriterije po kojima bi se određivali kandidati za revitalizaciju u pojedinim vremenskim razdobljima koje studija planiranja obuhvaća, te izračunala ukupna

financijska sredstva koje će trebati uložiti u revitalizaciju postojećih objekata prijenosne mreže.

Planiranje revitalizacije pojedinih jedinica (elemenata) prijenosne mreže možemo podijeliti u dvije grupe: operativno planiranje i dugoročno planiranje. Prioritete za kratkoročnu revitalizaciju (unutar nekoliko godina) potrebno je odrediti ne samo prema očekivanoj životnoj dobi pojedine jedinice (komponente) mreže, već i prema njegovom stvarnom (snimljenom) stanju i ulozi koju ima u elektroenergetskom sustavu. Ukoliko ispitivanja pokažu da zbog starosti pojedine jedinice (komponente) pouzdanost pogona nije bitno smanjena ili da nije ugrožena sigurnost opskrbe potrošača, revitalizaciju treba odgoditi i maksimalno iskoristiti raspoloživa financijska sredstva u revitalizaciju drugih objekata u prijenosnoj mreži.

Postupak dugoročne revitalizacije treba dati odgovor na pitanje koliko kilometara vodova, komada transformatora i polja, te ostalih električkih i građevinskih komponenata prijenosne mreže treba revitalizirati u budućem razdoblju, te kolika financijska sredstva treba u to uložiti. Budući da se dugoročni plan revitalizacije može samo približno ocijeniti, potrebno je maksimalno pojednostavniti broj promatranih jedinica elektroenergetskog sustava, a financijska sredstva potrebna za revitalizaciju ostalih komponenata (rastavljači, izolatori, nadzorni, upravljački i telekomunikacijski dijelovi i dr.) treba pridružiti kroz povećanje financijske vrijednosti revitalizacije osnovnih jedinica.

Dugoročno planiranje revitalizacije objekata prijenosne mreže obavlja se na temelju očekivane životne dobi pojedinih jedinica promatranja. Kao jedinice promatranja uzimaju se kabeli ($T \approx 50$ god.), električki dijelovi nadzemnih vodova ($T \approx 40$ god.), građevinski dijelovi nadzemnih vodova ($T \approx 75$ god.), energetske transformatori ($T \approx 50$ god.), polja ($T \approx 30$ god.), građevinski dijelovi transformatorske stanice ($T \approx 100$ god.) i električki dijelovi transformatorske stanice ($T \approx 15$ god.). Očekivane životne dobi pojedinih jedinica promatranja prikazani u zgradama određeni su prema podacima iz dostupne literature i dosadašnjim iskustvima iz pogona.

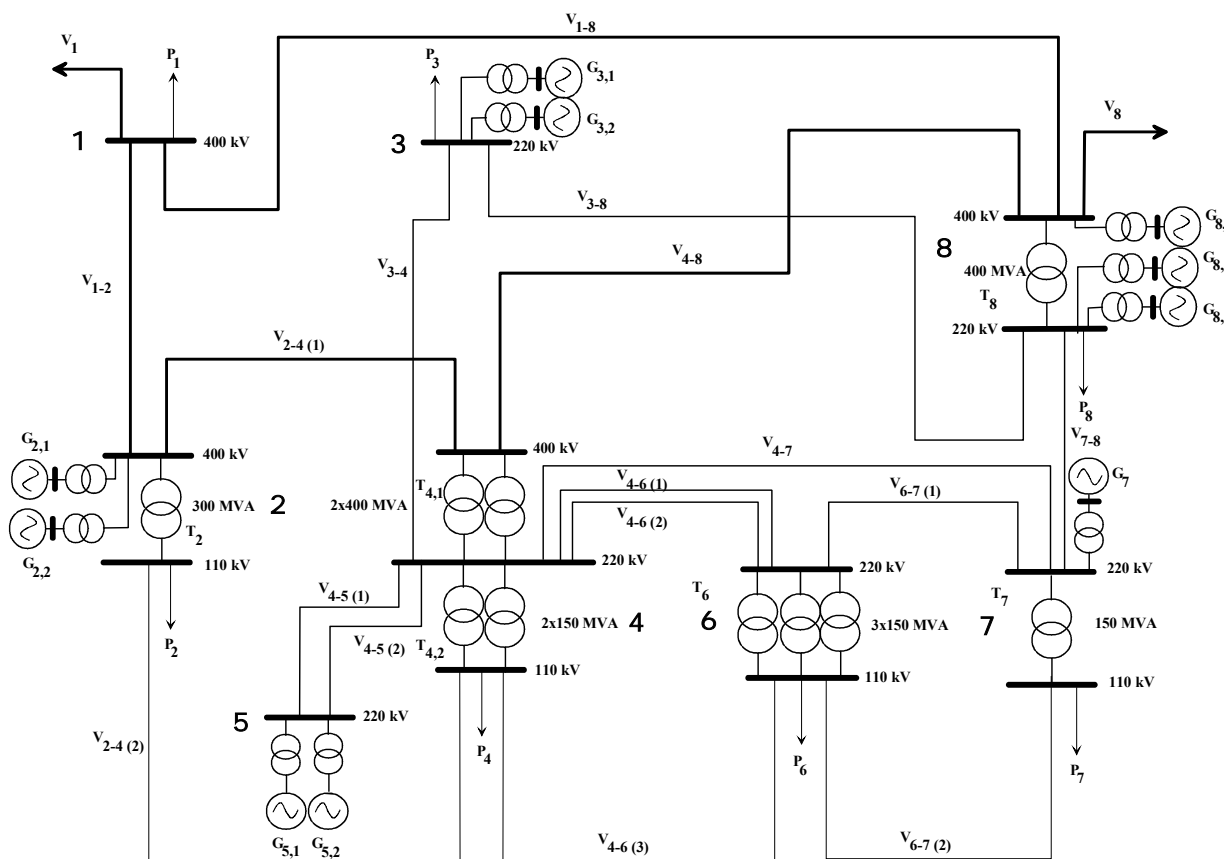
Investicijska vrijednost revitalizacije polja i transformatora jednaka je cijeni novog polja ili transformatora. Isti slučaj je i s kabelima. Vrijednost revitalizacije električkih dijelova nadzemnih vodova određuje se na osnovu udjela u cijeni novog voda (38% - 41% ovisno o naponskoj razini i broju trojki), a vrijednost revitalizacije građevinskih dijelova nadzemnih vodova cijenom novog voda (istovremena zamjena i električkih dijelova, odnosno izgradnja novog voda po istoj trasi). Pod stavkom transformatorska stanica – električki dio, uključeni su srednjenaponski, niskonaponski i zajednički nadzorni, upravljački i telekomunikacijski dijelovi za koje se pretpostavlja da se revitaliziraju istovremeno s poljima, a njena financijska vrijednost je izražena 10 %-im uvećanjem ukupne investicijske vrijednosti revitalizacije polja.

U izradi plana dugoročne revitalizacije objekata prijenosne mreže revitalizaciju pojedinih jedinica treba predvidjeti u onom planskom razdoblju unutar kojega starost te jedinice prelazi očekivanu životnu dob. Odstupanja od dugoročnog planiranja revitalizacije prema očekivanoj životnoj dobi jedinica prijenosne mreže opravdana su u slijedećim slučajevima:

1. prijevremena revitalizacija radi povećanja prijenosne moći voda, u cilju otklanjanja mogućih poremećaja detektiranih pri ispitivanjima potrebne izgradnje prijenosne mreže u promatranom razdoblju.
2. prijevremena revitalizacija voda radi interpolacije nove TS 110/x kV.

3 PRIMJENA METODOLOGIJE EKONOMSKO-TEHNIČKOG PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE NA TEST MODELU EES

Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže zasnovana na ekonomskim i tehničkim kriterijima je provjerena na test modelu EES. Parametri elemenata mreže (tablice 2 – 6) i svi potrebni ulazni podaci su zadani, izvršena je ekonomska analiza te je definirana ekonomski optimalna konfiguracija mreže, nakon čega su izvršene i tehničke analize koje obuhvaćaju proračune izmjeničnih tokova snaga, prijelazne stabilnosti, te kratkog spoja. Krajnji rezultat izvršenih analiza su ukupni troškovi potrebni za razvoj mreže do promatranog vremenskog presjeka. Model mreže se sastoji od 8 čvorišta sa 13 sabirnica, 16 vodova, 10 mrežnih i 10 blok transformatora, te 6 elektrana. U mreži postoje 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske razine (slika 2).



Slika 2 Test model EES

Mreža se sastoji od četiri voda 400 kV naponske razine, devet vodova 220 kV naponske razine i tri 110 kV voda. U čvorištima 1 i 8 priključeni su interkonekcijski 400 kV vodovi prema susjednim elektroenergetskim sustavima za koje se pretpostavlja da omogućavaju uvoz određene snage po definiranoj cijeni tijekom čitave godine. Susjedni EES-i u proračunima su ekvivalentirani nadomjesnim generatorima (elektranama). Pretpostavlja se da je svakim od interkonektivnih vodova prema susjednim EES moguće tijekom čitave godine uvoziti maksimalno 1000 MW u interventnim situacijama po cijeni od 5,3 c/kWh. Ukupno vršno opterećenje za razmatrani vremenski presjek (2000. godina) iznosi $P_{\max}=2094$ MW. Raspodjela vršnog opterećenja po pojedinim čvorištima je sljedeća:

$$P_1 = 540 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,976$$

$$P_2 = 180 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,928$$

$$P_3 = 240 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,989$$

$$P_4 = 198 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,910$$

$$P_6 = 276 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,951$$

$$P_7 = 120 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,958$$

$$P_8 = 540 \text{ MW}, \cos \varphi = 0,921$$

Godišnja krivulja trajanja opterećenja je prikazana na slici 3. Krivulja je podijeljena na pet dijelova i aproksimirana pravcima. Pojedini dijelovi se odnose na vršno opterećenje, visoka zimsko opterećenje, visoka ljetna opterećenja, niska zimsko i niska ljetna opterećenja. Svaki od pojedinih dijelova godišnje krivulje trajanja opterećenja je određen srednjom vrijednošću opterećenja u MW i njegovim trajanjem u satima.

Tablica 2 Parametri vodova na test modelu EES

Vod	Pogon. napon (kV)	L (km)	R (Ω/km)	R ₀ (Ω/km)	X (Ω/km)	X ₀ (Ω/km)	B ($\mu\text{S}/\text{km}$)	B ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	neraspoloživost (%)	I _{max} (A)	Godina izgradnje
V ₁₋₂	400	180,6	0,032	0,323	0,3285	0,79	3,518	2,572	1,1	951	1963.
V ₁₋₈	400	300,0	0,032	0,096	0,3285	0,986	3,518	3,5	1,1	951	1973.
V ₂₋₄₍₁₎	400	101,7	0,032	0,323	0,3285	0,793	3,518	2,572	0,9	951	1960.
V ₄₋₈	400	113,1	0,031	0,31	0,3285	0,80	3,528	2,56	1	951	1979.
V ₃₋₄	220	210,0	0,081	0,349	0,4262	1,286	2,712	1,811	1,3	780	1961.
V ₃₋₈	220	230,0	0,081	0,24	0,4262	1,26	2,712	2,7	1,1	780	1958.
V ₄₋₅₍₁₎	220	28,9	0,081	0,354	0,4247	1,187	2,726	1,841	0,8	780	1967.
V ₄₋₅₍₂₎	220	28,9	0,081	0,354	0,4247	1,187	2,726	1,841	0,8	780	1967.
V ₄₋₇	220	24,8	0,080	0,356	0,4256	1,316	2,712	1,798	0,7	780	1965.
V ₄₋₆₍₁₎	220	53,1	0,083	0,369	0,4250	1,217	2,724	1,829	1	780	1971.
V ₄₋₆₍₂₎	220	53,1	0,083	0,369	0,4250	1,217	2,724	1,829	1	780	1971.
V ₆₋₇₍₁₎	220	74,9	0,081	0,365	0,4259	1,334	2,712	1,797	0,5	780	1979.
V ₇₋₈	220	99,5	0,081	0,344	0,4253	1,279	2,699	1,759	1	780	1982.
V ₂₋₄₍₂₎	110	90,0	0,121	0,36	0,406	1,23	2,801	2,8	0,4	605	1968.
V ₄₋₆₍₃₎	110	67,0	0,190	0,57	0,412	1,23	2,801	2,8	1,1	439	1955.
V ₆₋₇₍₂₎	110	11,3	0,121	0,36	0,406	1,23	2,801	2,8	0,5	605	1963.

Tablica 3 Parametri transformatora na test modelu EES

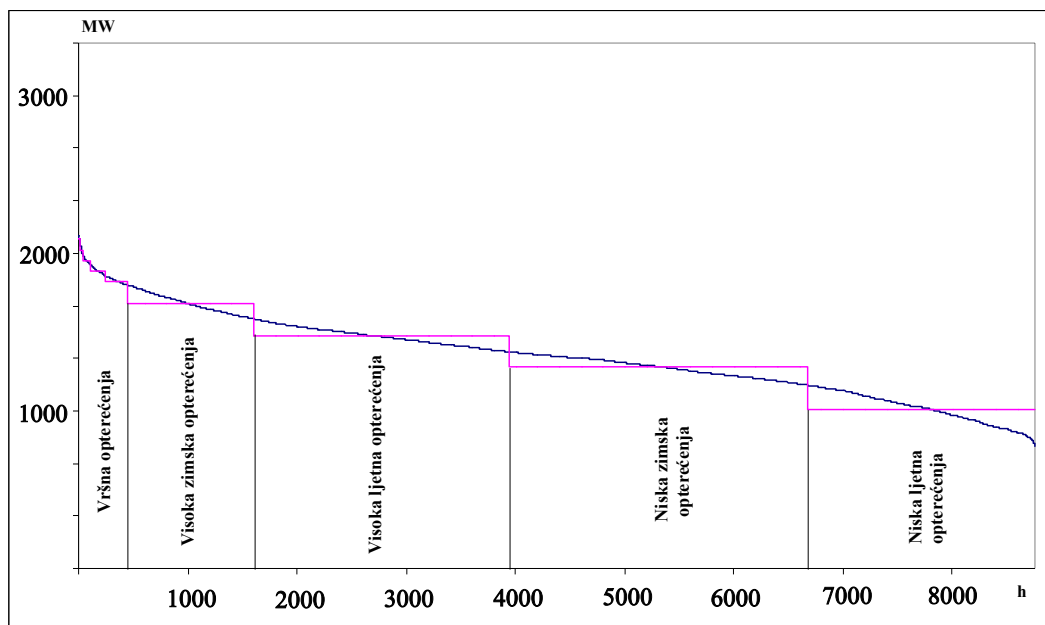
Čvor	Tip	U _{n1} /U _{n2} (kV/kV)	S (MVA)	U _{ks} (%)	P _{ks} (kW)	P ₀ (kW)	I ₀ (%)
2	mrežni	400/115	300	12,3	630	133,6	0,17
2	blok tr.	12,5/400	550	9,1	670	145,0	0,21
2	blok tr.	12,5/400	550	9,1	670	145,0	0,21
3	blok tr.	10,5/220	180	11,2	595	121,1	0,12
3	blok tr.	10,5/220	180	11,2	595	121,1	0,12
4	mrežni	400/231	400	11,7	583	129,6	0,12
4	mrežni	400/231	400	11,7	583	129,6	0,12
4	mrežni	220/115	150	10,7	378	126,6	0,11
4	mrežni	220/115	150	10,7	378	126,6	0,11
5	blok tr.	10,5/220	150	10,4	233	112,4	0,10
5	blok tr.	10,5/220	150	10,4	233	112,4	0,10
6	mrežni	220/115	150	10,1	422	54,4	0,16
6	mrežni	220/115	150	10,1	422	54,4	0,16
6	mrežni	220/115	150	10,1	422	54,4	0,16
7	mrežni	231/115	150	12,3	128	51,0	0,12
7	blok tr.	10,5/220	220	11,1	243	53,8	0,11
8	mrežni	400/231	400	11,7	583	129,6	0,12
8	blok tr.	12,5/400	550	9,1	670	145,0	0,21
8	blok tr.	6,3/220	120	10,2	123	85,0	0,12
8	blok tr.	6,3/220	120	10,2	123	85,0	0,12

Tablica 4 Parametri transformatora na test modelu EES (nastavak)

Čvor	Tip	U _{n1} /U _{n2} (kV/kV)	vrsta regulacije	grupa spoja	neraspoloživost (%)	Godina izgradnje
2	mrežni	400/115	±1x5%	YY0	1	1971.
2	blok tr.	12,5/400	nema	D5Y	0,5	1971.
2	blok tr.	12,5/400	nema	D5Y	0,5	1971.
3	blok tr.	10,5/220	nema	D5Y	0,5	1961.
3	blok tr.	10,5/220	nema	D5Y	0,5	1961.
4	mrežni	400/231	±1x5%	YY0	1	1972.
4	mrežni	400/231	±1x5%	YY0	1	1972.
4	mrežni	220/115	±12x1,25%	YY0	1	1964.
4	mrežni	220/115	±12x1,25%	YY0	1	1964.
5	blok tr.	10,5/220	nema	D5Y	0,5	1967.
5	blok tr.	10,5/220	nema	D5Y	0,5	1967.
6	mrežni	220/115	±10x1,5%	YY0	1	1963.
6	mrežni	220/115	±10x1,5%	YY0	1	1963.
6	mrežni	220/115	±10x1,5%	YY0	1	1963.
7	mrežni	231/115	±15x1,33%	YY0	1	1965.
7	blok tr.	10,5/220	nema	D5Y	0,5	1979.
8	mrežni	400/231	±1x5%	YY0	1	1973.
8	blok tr.	12,5/400	nema	D5Y	0,5	1973.
8	blok tr.	6,3/220	nema	D5Y	0,5	1961.
8	blok tr.	6,3/220	nema	D5Y	0,5	1961.

Tablica 5 Osnovni podaci elektrana na test modelu EES

Ime TE	Neraspoloživost		Snaga prag (MW)	Spec. potrošak topline na pragu (MJ/kWh)		Cijena goriva (c/MJ)	Troškovi (goriva) proizvodnje (c/kWh)	
	remont	slučajna			protutlačni rad			protutlačni rad
NE (Čvorište 2)	0,16	0,05	1000	11,02		0,12	1,32	
NE (Čvorište 8)	0,16	0,05	500	11,02		0,12	1,32	
PTE (Čvorište 7)	0,08	0,05	200	10,20		0,18	1,84	
PTE (Čvorište 8)	0,08	0,05	200	10,20		0,18	1,84	
TETO (Čvorište 3)	0,08	0,05	300	12,50	5,50	0,30	3,75	1,65



Slika 3 Godišnja krivulja trajanja opterećenja za razmatrani vremenski presjek

Tablica 6 Podaci generatora u elektranama

Elektrana	Gen.	P_{\max} (MW)	Q_{\max} (Mvar)	Q_{\min} (Mvar)
NE (Čvorište 2)	G _{2,1}	500	350	-150
	G _{2,2}	500	350	-150
TETO (Čvorište 3)	G _{3,1}	150	75	-50
	G _{3,2}	150	75	-50
HE (Čvorište 5)	G _{5,1}	125	80	-30
	G _{5,2}	125	80	-30
PTE (Čvorište 7)	G ₇	200	140	-80
NE (Čvorište 8)	G _{8,1}	500	350	-150
PTE (Čvorište 8)	G _{8,2}	100	-25	75
	G _{8,3}	100	-25	75

Gen.	x_d (%)	x_d' (%)	x_d'' (%)	x_q (%)	x_q'' (%)	x_i (%)	x_o (%)	x_l (%)	T_d' (s)	T_d'' (s)	T_q'' (s)	T_m (s)	uzbuda
G _{2,1}	220	33	17	220	18	21	18	15	0,71	0,02	0,02	8,0	statička
G _{2,2}	220	33	17	220	18	21	18	15	0,71	0,02	0,02	8,0	statička
G _{3,1}	190	24	13,5	187	15	23	19	11	1,11	0,05	0,05	6,8	brushless
G _{3,2}	190	24	13,5	187	15	23	19	11	1,11	0,05	0,05	6,8	brushless
G _{5,1}	90	40	22	50	19,8	18	9	13	1,20	0,03	0,04	7,8	elektrostrojna
G _{5,2}	90	40	22	50	19,8	18	9	13	1,20	0,03	0,04	7,8	elektrostrojna
G ₇	193	31	20	193	20,2	23	20	12	1,10	0,02	0,03	7,4	statička
G _{8,1}	210	31	16	210	17	21	18	15	0,75	0,02	0,02	8,0	statička
G _{8,2}	200	34	21	200	22	26	19	12	0,89	0,06	0,04	6,0	brushless
G _{8,3}	200	34	21	200	22	26	19	12	0,89	0,06	0,04	6,0	brushless

Polazni angažman akumulacijske hidroelektrane u čvorištu 5 određen je na osnovu prosječnih mjesečnih dotoka u promatranom razdoblju. Tako određena angažirana snaga hidroelektrane predstavlja gornju granicu proizvodnje uz troškove jednake nuli, pa će svaki dodatni angažman akumulacijske hidroelektrane (u slučaju preraspodjele proizvodnje na modelu radi izbjegavanja preopterećenja pojedinih grana prijenosne mreže) značiti povećanje troškova dodatne hidroproizvodnje i ukupnih troškova rada sustava. Neplanirano pražnjenje akumulacije u tom slučaju donosi dodatni trošak koji je procijenjen na 5 c/kWh, što znači da će se eventualno preopterećenje pojedine(ih) grane(a) mreže pokušati izbjeći preraspodjelom termoproizvodnje u sustavu, a tek onda dodatnim pražnjenjem akumulacije hidroelektrane u čvorištu 5. Osnovni podaci hidroelektrane su slijedeći:

Raspoloživa snaga	250 MW
Polazni angažman zimi	140 MW
Polazni angažman ljeti	0 MW

Jedinične cijene opreme prema kojima se izračunavaju investicijski troškovi pojedinog kandidata za pojačanje mreže određeni su prema lit. [4]. Troškovi neisporučene el. energije na test modelu EES se procjenjuju na 3 USD/kWh. Referentna diskontna stopa iznosi 8 %.

Metodologijom ekonomsko-tehničkog planiranja razvoja određena je konačna konfiguracija prijenosne mreže za razmatrani vremenski presjek (2000. godina). Do razmatranog je vremenskog presjeka potrebno uraditi slijedeće:

- ugraditi još jedan 400/110 kV transformator (300 MVA) u čvorištu 2,
- rekonstruirati 400 kV vod između čvorišta 2 i 4 u dvosistemski vod (ili izgraditi novi paralelni 400 kV vod),

- proširiti TS čvorišta 2 s dva nova 400 kV polja i jednim 110 kV poljem, te TS čvorišta 4 s jednim novim 400 kV poljem,
- revitalizirati 230 km 220 kV voda V_{3-8} i 67 km 110 kV voda V_{4-6} (3), odnosno zamijeniti električke komponente tih vodova (vodiči, zaštitna užad, izolacija i dr.),
- zamijeniti 24 polja 220 kV i 21 polje 110 kV u postojećim transformatorskim stanicama, te,
- zamijeniti električke dijelove (srednjenaponski, niskonaponski i zajednički nadzorni, upravljački i telekomunikacijski dijelovi) svih transformatorskih stanica u EES.

Izuzev potrebne izgradnje i revitalizacije pojedinih objekata prijenosne mreže potrebno je voditi računa o slijedećem:

- naponski profil u mreži će biti moguće održavati unutar dozvoljenih granica ispravnim angažmanom jalove snage elektrana u dozvoljenim područjima rada, što isključuje potrebu za eventualnom ugradnjom kompenzacijskih uređaja u mreži,
- radi održavanja opterećenja 400/220 kV transformatora u čvorištu 8 u dozvoljenim granicama, pri vršnom i visokim opterećenjima u EES regulacijsku je preklopku potrebno postaviti u položaj +1,
- da bi se očuvao zadovoljavajući naponski profil pri neraspoloživosti pojedinih grana mreže pri vršnom i visokim opterećenjima u sustavu potrebno je držati što više napone na 400 kV sabirnicama čvorišta 2 (do 420 kV) i 220 kV sabirnicama čvorišta 3, 5 ili 7 (230 kV – 240 kV), odgovarajućim angažmanom jalovih snaga elektrana priključenih na ta čvorišta,
- da bi se izbjegle moguće redukcije električne energije potrošačima u čvorištima 4, 7 ili 8 redovnim je održavanjem potrebno povećati raspoloživost transformatora 400/220 kV u čvorištu 8 i 220/110 kV transformatora u čvorištima 4 i 7, a pri vršnom i visokim opterećenjima u sustavu potrebno je maksimalno angažirati oba bloka 2x100 MW priključena na 220 kV sabirnice čvorišta 8.

Ukupni troškovi potrebni za razvoj i revitalizaciju mreže do razmatranog vremenskog presjeka prikazani su tablicom 7.

Tablica 7 Ukupni troškovi razvoja i revitalizacije prijenosne mreže na test modelu EES

Opis radova	Investicija (USD)
Ugradnja novog 400/110 kV transformatora u čv. 2	3.087.810
Rekonstrukcija 400 kV voda V_{2-4} (1)	19.729.800
Proširenje TS čvorišta 2 i 4	1.725.120
Revitalizacija vodova	15.901.700
Revitalizacija polja	11.828.814
Revitalizacija električkih dijelova TS	2.820.481
UKUPNO	55.093.725

Ukoliko bi planirali razvoj prijenosne mreže na test modelu EES klasičnim pristupom (N-1 kriterij) bilo bi potrebno dodatno sagraditi slijedeće:

- ugraditi još jedan 400/220 kV transformator (400 MVA) u čvorištu 8,
- ugraditi još jedan 220/110 kV transformator (150 MVA) u čvorištu 4,
- ugraditi još jedan 220/110 kV transformator (150 MVA) u čvorištu 7,
- proširiti TS čvorišta 8 s po jednim 400 kV i 220 kV poljem, te TS čvorišta 4 i TS čvorišta 7 s po jednim novim 220 kV i 110 kV poljem.

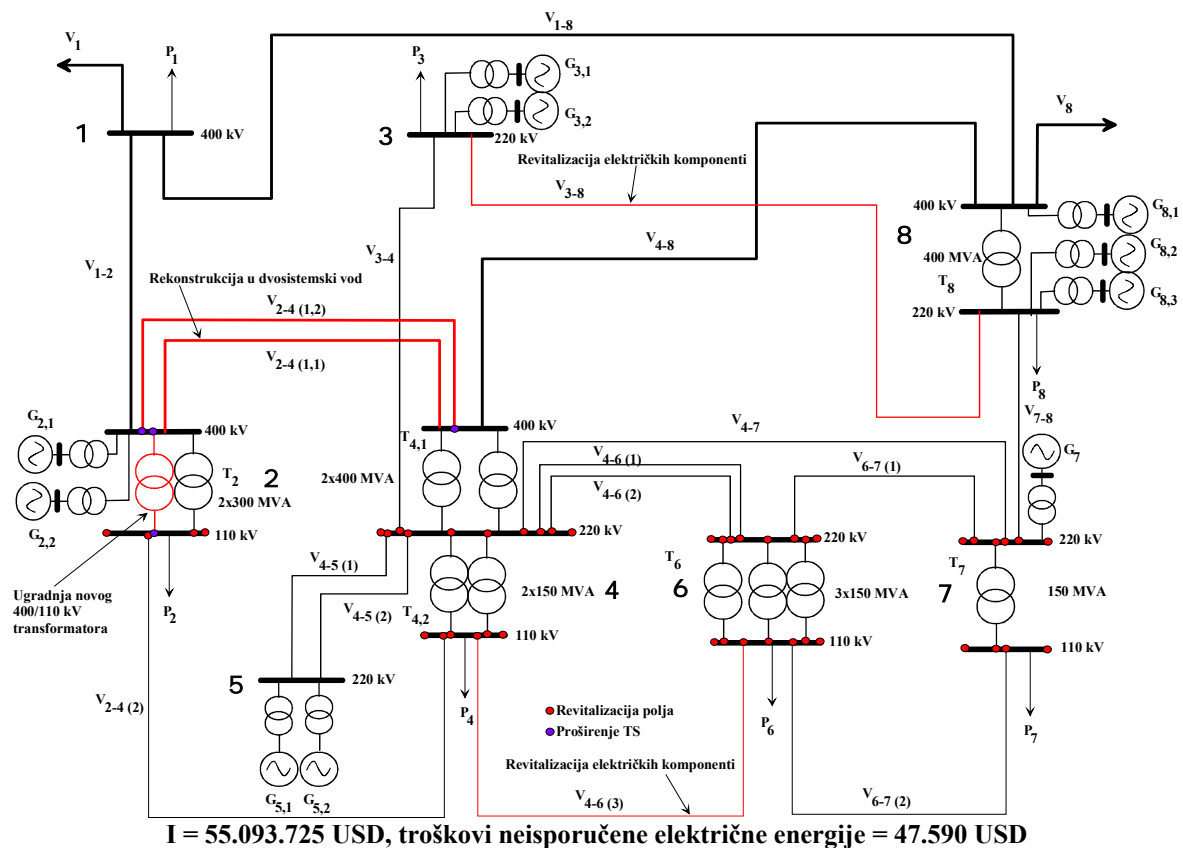
Ukupni troškovi potrebni za razvoj i revitalizaciju mreže do razmatranog vremenskog presjeka određene klasičnim pristupom planiranju iznosili bi 63.537.147 USD.

Na konfiguraciji mreže određene klasičnim pristupom ne očekujemo nikakve troškove neisporučene električne energije, što znači da u mreži ne postoje nikakva moguća ograničenja, dok na konfiguraciji mreže određene ekonomsko-tehničkim pristupom možemo očekivati ukupne troškove neisporučene električne energije od oko 48.000 USD koji se javljaju isključivo u vršnom dijelu krivulje trajanja opterećenja.

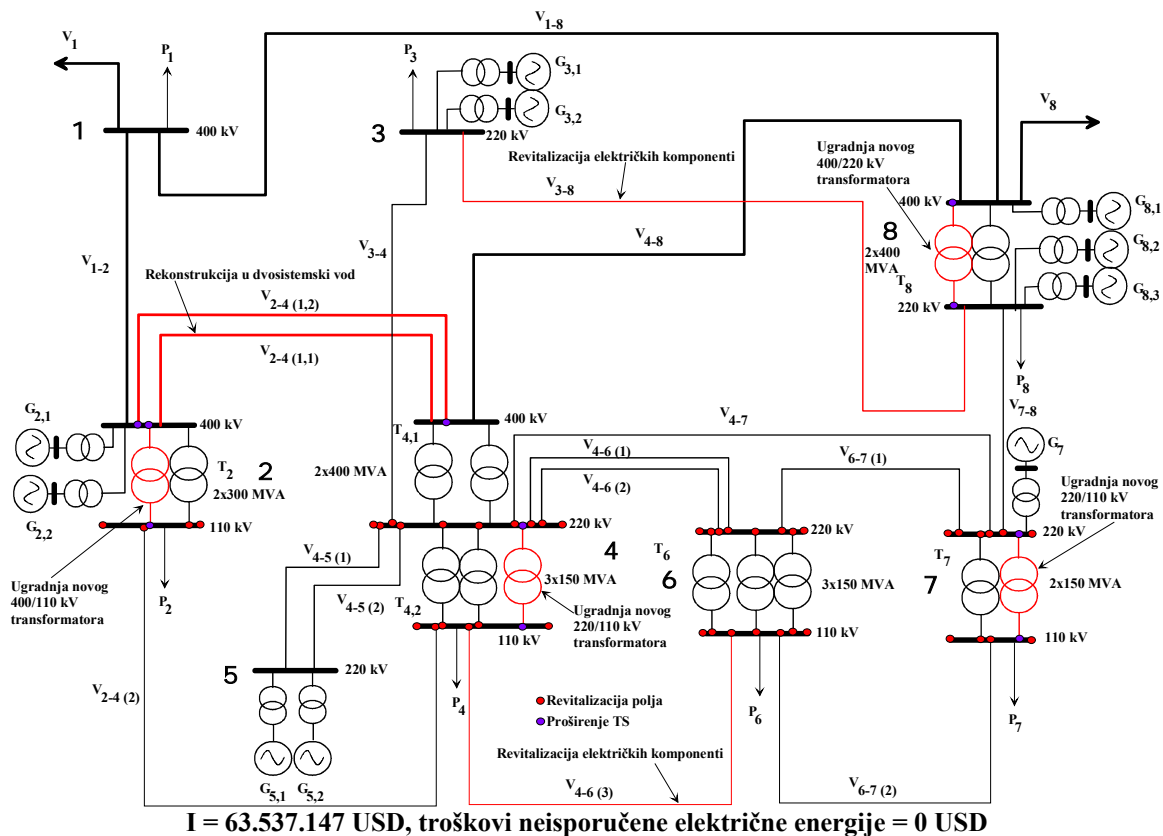
Na konfiguraciji mreže određene klasičnim pristupom manji su i ukupni troškovi proizvodnje, i to za oko 215.000 USD u odnosu na konfiguraciju određenu ekonomsko-tehničkim pristupom. To znači da će takva konfiguracija mreže omogućavati angažman elektrana prema minimalnim troškovima proizvodnje bez mogućih potreba preraspodjele angažmana termoelektrana, dodatnog pražnjenja akumulacije HE u čvorištu 5 ili interventnog uvoza vodovima V_1 ili V_8 radi izbjegavanja preopterećenja pojedinih grana.

Ukupni godišnji operativni troškovi rada stoga su za EES s prijenosnom mrežom određenom klasičnim pristupom planiranju manji za oko 265.000 USD za razmatrani vremenski presjek, no i ukupne investicije nužne za razvoj takve mreže su veće za oko 8.500.000 USD.

Zaključujemo da dobiti proizišli iz pojačane konfiguracije prijenosne mreže određene klasičnim pristupom planiranju ne opravdavaju veće investicijske troškove takovog rješenja, te da bi za izgradnju mreže određene klasičnim pristupom planiranju neopravdano uložili veća financijska sredstva koja ne opravdava očekivana dobit.



Slika 4 Konfiguracija prijenosne mreže na test modelu EES određena ekonomsko-tehničkim pristupom planiranju razvoja



Slika 5 Konfiguracija prijenosne mreže na test modelu EES određena klasičnim pristupom planiranju razvoja (N-1 kriterij)

LITERATURA:

- [1] EKONOMSKO-TEHNIČKI PRISTUP PLANIRANJU RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE, Magistarski rad, D. Bajs, 2000.
- [2] ERACLES – METHODS GUIDE, EdF, 1987.
- [3] LIFE EXPECTANCY OF POWER SYSTEM APPARATUS AND COMPONENTS, D. Reichelt, A. Frey, M. Schonenberger, CIGRE, Paris, 1996.
- [4] RAZVITAK ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA HRVATSKE DO 2030. GODINE – KNJIGA 3: PRIJENOSNA MREŽA, Energetski Institut “Hrvoje Požar”, Zagreb, 1998.
- [5] PRILOG ZAJEDNIČKOM PLANIRANJU RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I PROIZVODNIH POSTROJENJA, Doktorska disertacija, J. Topić, 1991.
- [6] ELEKTRIČNE ENERGETSKE MREŽE I, II, III i IV, Marija i Karlo Ožegović, 1999.
- [7] METODOLOGIJA DUGOROČNOG PLANIRANJA REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE - elaborat, M. Kalea, 1998.

Naslov pisca:

Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing.
Energetski institut “Hrvoje Požar”,
Savska 163,
10000 Zagreb
Hrvatska