

**SVEUČILIŠTE U SPLITU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE,
STROJARSTVA I BRODOGRADNJE**

Davor Bajs

**METODA I KRITERIJI U REVITALIZACIJI
ELEKTROENERGETSKE PRIJENOSNE MREŽE**

DOKTORSKA DISERTACIJA

SPLIT, 2007.

**SVEUČILIŠTE U SPLITU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE,
STROJARSTVA I BRODOGRADNJE**

Davor Bajs

**METODA I KRITERIJI U REVITALIZACIJI
ELEKTROENERGETSKE PRIJENOSNE MREŽE**

DOKTORSKA DISERTACIJA

SPLIT, 2007.

Doktorska disertacija izrađena je u Energetskom institutu Hrvoje Požar, Zagreb i na Zavodu za elektroenergetiku fakulteta elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje sveučilišta u Splitu

Mentor: Dr. sc. Mislav Majstović, red. prof.
Komentor: Dr. sc. Ivan Medić, izv. prof.

Disertacija ima 200 stranica.

Povjerenstvo za ocjenu doktorske disertacije:

Povjerenstvo za obranu doktorske disertacije:

SADRŽAJ

1. UVOD	1
2. DOSADAŠNJA ISTRAŽIVANJA	5
3. STARENJE OPREME U PRIJENOSNOJ MREŽI	11
3.1. Općenito o starenju električne opreme	11
3.2. Nadzemni vodovi	14
3.2.1. Električke komponente nadzemnih vodova	14
3.2.2. Građevinske komponente nadzemnih vodova	19
3.3. Kabeli	19
3.4. Transformatorske stanice	20
3.4.1. Energetski transformatori	20
3.4.2. Naponski i strujni transformatori	23
3.4.3. Prekidači	24
3.4.4. Rastavljači	26
3.4.5. Sabirnice	26
3.4.6. Odvodnici prenapona	27
3.4.7. Ostala oprema TS	27
3.4.8. Plinom oklopljena postrojenja (GIS)	27
3.5. Zaštitni releji	27
3.6. Telekomunikacije i sustavi daljinskog upravljanja	28
3.7. Očekivana životna dob jedinica i komponenata prijenosne mreže	28
4. DEFINICIJE ZASTOJA I PROMATRANE JEDINICE U PRIJENOSNOJ MREŽI	33
4.1. Jedinice, komponente i elementi prijenosnih mreža	33
4.2. Pokazatelji pouzdanosti rada jedinica	33
4.3. Kvarovi u prijenosnim mrežama i vrste zastoja jedinica	35
5. PROCJENA NERASPOLOŽIVOSTI JEDINICA PRIJENOSNE MREŽE U KRATKOROČNOM BUDUĆEM RAZDOBLJU	39
5.1. Statistike pogonskih događaja	39
5.2. Funkcije razdiobe i vjerojatnost zastoja	41

5.2.1. <i>Normalna razdioba</i>	43
5.2.2. <i>Weibullova razdioba</i>	44
5.3. Metoda za procjenu buduće neraspoloživosti jedinica prijenosne mreže	46
6. PROBABILISTIČKA SIMULACIJA RADA EES	60
6.1. Nesigurnosti u planiranju razvoja i analizi pogona prijenosnih mreža u tržišnom okruženju	60
6.1.1. <i>Planiranje razvoja i analiza pogona unutar monopolističkog i tržišnog okruženja</i>	60
6.1.2. <i>Stohastičko modeliranje ulaznih podataka</i>	67
6.2. Istosmjerni tokovi snaga s optimalnim angažmanom elektrana	73
6.3. Probabilistička simulacija	75
6.4. Multi-scenarijska analiza	79
7. METODA ZA OCJENU ULOGE I ZNAČAJA JEDINICE U PRIJENOSNOJ MREŽI	85
7.1. Operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava	85
7.2. Povećanje troškova rada elektroenergetskog sustava radi starosti pojedinih jedinica prijenosne mreže	90
7.3. Očekivano smanjenje troškova rada elektroenergetskog sustava nakon zamjena i rekonstrukcija	93
7.4. Povećanje troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnom otkazu pojedinačnih jedinica prijenosne mreže	95
7.5. Razlika u troškovima rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti pojedinačnih jedinica prijenosne mreže	96
8. KRITERIJI ZA ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE VODOVA I TRANSFORMATORA	99
8.1. Kriteriji ovisni o stvarnom stanju promatrane jedinice	99
8.1.1. <i>Starost jedinice</i>	99
8.1.2. <i>Neraspoloživost jedinice</i>	100
8.1.3. <i>Rezultati pregleda i dijagnostike jedinice</i>	100
8.1.4. <i>Troškovi održavanja jedinice</i>	100
8.1.5. <i>Tehničko stanje jedinica</i>	101
8.1.6. <i>Ostali pokazatelji stanja jedinice</i>	102
8.2. Kriteriji ovisni o ulozi i značaju jedinice unutar elektroenergetskog sustava	102
8.2.1. <i>Kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava (starosni kriterij)</i>	102

8.2.2.	<i>Kriterij smanjenja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama (ekonomski kriterij)</i>	103
8.2.3.	<i>Kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u slučaju trajne neraspoloživosti promatranog kandidata (kriterij opasnosti od trajnog otkaza)</i>	104
8.2.4.	<i>Kriterij razlike očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti promatranog kandidata (kriterij značaja u elektroenergetskom sustavu)</i>	105
8.2.5.	<i>Kriterij maksimalne marginalne dobiti</i>	106
9. METODOLOGIJA IZRADE LISTE PRIORITETA ZA ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE VODOVA I TRANSFORMATORA U PRIJENOSNOJ MREŽI		108
9.1.	Odabir kandidata za zamjene i rekonstrukcije	108
9.2.	Probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava i rezultati simulacija	109
9.3.	Parcijalne liste prioriteta prema zadanim kriterijima	116
9.3.1.	<i>Parcijalne liste prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije</i>	116
9.3.2.	<i>Parcijalne liste prioriteta na temelju uloge i značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije</i>	119
9.4.	Zajednička lista prioriteta za sve kriterije	122
9.4.1.	<i>Indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije</i>	122
9.4.2.	<i>Indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije</i>	123
9.4.3.	<i>Jedinstvena lista prioriteta vodova i transformatora za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži</i>	125
9.4.4.	<i>Analiza osjetljivosti</i>	127
10. PRIMJENA METODOLOGIJE NA TEST PRIMJERU		130
10.1.	Konfiguracija mreže i ulazni parametri test primjera elektroenergetskog sustava	130
10.1.1.	<i>Parametri vodova</i>	130
10.1.2.	<i>Parametri transformatora</i>	130
10.1.3.	<i>Potrošnja i opterećenje</i>	133
10.1.4.	<i>Generatori</i>	135
10.1.5.	<i>Jedinični trošak neisporučene električne energije</i>	137
10.2.	Određivanje kandidata za zamjene i rekonstrukcije	137
10.3.	Procjena neraspoloživosti vodova i transformatora u budućem razdoblju	138
10.4.	Probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava	143

10.5. Ispitivanje kriterija za zamjene i rekonstrukcije	153
10.6. Izrada liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije	160
11. ZAKLJUČNO	165
LITERATURA	171
SAŽETAK	174
SUMMARY	175
POPIS TABLICA	176
POPIS SLIKA	180
POPIS OZNAKA	183
ŽIVOTOPIS	189
DODATAK: Procjena nerasploživosti vodova i transformatora, kandidata za zamjene i rekonstrukcije, na test primjeru elektroenergetskog sustava	190

1. UVOD

Oprema i uređaji u električnoj mreži se troše i stare za vrijeme svoje životne dobi. Svaki dio opreme ima svoje vlastito životno vrijeme (dob), unutar kojega se očekuje da će raditi u skladu s deklariranim karakteristikama bez većeg broja zastoja i kvarova. Funkcija neraspoloživosti ili broja kvarova jedinica (elemenata, uređaja) prijenosne mreže ima nepravilan oblik i ne može se matematički izraziti. U stvarnosti ona ima oblik „kade“, što znači da je karakterizira povećani broj kvarova (time i neraspoloživost) u početku korištenja jedinice nakon njenog puštanja u pogon, zatim dugačko razdoblje normalnog korištenja gdje je broj kvarova mali i približno konstantan, te na kraju razdoblja korištenja naglo povećani broj kvarova koji se događaju radi starosti promatrane jedinice. Starenjem oprema postupno gubi svoje karakteristike i svojstva te češće dolazi do njezinog zatajenja. Uz redovito održavanje električna oprema može raditi pouzdano i uz deklarirane karakteristike sve dok zbog njene starosti više ne može ispravno obavljati svoju funkciju.

U sustavu s većim brojem starih i dotrajalih jedinica čija je neraspoloživost povećana dolazi do narušavanja pouzdanosti, time i do smanjene sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom, odnosno povećanih troškova rada elektroenergetskog sustava u cjelini.

Glavna utjecajna sila za modernizaciju sustava u prošlosti bio je porast opterećenja. Oprema se zamjenjivala budući da njeni parametri (razina ili karakteristike) nisu više bili usklađeni s promijenjenim zahtjevima sustava kao posljedice stalnog porasta opterećenja. U okolnostima nižeg porasta opterećenja danas, sprovedeno je u mnogim zemljama da će veći broj aparata i uređaja (opreme) kvantitativno i kvalitativno ispunjavati svoju ulogu u prijenosu električne energije sve do kraja svoga životnog vijeka. Problem predstavlja činjenica da će vrlo velika količina opreme ugrađene u periodu velikog porasta potrošnje doseći kraj svog životnog vijeka u isto vrijeme.

Planiranje revitalizacije odnosno zamjena i rekonstrukcija pojedinih jedinica prijenosne mreže možemo podijeliti u dvije grupe: operativno planiranje i dugoročno planiranje. Dugoročno planiranje zamjena i rekonstrukcija vrši se usporedbom starosti jedinice u promatranom budućem trenutku i očekivane životne dobi te jedinice. Prioritete za kratkoročnu revitalizaciju (unutar nekoliko godina) potrebno je odrediti ne samo prema očekivanoj životnoj dobi pojedine jedinice mreže, već i prema njegovom stvarnom (snimljenom) stanju i ulozi koju ima u elektroenergetskom sustavu. Ukoliko ispitivanja pokažu da zbog starosti pojedine jedinice pouzdanost sustava 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.

Imajući u vidu da su se današnji elektroenergetski sustavi intenzivno razvijali nakon drugog svjetskog rata, te da je većina tada ugrađene opreme starija od 50 godina, očekuju se određeni problemi vezani za pouzdanost rada elektroenergetskih sustava i sigurnost opskrbe potrošača električnom energijom ukoliko se zastarjela oprema ne bi pravovremeno revitalizirala, odnosno zamjenjivala i rekonstruirala.

Pri izradi plana zamjena i rekonstrukcija (revitalizacije) objekata, jedinica, elemenata ili uređaja prijenosne mreže nužno je minimizirati financijska sredstva uložena u revitalizaciju, te ih optimalno raspodijeliti na određeno vremensko razdoblje, u cilju postizanja zadovoljavajuće pouzdanosti sustava i sigurnosti opskrbe potrošača. Kratkoročni plan zamjena i rekonstrukcija treba postaviti uzimajući u obzir stvarno stanje promatranih jedinica

odnosno opreme prijenosne mreže i njihovu ulogu u prijenosnoj mreži. Koristeći metodologiju i kriterije razvijene u predloženoj doktorskoj tezi, biti će moguće sastaviti plan zamjena i rekonstrukcija jedinica prijenosne mreže na temelju kojega će se doprinositi održavanju pouzdanosti sustava i sigurnosti opskrbe uz minimalne troškove.

Postavljanje optimalnog plana zamjena i rekonstrukcija u prijenosnoj mreži nužno je i s aspekta planiranja razvoja prijenosne mreže kako bi se izbjegle nepotrebne investicije u nove objekte ukoliko se njihova gradnja opravdava smanjenom pouzdanošću sustava i sigurnošću opskrbe uzrokovanih većim brojem i trajanjem zastoja postojećih jedinica mreže. S obzirom da je koridore za nove prijenosne vodove, kao i prostor za nove transformatorske stanice sve teže pronaći, postojeću infrastrukturu treba što više koristiti u cilju povećanja prijenosnih moći pojedinih dionica ukoliko je to opravdano s tehničkog i ekonomskog aspekta. Plan zamjena i rekonstrukcija prema tome treba uvažavati i viziju dugoročnog razvoja prijenosne mreže, te uzeti u obzir eventualne potrebe za redizajnom pojedinih objekata ili jedinica u mreži.

Budući da u radu suvremenih elektroenergetskih sustava zasnovanih na izmjeničnom sustavu električne energije nema dovoljno iskustava vezanih za starenje opreme, očekivanu životnu dob iste, te optimalni način zamjene te opreme, priloženi doktorski rad predstavlja korak naprijed u istraživanju te problematike.

Rad je strukturiran na slijedeći način. U uvodnom dijelu opisuje se problematika istraživanja, obrazlaže se tema doktorske teze, motivacija za obradu te teme, opisuje se značaj rezultata koji proizlaze iz predmetnog istraživanja.

Nakon toga prikazuju se rezultati dosadašnjih istraživanja u svijetu vezanih za razmatranu problematiku na temelju objavljenih radova u međunarodnim časopisima te na znanstvenim i stručnim skupovima.

Problematika starenja opreme u prijenosnoj mreži opisuje se posebno za dalekovode, kabele, transformatore, polja, ostalu opremu u transformatorskim stanicama, sustave zaštite te telekomunikacije i sustave upravljanja. Izlažu se osnovni razlozi za starenje pojedine opreme, opisuju se načini dijagnostike te identificiraju pokazatelji stanja u kojem se pojedina oprema nalazi u promatranom trenutku.

U nastavku se izdvajaju jedinice promatranja na koje se odnosi predmetno istraživanje, postavljaju se definicije kvarova i zastoja jedinica, opisuju vrste i razlozi zastoja, te identificiraju pokazatelji pouzdanosti rada jedinica koji će poslužiti za daljnja istraživanja.

Nakon opisa i teoretskog razmatranja razdoblja korištenja opreme u prijenosnoj mreži, a na temelju dosadašnjih spoznaja i istraživanja, identificira se očekivana životna dob vodova, transformatora i ostale opreme u prijenosnoj mreži. Također se daje opis različitih utjecajnih faktora koji mogu smanjiti ili povećati očekivanu životnu dob za pojedine jedinice mreže.

Na temelju zabilježenih podataka iz prošlosti te statistike događaja u prijenosnoj mreži, u nastavku se razvija metoda procjene neraspodivnosti pojedinih jedinica prijenosne mreže u kratkoročnom budućem razdoblju. Metoda se temelji na statističkoj obradi podataka iz statistike pogonskih događaja, funkcijama razdiobe i vjerojatnostima nastanka kvara koji promatrane jedinice stavljaju u stanje zastoja.

Nakon toga definira se metoda probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava temeljena na minimiziranju operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava, odnosno troškova proizvodnje i troškova neisporučene električne energije, uz tehnička ograničenja vezana za istosmjernu snagu i prienosnu moć pojedinih grana. Monte-Carlo metoda koristi se za određivanje uklopnog statusa svake pojedinačne grane u mreži, a na temelju velikog broja proračuna istosmjernih tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana izračunavaju se očekivani operativni troškovi rada sustava u godini dana.

Zadatak doktorske teze je postavljanje metodologije i kriterija na temelju kojih bi se određivale liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prienosnim elektroenergetskim mrežama, u cilju održavanja zadovoljavajuće sigurnosti pogona čitavog elektroenergetskog sustava i smanjenja operativnih troškova rada sustava. U radu se razvija metodologija i postavljaju kriteriji za izradu liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prienosnim elektroenergetskim mrežama, te ispituje metoda na test primjeru.

Značaj i uloga pojedinih vodova i transformatora u prienosnoj mreži određuje se promatrajući operativne troškove rada elektroenergetskog sustava u godini dana, pri različitim razinama neraspoloživostima promatranih grana. Promatraju se troškovi pri procijenjenoj neraspoloživosti, prosječnoj neraspoloživosti iz statistike pogonskih događaja, predviđenoj neraspoloživosti nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, trajnom otkazu pojedine grane, te punoj raspoloživosti pojedine grane.

Kriteriji za zamjene i rekonstrukcije definiraju se u idućem poglavlju, a temelje se na stvarnom stanju jedinice mreže te razlici u operativnim troškovima rada ees pri različitim vrijednostima neraspoloživosti pojedinih grana.

Metodologija određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije obuhvaća način određivanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije, opis i proceduru izvođenja probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava, izradu parcijalnih lista prioriteta prema postavljenim kriterijima, te metodu izrade jedinstvene liste prioriteta koja u obzir uzima sve definirane kriterije.

Čitav postupak ispitan je na test primjeru elektroenergetskog sustava.

Pristup određivanju liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prienosnoj mreži, predložen ovim istraživanjem, različit je od pristupa drugih istraživača objavljenih u dostupnoj literaturi. Osnovna karakteristika predloženog postupka je što nastoji integrirati rezultate dijagnostike i ispitivanja stvarnog stanja jedinica prienosne mreže i njihove uloge u toj mreži, određene na temelju probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava i očekivanih troškova njegova rada pri različitim razinama neraspoloživosti promatranih jedinica, u jedinstveni skup te na osnovu postavljenih kriterija i metodologije istraživanja odrediti jedinstvenu listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije.

Na taj način se na temelju troškovnih principa, tehničkih karakteristika, stohastičke prirode elektroenergetskog sustava i statističkih podataka određuje optimalan plan zamjena i rekonstrukcija kapitalne opreme u prienosnoj mreži kao što su vodovi i transformatori, te doprinosi povećanju pouzdanosti rada elektroenergetskog sustava kao i sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom.

Predloženom metodom unaprjeđuje se postupak planiranja razvoja prijenosnih elektroenergetskih mreža, budući da u dosadašnjim metodama nije u obzir uziman aspekt starosti opreme u prijenosnoj mreži. Također se omogućava sagledavanje eventualnih potreba za izmjenom karakteristika pojedine opreme kroz aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, a ovisno o budućim potrebama elektroenergetskog sustava. Na taj se način doprinosi boljem iskorištenju postojećih koridora i ublažavanju prostornih ograničenja koji zbog porasle ekološke svijesti predstavljaju sve veći problem u razvoju elektroenergetskih sustava.

Postavljeni cilj istraživanja zahtijeva razvoj novih metoda procijene neraspoloživosti vodova i transformatora u budućnosti, izvođenje probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava, te definiranje jednoznačnih kriterija za zamjene i rekonstrukcije koji se kroz predloženu metodologiju ujedinjavaju u jedinstvenu funkciju cilja. Predložena metoda odgovara zahtjevima koji se postavljaju pred operatore prijenosnih sustava vezane za sigurnost pogona i opskrbu potrošača uz minimiziranje ulaganja i troškova.

2. DOSADAŠNJA ISTRAŽIVANJA

Postoji određeni broj objavljenih radova te institucija u svijetu koje se bave problemom zamjena i rekonstrukcija (revitalizacije) jedinica (elemenata, uređaja, opreme) u prijenosnim i općenito elektroenergetskim mrežama. Prateći samo objavljene radove u značajnijim znanstvenim časopisima i znanstvenim i stručnim konferencijama te posredstvom interneta uočava se određena aktivnost na rješavanju ove problematike.

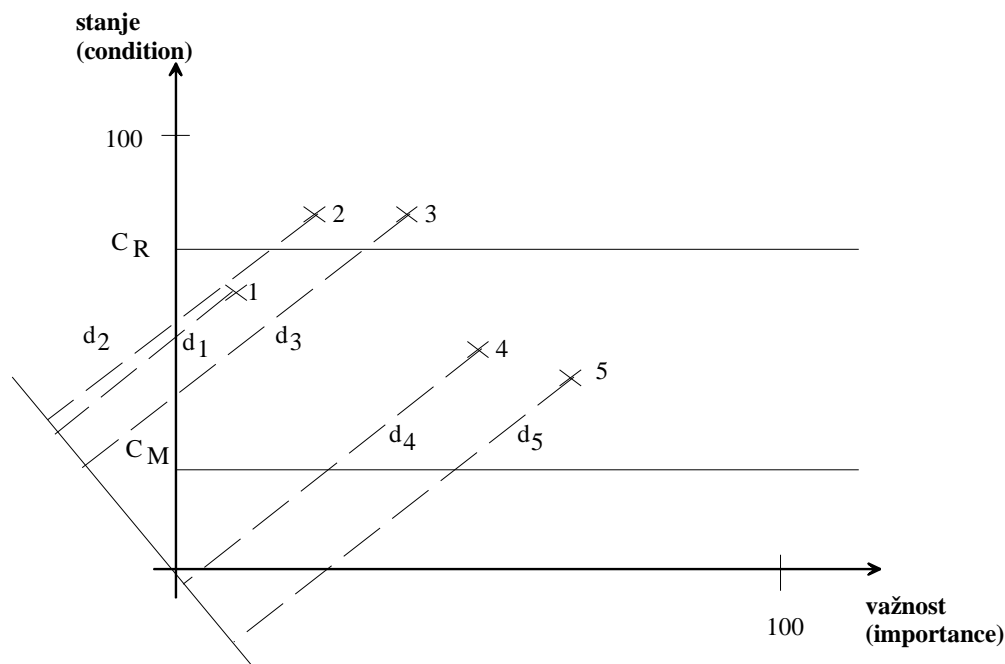
Radove koji se odnose na problematiku obuhvaćenu predloženom doktorskom tezom, objavljene na svjetskim znanstvenim skupovima i značajnijim časopisima, možemo podijeliti na nekoliko tema:

- 1) radovi koji se odnose na upravljanje objektima i opremom prijenosne mreže (eng. *asset management*) [1 - 7]
- 2) radovi koji se bave utjecajem starosti i stanja opreme na pouzdanost rada sustava, [5 - 12]
- 3) radovi koji se bave dijagnostikom i ocjenom stanja različitih jedinica odn. uređaja prijenosne mreže [13 - 20], te
- 4) radovi koji se bave očekivanom životnom dobi pojedine opreme prijenosne mreže [1, 13, 14].

Problematika starenja opreme i utjecaja starosti na pogon elektroenergetskog sustava, te planiranja revitalizacije jedinica prijenosne mreže, uglavnom zaokuplja elektroprivredna poduzeća i operatore prijenosnih sustava budući da su oni odgovorni za svoju imovinu i financijske pokazatelje poslovanja. Radi toga je u sklopu CIGRÉ oformljeno nekoliko radnih skupina koje su se bavile pitanjima starosti opreme, održavanja, revitalizacije i životnom dobi. Radna skupina 37.27, koju su sačinjavali predstavnici 18 elektroprivreda iz svijeta, bavila se istraživanjem starenja sustava i utjecaja starenja na planiranje razvoja mreža [1]. Na temelju prikupljenih podataka iz više sustava i statističke obrade istih identificirane su očekivane životne dobi za pojedinu vrst opreme u prijenosnim mrežama te faktori koji utječu na odstupanja od očekivane prosječne vrijednosti. Također su elaborirana pitanja utjecaja starosti opreme na rad sustava, moguće strategije zamjene opreme, posljedica starenja opreme i utjecaja starenja na planiranje razvoja sustava. U završnom izvještaju radne skupine definiraju se moguće strategije i rješenja problema dotrajale i zastarjele opreme. Tako se razlikuju: 1) obnova opreme zamjenom svih komponenata, 2) obnova opreme zamjenom pojedinih komponenata, 3) nadogradnja ili obnova opreme ugradnjom novih komponenata koje poboljšavaju svojstva opreme u cjelini, te 4) redizajn sustava kroz zamjene i rekonstrukcije jedinica i opreme (na primjer prelazak na drugu naponsku razinu i slično). Spominje se važnost uske suradnje između osoblja koje održavaju opremu (eng. *asset manager*) i planera mreže, te se definiraju područja odgovornosti svakog od njih. Vezano za određivanje lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije navodi se nekoliko strategija:

- 1) incidentno ovisna strategija – prioriteti se postavljaju na temelju aktualnih slučajeva kvarova,
- 2) vremenski ovisna strategija – prioriteti se postavljaju na temelju starosti opreme,
- 3) strategija ovisna o stanju opreme – prioriteti se postavljaju na temelju rezultata procjene stanja opreme,
- 4) strategija usmjerena na pouzdanost sustava (eng. *system reliability-centered strategy*) – prioriteti se postavljaju na temelju stanja opreme i značaju iste u sustavu.

Izveštaj radne skupine sadržava zanimljiv pristup određivanja prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na temelju strategije usmjerene na pouzdanost sustava. Vrednuju se stanje pojedine opreme prijenosne mreže (*eng. condition*) i uloga te opreme u sustavu (*eng. importance*). Za obje kategorije svakom uređaju (jedinici) mreže pridjeljuju se bodovi od 1 do 100. Veća vrijednost ukazuje na lošije stanje opreme, odnosno veći značaj za sustav. U koordinatnom sustavu s dvije osi (c – značaj, i – važnost) unose se rezultati bodovanja za svaki promatrani uređaj (slika 1).



Slika 1 Određivanje prioriteta za zamjene i rekonstrukcije prema [1]

Oprema kojoj su pridruženi bodovi nalazi se u promatranom koordinatnom sustavu, te na temelju njenog položaja određujemo prioritete za zamjene i rekonstrukcije i strategiju iste. Tako na primjer položaj opreme (jedinice) označene brojem 2 implicira njeno loše stanje, ali malu ulogu u sustavu. Položaj opreme označene s 5 implicira bolje stanje, ali i veću ulogu u sustavu. Prioritete za zamjene i rekonstrukcije određujemo na temelju udaljenosti svake koordinate i vertikalnog pravca koji prolazi kroz ishodište ($d_1 - d_5$). Prema položaju koordinata određujemo pripadajuću strategiju zamjena i rekonstrukcija:

- za opremu između 100 i C_R – zamjena
- za opremu između C_R i C_M – održavanje, popravak
- za opremu između C_M i 0 – bez aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama

Predložena metoda za zamjene i rekonstrukcije temelji se na subjektivnom pristupu i bodovanju, bez kvantificiranja bilo kakvih pokazatelja stanja i značaja opreme, što je njen najveći nedostatak.

Model upravljanja opremom odnosno strategija ocjene stanja opreme i određivanja prioriteta za aktivnosti zamjene, obnove ili održavanja opisana u [2] temelji se na određivanju faktora rizika za veći broj kategorija koje opisuju stanje opreme, i to:

- 1) starost (pridružuje mu se težinski faktor 2, a faktor rizika se izračunava na osnovu omjera između starosti promatrane opreme i njene očekivane životne dobi),

- 2) frekvencija kvarova (pridružuje joj se težinski faktor 4, a faktor rizika se izračunava na osnovu broja kvarova za pojedinu opremu u godini dana),
- 3) stanje (pridružuje joj se težinski faktor 3, a faktor rizika se izračunava na osnovu dodatnog posla na održavanju, neovisno o regularnim aktivnostima preventivnog održavanja),
- 4) regulatorni zahtjevi te zahtjevi zaštite okoliša (pridružuje im se težinski faktor 3, a faktor rizika se izračunava na temelju mogućnosti ispuštanja plina u atmosferu ili ulja u tlo),
- 5) troškovi održavanja (pridružuje im se težinski faktor 3, a faktor rizika se izračunava na osnovu omjera između ukupnih troškova održavanja i popravaka, te istih troškova koji bi nastali ukoliko se koristi potpuno nova istovrsna oprema),
- 6) troškovi zamjene (težinski faktor 4 je pridružen toj kategoriji, a faktor rizika se izračunava na temelju neto sadašnje vrijednosti mogućih opcija – ostanak u pogonu, popravak ili zamjena),
- 7) raspoloživost rezervnih dijelova (pridružuje im se težinski faktor 3, a faktor rizika se izračunava na temelju broja glavnih dijelova trenutno raspoloživih, njihovih troškova i razdoblja isporuke),
- 8) sposobnost osoblja (vrednuje se obučenost i sposobnost osoblja u održavanju i popravcima pojedine opreme, toj kategoriji pridružuje se težinski faktor 3, a faktor rizika se određuje kroz analizu raspoloživih vještina osoblja),
- 9) raspoloživost i troškovi popravka (vrednuje se mogućnost angažmana vanjskih stručnjaka na održavanju i popravcima opreme, toj kategoriji pridružuje se težinski faktor 3, a faktor rizika se određuje na temelju raspoloživosti rezervnih dijelova, njihovih troškova, vremena isporuke, mogućnosti angažiranja vanjskih suradnika i vremena njihove reakcije),
- 10) sigurnost za zaposlenike (jedinica u kvaru može izazvati opasnost po osoblje u blizini iste pa se toj kategoriji pridružuje težinski faktor 5, dok se faktor rizika određuje na temelju vjerojatnosti nastanka incidentnih situacija, te trajanja istih, veličine i vrste područja koje je ugroženo),
- 11) javna sigurnost (pridružuje se težinski faktor 5 budući da ovisi o riziku koji jedinica mreže izaziva po okolinu, faktor rizika određuje se na temelju vjerojatnosti nastanka incidentnih situacija, mogućeg utjecaja na okolinu, trajanja incidenta, veličine i vrste područja zahvaćenog incidentom),
- 12) sigurnost susjedne opreme (oprema u lošem stanju može oštetiti drugu opremu u blizini pa se promatranoj kategoriji pridružuje težinski faktor 4, a faktor rizika se određuje na osnovu vjerojatnosti nastanka incidenta i utjecaja na susjednu opremu),
- 13) zastarjeli dizajn (dizajn korištene opreme može biti takav da funkcionalnost iste bude smanjena, a također i funkcionalnost opreme vezane za promatranu opremu. Težinski faktor 1 pridružuje se toj kategoriji, a faktor rizika se određuje na temelju vjerojatnosti nastanka incidentnih situacija, njihovog trajanja i utjecaja na ostalu opremu vezanu za promatranu opremu),
- 14) utjecaj na kvalitetu opskrbe (promatranoj kategoriji pridružuje se težinski faktor 5 budući da se promatra mogućnost prekida isporuke električne energije zbog stanja pojedine opreme. Faktor rizika se određuje preko vjerojatnosti pojave kvara, te vrste i veličine područja zahvaćenog kvarom),

- 15) utjecaj na potrošače (s obzirom na kategorije potrošača čije je napajanje vezano za promatranu opremu određuje se faktor rizika, a promatranj kategoriji pridružen je težinski faktor 4),
- 16) utjecaj na kompaniju (vrednuje se negativan utjecaj koji pojedina oprema i njezino stanje može imati po financijske pokazatelje poslovanja kompanije. Pridruženi težinski faktor iznosi 5, a faktor rizika se određuje na temelju vjerojatnosti nastanka kvara, mogućeg trajanja, troškova popravaka i gubitaka prihoda kompanije izazvanog kvarom promatrane opreme),
- 17) mogućnost izvođenja zamjena i rekonstrukcija (vrednuje se mogućnost izvođenja aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama prije nastanka ozbiljnijih šteta koje pojedina oprema može izazvati. Težinski faktor 5 pridružen je promatranj kategoriji, a faktor rizika se određuje na temelju vjerojatnosti nastanka poremećaja i njihovog broja, direktnih i indirektnih troškova, mogućeg vremena i troškova dovođenja opreme u originalno stanje, te vremena i poteškoća u obavljanju adekvatnih zamjena).

Za svaku kategoriju izračunavaju se faktori rizika, te se uz subjektivno određene težinske faktore izračunava ukupan faktor rizika na temelju kojeg se oprema svrstava u kategorije niskog, srednjeg ili visokog rizika prema kojima se određuje aktivnost popravka ili zamjene.

Problematika zamjene i modernizacije transformatorskih stanica ekstra visokog napona, primijenjena u elektroenergetskom sustavu Rusije, opisana je u [3]. Algoritam odlučivanja o optimalnom vremenu zamjene opreme temelji se na troškovima pogona, popravaka i zamjene opreme, te njoj preostaloj vrijednosti.

Mapa aktivnosti upravljanja opremom elektroenergetskih sustava i direktnih odnosa između pojedinih aktivnosti, te održavanja opreme, planiranja pogona i donošenja strateških odluka opisane su u [4].

Metoda određivanja frekvencije kvarova ovisno o starosti komponenata mreža srednjeg napona opisana u [5] temelji se na modelu električne, termičke i mehaničke degradacije opreme, Weibullove funkcije vjerojatnosti nastanka kvara i statističke evaluacije skupa na temelju ograničenog uzorka. Opisani model koristi se za predviđanje vjerojatnosti nastanka kvara i frekvencije kvarova električnih komponenata mreža. U radu se razlikuju dvije osnovne vrste kvarova električnih uređaja i opreme: unutarnji i vanjski kvarovi. Vanjski kvarovi uzrokovani su radovima na kopanju zemljišta, olujom ili drugim stohastičkim incidentima iz okoline. Ova vrst kvara je praktički neovisna o starosti promatrane opreme. Unutarnji su kvarovi povezani sa starošću opreme, a frekvencija tih kvarova nije stalna u čitavom vremenu korištenja opreme. Navodi se da dosadašnja istraživanja pokazuju povezanost starenja materijala u električnim komponentama i unutarnjih kvarova, zajedno s izloženosti komponenata električnim, termalnim, mehaničkim i ambijentalnim poremećajima.

Metode upravljanja opremom orijentirane povećanju pouzdanosti sustava opisane su u [6,7,8]. Metoda održavanja opreme orijentirana povećanju pouzdanosti omogućava procjenu utjecaja preventivnog održavanja opreme na troškove i pouzdanost rada sustava. Metoda se temelji na proračunima pouzdanosti sustava i ekonomskoj evaluaciji različitih aktivnosti održavanja opreme.

Klasifikacija metoda određivanja strategija održavanja i utjecaja održavanja na pouzdanost prikazana je sumarnim izvještajem rada skupine oformljene unutar IEEE/PES organizacije, prikazanim u [8]. Razlika između strategija održavanja provedena je na temelju aktivnosti na

održavanju, odnosno razlikuje se održavanje zamjenom opreme i održavanje provođenjem aktivnosti kojima se poboljšava stanje opreme. Metode se također razlikuju ovisno o intervalu provođenja aktivnosti na održavanju: 1) fiksni interval i 2) prema potrebi. Također su promatrane heurističke metode i metode zasnovane na matematičkim modelima. Modeli pri tom mogu biti deterministički i probabilistički. Navodi se da je najkorišteniji način održavanja u fiksnim intervalima, te da se metode zasnovane na matematičkim modelima gotovo nigdje ne koriste, iako je jedino tako moguće izraziti i kvantificirati vezu između održavanja i pouzdanosti sustava. U izvještaju se također ističu prednosti probabilističkih nad determinističkim modelima, prvenstveno u cilju optimizacije kroz maksimizaciju pouzdanosti ili minimiziranje troškova.

Istraživanja objavljena u [9,10] uvode pojam kvarova zbog starosti u evaluaciju procjene pouzdanosti sustava. Pravi se razlika između „popravljivih“ kvarova (*eng. repairable failures*) i „starosnih“ kvarova (*eng. ageing failures*) koji se modeliraju na temelju normalne ili Weibullove funkcije razdiobe, te se ukupna neraspoloživost komponente izražava na temelju obje vrste kvara. Dosadašnje su studije pouzdanosti sustava uglavnom uključivale samo popravljive kvarove, što nije korektno i dovodi do smanjene točnosti imajući u vidu starost današnjih elektroenergetskih sustava i velik broj komponenta koje se nalaze u blizini očekivane životne dobi. U slučaju velike starosti važnih jedinica mreže starosni kvarovi mogu postati dominantni u evaluaciji pouzdanosti, pa njihovo neuključivanje dovodi do podcjenjivanja rizika. Na temelju izračuna neraspoloživosti radi popravljivih kvarova i radi starosnih kvarova navodi se da je neraspoloživost radi popravljivih kvarova znatno veća kod mlađih jedinica mreže nego neraspoloživost radi starosnih kvarova, a taj se odnos znatno mijenja u skladu sa starošću promatrane jedinice. Prilikom korištenja funkcije normalne razdiobe i Weibullove funkcije razdiobe primjećuje se da je neraspoloživost radi starosnih kvarova uz funkciju normalne razdiobe manja od iste uz Weibullovu funkciju razdiobe kod mlađih jedinica, dok se taj odnos mijenja kod starijih jedinica mreže. Na primjeru mreže „British Columbia Hydro Regional System“ procijenjene su veličine neisporučene električne energije u godini dana za razdoblje 2001.–2006. uz uključivanje samo popravljivih kvarova u evaluaciju pouzdanosti, te uz uključivanje i starosnih kvarova u evaluaciju pouzdanosti modeliranim pomoću funkcija normalne i Weibullove razdiobe, te je vidljivo da se neisporučena električna energija značajno povećava ukoliko se u evaluaciju pouzdanosti uključuju i starosni kvarovi. Starosni kvar definira se kao vjerojatnost trajnog otkaza jedinice P_f unutar razdoblja t , nakon što je jedinica preživjela T godina (1):

$$P_f = \frac{\int_T^{T+t} f(t) dt}{\int_T^{\infty} f(t) dt} \quad (1)$$

gdje je $f(t)$ funkcija razdiobe (normalna, Weibulova). Nakon izračuna neraspoloživosti radi starosnih kvarova (2), ukupna neraspoloživost jedinice (U_t) računa se kao pod (3).

$$U_a = \frac{1}{t} \int_{x=0}^t \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_T^{T+t+\Delta x} f(t) dt - \int_T^{T+x} f(t) dt}{\left(\int_T^{\infty} f(t) dt \right) \cdot \Delta x} (t-x) \cdot dx \quad (2)$$

$$U_t = U_r + U_a - U_r U_a \quad (3)$$

gdje su U_r i U_a neraspoloživosti radi popravljivih i starosnih kvarova, redom. Tako određenu ukupnu neraspoloživost jedinice uključujemo u evaluaciju pouzdanosti sustava.

Algoritam opisan u [11], temeljen na Weibullovoj funkciji razdiobe i Monte Carlo simulacijama omogućava procjenu frekvencije kvarova komponenti sustava na temelju ograničenog uzorka statističkih podataka. S velikim brojem statističkih podataka o pojedinim komponentama elektroenergetskog sustava moguće je postaviti statistički parametarski model na temelju kojeg se vrše aktivnosti na preventivnom održavanju. No najčešće dovoljno velik skup podataka nije osiguran, poznate su samo godine izgradnje i količina izgradnje istovrsnih komponenti, te frekvencije kvarova i dinamika zamjene pojedinih komponenata. Na temelju tako ograničenih podataka moguće je postaviti statistički parametarski model ukoliko su poznati podaci za dovoljno velik statistički uzorak istovrsnih komponenata, kojeg se potom može koristiti za predviđanje frekvencije kvarova u budućnosti i formulaciju strategije zamjena. U predloženom algoritmu funkcija gustoće vjerojatnosti nastanka kvara modelira se koristeći Weibullovu razdiobu. Njeni parametri izračunavaju se na temelju raspoloživih podataka o kvarovima komponenti statističkog uzorka, a zatim se izračunava frekvencija kvarova u promatranom budućem razdoblju na temelju te funkcije razdiobe. Koristeći potom Monte Carlo metodu određuje se razdioba vjerojatnosti frekvencije kvarova u budućnosti. Da bi se algoritam mogao ispravno koristiti pretpostavlja se da sve komponente imaju životni vijek kojeg je moguće opisati tro-parametarskom Weibullovom razdiobom, te da je komponenta neke jedinice koja je trajno zakazala ujedno i najstarija od komponenata koje sačinjavaju tu jedinicu.

U magistarskoj tezi [12] razrađeni su modeli i tehnike uključivanja neraspoloživosti uzrokovane održavanjem i starošću opreme transformatorskih stanica u procjene pouzdanosti sustava. Od elemenata transformatorskih stanica promatraju se prekidači, sabirnice i transformatori. Za uključivanje neraspoloživosti izazvane redovitim održavanjem postavljeni su modeli prekidača i transformatora, kroz definicije stanja u kojima se mogu naći ti elementi te vjerojatnosti prelaska iz jednog stanja u drugo. Neraspoloživosti radi starosnih kvarova kod transformatora računaju se kroz algoritam definiran u [11] koristeći normalnu i Weibullovu razdiobu, dok se za prekidače i sabirnice pretpostavlja da se isti nakon kvara uzrokovanog starošću zamjenjuju, te da frekvencija kvarova uzrokovanih starošću linearno raste nakon određene točke u vremenu korištenja, pa se za funkciju razdiobe vjerojatnosti kvara koristi Weibullova razdioba s faktorom oblika jednakim 2. Tako određene neraspoloživosti uzrokovane održavanjem i starošću prekidača, transformatora i sabirnica, pridodaju se neraspoloživostima uzrokovanih popravljivim kvarovima, te se izračunavaju faktori pouzdanosti sustava u cjelini, poput vjerojatnosti redukcije tereta (*eng. probability of load curtailment*), očekivanog broja redukcije tereta (*eng. expected number of load curtailment*), očekivanog trajanja redukcije tereta (*eng. expected duration of load curtailment*), očekivane veličine reduciranog tereta (*eng. expected demand not supplied*), te očekivane neisporučene električne energije (*eng. expected energy not supplied*) i troškova neisporučene električne energije (*eng. expected damage cost*).

Procjene očekivane životne dobi jedinica, elemenata i komponenata elektroenergetskih mreža, razne dijagnostičke postupke ocjene stanja opreme i preostalog životnog vijeka, te ostale relevantne aspekte sadržavaju radovi [13 - 29].

3. STARENJE OPREME U PRIJENOSNOJ MREŽI

3.1. Općenito o starenju električne opreme

Sva oprema i uređaji u električnoj mreži se troše i stare za vrijeme svoje životne dobi. Svaki dio opreme ima svoje vlastito životno vrijeme (dob) unutar kojega se očekuje da će raditi u skladu s deklariranim karakteristikama bez većeg broja zastoja i kvarova. Starenjem oprema postupno gubi svoje karakteristike i svojstva te češće dolazi do njezinog zatajenja. Uz redovito održavanje električna oprema može raditi pouzdano i uz deklarirane karakteristike sve dok zbog njene starosti više ne može ispravno obavljati svoju funkciju.

Glavna utjecajna sila za modernizaciju sustava u prošlosti bio je porast opterećenja. Oprema se zamjenjivala budući da njeni parametri (razina ili karakteristike) nisu više bili usklađeni s promijenjenim zahtjevima sustava kao posljedice stalnog porasta opterećenja. U okolnostima nižeg porasta opterećenja danas sagledano je u mnogim zemljama da će mnogo aparata i uređaja (opreme) kvantitativno i kvalitativno ispunjavati svoju ulogu u prijenosu električne energije sve do kraja svoga životnog vijeka [1]. Međutim, vrlo velika će količina opreme ugrađene u periodu velikog porasta potrošnje izgleda doseći kraj svog životnog vijeka u isto vrijeme.

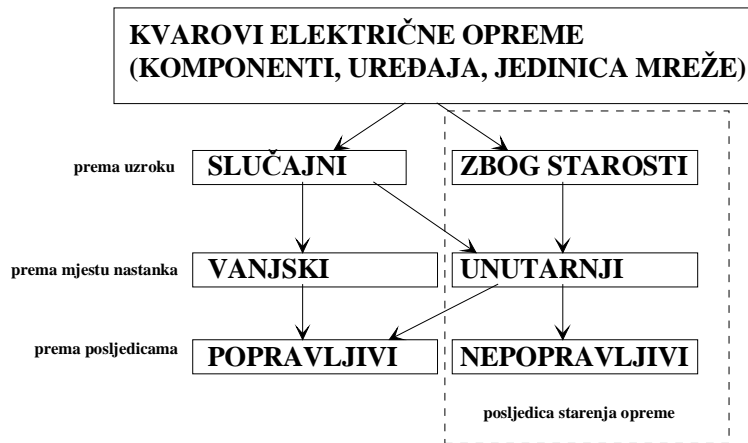
Ukoliko promotrimo kvarove električne opreme (uređaja, jedinica mreže) možemo razlikovati dvije osnovne vrste kvarova prema njihovom uzroku:

1. slučajni kvarovi – uzrokovani uglavnom vanjskim uzrocima,
2. kvarovi zbog starosti – uzrokovani promjenom karakteristika opreme tijekom njenog dugotrajnog korištenja.

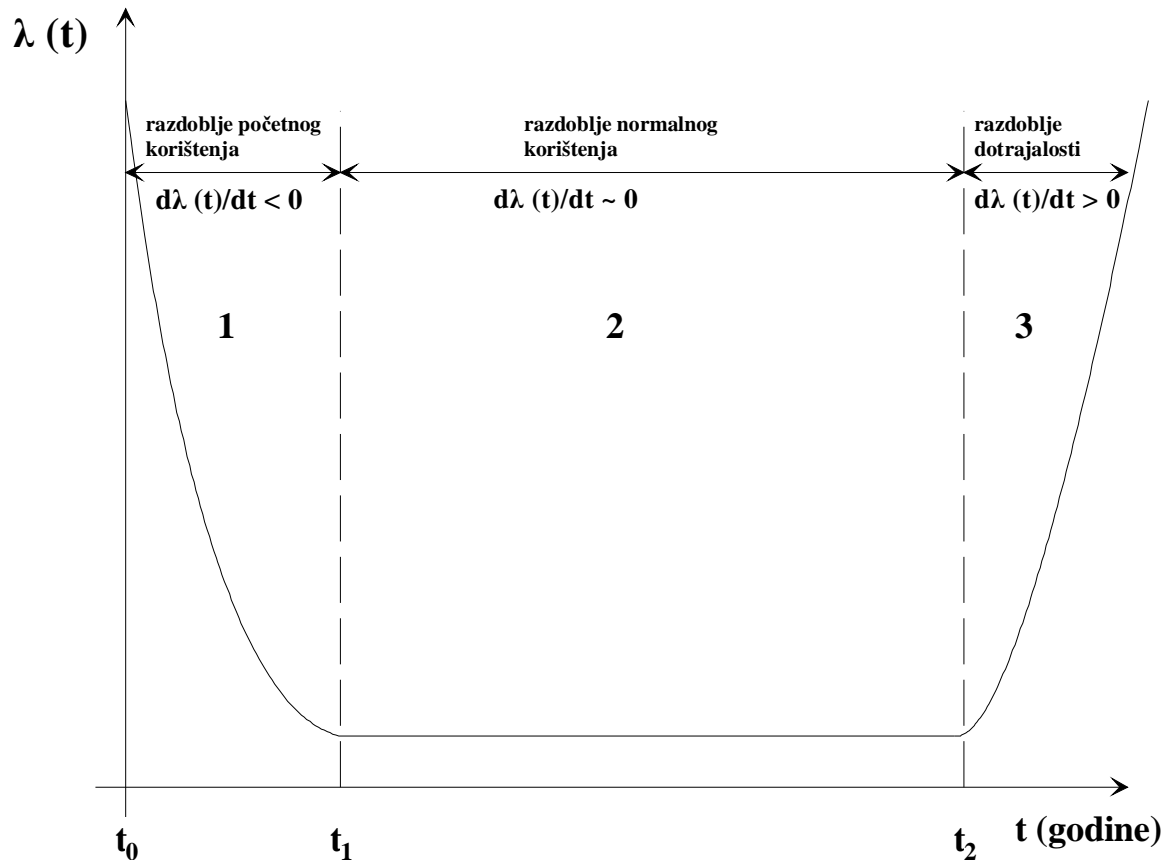
Osim gornje dvije vrste kvarova postoje još i kvarovi uzrokovani manjkavom izvedbom opreme koji uglavnom dolaze do izražaja u početnoj fazi korištenja opreme. Nadalje kvarove električne opreme možemo podijeliti na temelju mjesta nastanka uzroka kvara na vanjske i unutarnje kvarove, te na temelju mogućnosti saniranja kvara na popravljive i nepopravljive kvarove. Starenjem opreme u mreži dolazi do povećanog broja kvarova, time i do povećanog broja ispada, zastoja i neraspoloživosti jedinica mreže te mreže u cjelini. Kako se oprema približava kraju svoje očekivane životne dobi aktivnosti i financijska sredstva koje je potrebno uložiti u njeno održavanje značajno se povećavaju.

Slika 2 prikazuje osnovnu podjelu kvarova električne opreme. Unutar iscrtanog područja izdvojeni su kvarovi koji nastaju kao posljedica starenja opreme. Generalno se može primijetiti da kvarovi uzrokovani starošću nastaju unutar same opreme bez jedinstvenog vanjskog razloga, te da se mogu popravljati ili su nepopravljivi, pri čemu financijska sredstva potrebna za popravak značajno rastu ovisno o starosti promatrane opreme ili jedinice mreže. Na kraju razdoblja korištenja opreme kvar više neće biti popravljiv te će se oprema morati zamijeniti.

Funkcija broja kvarova, neraspoloživosti ili intenziteta kvarova za električnu opremu ima poznati oblik kade (slika 3), te je nije moguće matematički formulirati za svaki pojedinačni slučaj.



Slika 2 Vrste kvara električne opreme



Slika 3 Funkcija intenziteta kvara

Unutar funkcije intenziteta kvarova razlikujemo tri područja vremena korištenja električne opreme:

- Područje 1 između t_0 i t_1 – predstavlja razdoblje početnog korištenja gdje nakon puštanja u pogon opreme dolazi do nastanka određenog broja kvarova. Kvarovi su uglavnom uzrokovani konstrukcijskim i dizajnerskim pogreškama pri izradi opreme. Funkcija

intenziteta kvarova je padajuća ($d\lambda(t)/dt < 0$) jer se svi kvarovi otklanjaju od strane proizvođača opreme radi garancije koja se traži.

- Područje 2 između t_1 i t_2 – predstavlja razdoblje normalnog korištenja gdje je intenzitet kvarova približno stalan, a kvarovi su uglavnom uzrokovani vanjskim utjecajem i slučajnog su karaktera. Funkcija intenziteta kvarova je približno konstantna ($d\lambda(t)/dt \sim 0$).
- Područje 3 nakon točke t_2 – predstavlja razdoblje dotrajalosti gdje intenzitet kvarova naglo raste dok ne dostigne točku kada pogon više nije moguć. Funkcija intenziteta kvarova je rastuća ($d\lambda(t)/dt > 0$). U tom su području dominantni kvarovi uzrokovani starošću opreme i značajno premašuju kvarove čiji su uzroci slučajnog karaktera.

Točka t_2 na slici 3 predstavlja vrijeme normalnog korištenja pojedine električne opreme, odnosno približno je možemo nazvati očekivanom životnom dobi. Nakon te točke razdoblje korištenja opreme moguće je produljivati uz smanjenu pouzdanost, odnosno raspoloživost jedinica, te povećana ulaganja u održavanje i popravke. Točku u vremenu odnosno ograničeno vremensko razdoblje kada razdoblje normalnog korištenja prelazi u razdoblje dotrajalosti razlikuje se za svaku pojedinačnu opremu u mreži, te ovisi o nizu ostalih unutarnjih i vanjskih faktora, a nemoguće ju je sa sigurnošću predvidjeti. Idealno bi revitalizaciju opreme odnosno svake pojedinačne jedinice mreže trebalo provesti u trenutku t_2 ili neposredno nakon nje, čime bi se optimizirala financijska sredstva i razdoblje korištenja jedinice mreže.

Vrijeme prelaska iz razdoblja normalnog korištenja u razdoblje dotrajalosti za svaku pojedinačnu opremu/jedinicu u mreži ovisi o više faktora poput:

- pogonskih uvjeta (opterećenja, naponi, kratki spojevi, broj sklopnih operacija i dr.),
- vanjskih utjecaja (klima, okoliš, izloženost atmosferskom onečišćenju i dr.),
- izloženosti mehaničkom stresu,
- izloženosti termičkom stresu.

Postoji više indikatora da se promatrana oprema nalazi na kraju razdoblja normalnog korištenja, odnosno očekivane životne dobi, poput:

- povećana neraspoloživost,
- povećani broj kvarova,
- povećani troškovi održavanja,
- kraj razdoblja korištenja istovrsne opreme u mreži.

Očekivanu životnu dob pojedine opreme u mreži, odnosno jedinica mreže, nije moguće unaprijed odrediti pa se stoga određuju očekivane veličine na temelju što većeg broja uzoraka istovrsne opreme. Iako se približavanje životnoj dobi može relativno sigurno predvidjeti na temelju pogonskih podataka i različitih terenskih i laboratorijskih ispitivanja opreme, uglavnom se promatraju grupe istovrsnih jedinica mreže te se definiraju približne veličine očekivane životne dobi dalekovoda (električki i građevinski dijelovi), kabela, transformatora, polja, ostale opreme u transformatorskim stanicama, sustava zaštite, telekomunikacija i sustava upravljanja te drugog.

Izuzev kraja životne dobi pojedinih jedinica mreže radi starosti, trajni izlazak iz pogona i zamjena pojedinih jedinica također može biti uzrokovana drugim razlozima strateške,

ekonomske ili tehničke naravi. Strateška zamjena opreme provodi se kada parametri promatrane opreme više ne zadovoljavaju pogonske uvjete, u slučajevima strateških odluka poput prelaska na višu naponsku razinu, povećanog rizika u pogonu, regulacijskih zahtjeva, zahtjeva zaštite okoliša, primjene novih tehnologija, nemogućnosti osiguravanja podrške proizvođača kroz održavanje i isporuku dijelova opreme, nedostatka vlastitih kadrova obučanih za rukovanje promatranom opremom, i sličnog. Kraj životne dobi uzrokovan ekonomskim zahtjevima provodi se radi ušteda u gubicima električne energije, manjih troškova održavanja ili pomanjkanja ili skupoće rezervnih dijelova za stariju opremu. Tehnički kraj životne dobi događa se kada je oprema ili jedinica mreže uništena nastankom kvara, te ju je nemoguće popraviti ili je popravak ekonomski neisplativ.

U nastavku su za glavne jedinice prijenosne mreže opisane procjene očekivane životne dobi prema različitim izvorima, faktori koji utječu na životni dob, osnovni uzroci starenja, kritične komponente, vrste laboratorijskih ispitivanja kojima se istražuje trenutno stanje jedinica, te načini produljenja životne dobi. Slikovni primjeri u tekstu uglavnom se odnose na jedinice prijenosne mreže unutar elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske.

3.2. Nadzemni vodovi

Odluka o revitalizaciji pojedinog dalekovoda ovisi o stanju njegovih elemenata (vodiči, zaštitno uže, izolacija, ovjesna i spojna oprema, stupovi, temelji i drugo) i ulozi koju on ima (ili će zauzeti) u elektroenergetskom sustavu. Uvažavajući ekonomske kriterije obnovu pojedinog dalekovoda nije potrebno obavljati ukoliko njegova pouzdanost i pogonska sigurnost nisu ozbiljnije ugroženi. Ocjenu pogonske sigurnosti pojedinih dalekovoda moguće je donijeti tek nakon detaljnog pregleda i istraživanja dotrajalosti i oštećenja pojedinih dijelova opreme.

Kod operativnog planiranja revitalizacije (unutar nekoliko godina) dalekovode je potrebno podijeliti u različite grupe s obzirom na važnost za ispravno funkcioniranje elektroenergetskog sustava. Prema godinama izgradnje i raspoloživim podacima o stanju dalekovodne opreme odluku o revitalizaciji dalekovoda treba uskladiti sa popisom prioriteta određenih prema ispitivanjima očekivanog opterećenja dalekovoda u budućnosti. Izuzetak od tog pravila trebali bi biti samo oni dalekovodi čija je revitalizacija neophodna zbog zastarjelosti ili većih oštećenja opreme (drveni i betonski stupovi, stara užad, oštećeni temelji i drugo).

U slučaju ako ispitivanja tokova snaga pokažu da prijenosna moć pojedinih dalekovoda nije dovoljna za preuzimanje očekivanog opterećenja u budućnosti, te da će zbog toga biti ugroženo ispravno funkcioniranje elektroenergetskog sustava, opravdano je izvršiti zamjenu vodiča novijim veće prijenosne moći ukoliko je taj zahvat moguć (a po potrebi i ostale opreme). Moderna tehnologija omogućava zamjenu vodiča dalekovoda novim vodičima veće prijenosne moći bez većih zahvata na stupovima.

3.2.1. Električne komponente nadzemnih vodova

Pod osnovnim električkim komponentama nadzemnih vodova ubrajamo vodiče, zaštitno uže, izolatore, te ovjesnu i spojnu opremu. Vodiči nadzemnih vodova najčešće se izvode od alučela (Al/C) presjeka ovisnog o naponskoj razini (u Hrvatskoj se najčešće koriste presjeci 150/25 mm², 240/40 mm² za 110 kV; 360/57 mm², 360/60 mm² za 220 kV; 490/65 mm² za

400 kV). Vodiči nadzemnih vodova, pogotovo starijih, također su izvedeni samo od aluminija ili bakra.



Slika 4 Al/Č vodič - nov



Slika 5 Al/Č vodič – 1939.

Osnovni uzrok propadanja električkih komponenata nadzemnih vodova je starenje uzrokovano različitim procesima, posebno u uvjetima značajnijeg opterećivanja vodiča i zagađenja okoline i saliniteta u blizini mora, te zamora materijala. Osnovni proces koji ugrožava vodiče i zaštitnu užad, kao i spojnu i ovjesnu opremu, je korozija. Radi korozije smanjuje se vlačna čvrstoća vodiča i zaštitne užadi. Neka iskustva pokazuju da se veliki broj kvarova na nadzemnim vodovima događa radi korozije zaštitne užadi pri čemu njeni vodiči pucaju nakon što su im znatno pogoršana mehanička svojstva [29]. Pri tom se pokazuje da je pucanju sklona ona zaštitna užad koja se sastoji od manje čeličnih žica većeg presjeka, od one koja se sastoji od većeg broja žica manjeg presjeka budući da vanjske žice štite unutarnje od agresivnog djelovanja okoline. Korozija također napada i žice alučelnih vodiča, radi čega može doći do pucanja i pojedinih faznih vodiča. Korozija je naročito prisutna na vanjskim aluminijskim žicama, no može zahvatiti i unutrašnju čeličnu jezgru što se mnogo teže otkriva. Na zamor aluminijskih žica značajno utječu i vibracije kojima su izložene, a koje uzrokuju smanjenje njihovih mehaničkih svojstava i sposobnosti prenaprežanja.



Slika 6 Al/Č vodič – 1922.

Ispitivanjima aluminijskih žica Al/Č vodiča ustanovljeno je da njihova zatezna čvrstoća već nakon nekoliko desetaka godina, a prije isteka očekivane životne dobi, biva znatno smanjena [29]. Iz toga se može izvući zaključak da na korozivne promjene ne utječe samo starost vodiča već i uvjeti u kojima se on nalazi, posebno zagađenje zraka duž trase dalekovoda. Za zateznu čvrstoću aluminijskih žica također je bitna i kvaliteta zamašćivanja čelične jezgre. Čeličnu jezgru Al/Č vodiča također napada korozija na pojedinim dijelovima, te zbog toga dolazi do smanjenja mehaničkih svojstava istih. Kroz dulje vrijeme eksploatacije vodiča smanjuje se masa cinka i jednolikost cinkove prevlake čeličnih žica vodiča i zaštitne užadi.

Na starenje vodiča utječu i strujna opterećenja kojima su vodiči izloženi tijekom eksploatacije, odnosno toplina koja se unutar vodiča razvija prolaskom struje. Ispitivanja pokazuju da je stanje čelične jezgre vodiča, originalno konstruirane za maksimalne temperature od 50 °C te prosječne temperature od 20 °C, bitno lošije ukoliko se unutar jezgre razvijaju temperature od maksimalno 100 °C, odnosno prosječno 70 °C [17]. Visoke temperature mogu dovesti i do taljenja aluminijskih žica koje se događa pri dugotrajnim temperaturama od 100 °C – 120 °C, odnosno do smanjenja njihovih električnih i mehaničkih svojstava pri dugotrajno nižim, ili kratkotrajno povišenim temperaturama. Isto se događa i s bakrenim žicama, s time što mehanizam taljenja bakra i utjecaja temperature na svojstva bakra nije tako dobro ispitan kao za aluminij [17]. U uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom te bitno promijenjenih tokova snaga u mreži i opterećenja pojedinih jedinica mreže dolazi do znatnih razlika između očekivanih opterećenja pojedinih vodiča za koja su isti konstruirani i ostvarenih opterećenja, što ubrzava starenje pojedinih vodova u mreži, dodatno potencirano povećanim ekonomskim zahtjevima u poslovanju operatora prijenosnih sustava koji ponegdje smanjuju ulaganja u održavanje i revitalizaciju opreme. Radi razvijanja visokih temperatura unutar vodiča ugrožena je i spojna oprema.

Stvarno stanje vodiča i zaštitne užadi nadzemnih vodova moguće je ispitivati tijekom pogona dalekovoda ili laboratorijskim pretragama. Stanje vodiča moguće je grubo procijeniti vizualnim pregledom. Nedostatak vizualnog pregleda je što se koroziju čelične jezgre zamjećuje tek u visokom stadiju, dok je koroziju aluminijskih žica teže vizualno primijetiti, a posebno procijeniti njenu debljinu. Koristeći posebne instrumente koji „putuju“ duž vodiča, pri čemu jedan mjeri preostali cink na čeličnoj jezgri, a drugi mjeri preostali presjek čelika u jezgri, moguće je detaljnije ocijeniti stanje vodiča. U beznaponskom je stanju moguće vodiče

pregledati radiografijom. Za detaljnije ocjene stanja koristi se više vrsta laboratorijskih ispitivanja koja svaka daju korisne informacije o stanju vodiča i zaštitne užadi čiji se uzorci testiraju. Neki od tih testova su slijedeći [18]:

- test vibracijske izdržljivosti (*eng. aeolian vibration endurance test*),
- test oscilacijske izdržljivosti (*eng. galloping endurance test*),
- test prolaznosti na koloturu (*eng. sheave passing test*),
- test torzionalne rastezljivosti (*eng. torsional ductility test*),
- test napetosti i istežanja (*eng. tension and elongation at failure test*),
- test izdržljivosti materijala (*eng. creep test*),
- test preostalog cinka (*eng. remaining zinc test*),
- test prekrivenosti cinkom (*eng. wrap test*),
- vizualni pregled,
- test električne otpornosti,
- metalurgijsko ispitivanje,
- kemijska analiza,
- test ubrzane korozije.

Vizualni pregledi u pogonu, dijagnostika i laboratorijska testiranja koriste se u cilju određivanja potrebnih aktivnosti na redovitom i preventivnom održavanju, zamjenama i rekonstrukcijama, te za procjenu buduće pouzdanosti voda i preostalog životnog vijeka.

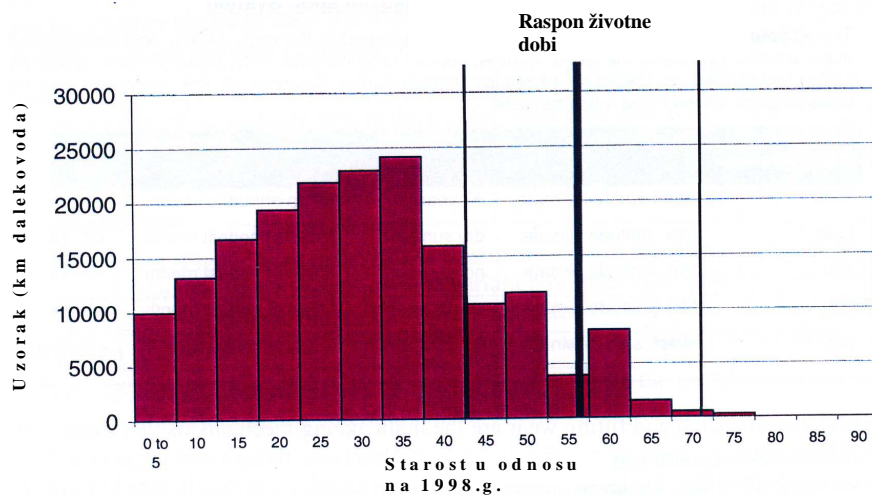
Po otkrivanju određenih posljedica starenja električkih komponenata nadzemnih vodova iste se parcijalno zamjenjuje ili promatra njihov rad. Probijene izolatorske članke mijenja se negdje na polovici eksploatacije dalekovoda, korodirane dijelove vodiča ili zaštitne užadi također se zamjenjuje duž trase gdje je korozija uznapredovala i ugrožava pogon čitavog voda. Ovjjesna se oprema također mijenja posebno na osjetljivim mjestima duž trase dalekovoda (prelazi preko cesta, blizina stambenih objekata, prijelaz preko rijeka i drugo). Također se redovitim održavanjem zamjenjuje i spojna oprema prema potrebi. U trenutku kada su oštećenja i starost dalekovoda takvi da su financijska sredstva i aktivnosti održavanja toliko veliki da su ekonomski neisplativi, a pouzdanost voda bitno smanjena, potrebno je izvršiti cjelokupnu zamjenu električkih komponenata voda.

Procjene očekivane životne dobi električkih komponenata nadzemnih vodova u dostupnoj literaturi kreću se između 40 i 60 godina. Pri tom se pojedine komponente (izolatorski članci, dijelovi ovjesne i spojne opreme, pojedine dionice vodiča i zaštitne užadi) parcijalno zamjenjuju tijekom eksploatacije dalekovoda. U [1] definirana je prosječna vrijednost očekivane životne dobi Al/Č vodiča od 54 godine, sa standardnom devijacijom od ± 14 godina. Pravi se razlika između vodova koji se nalaze unutar normalnog okruženja, te vodova koji se nalaze unutar izrazito zagađenog područja čija očekivana životna dob električkih komponenata iznosi 46 ± 15 godina. Ističu se slijedeći faktori koji značajno utječu na životnu dob električkih komponenata nadzemnih vodova:

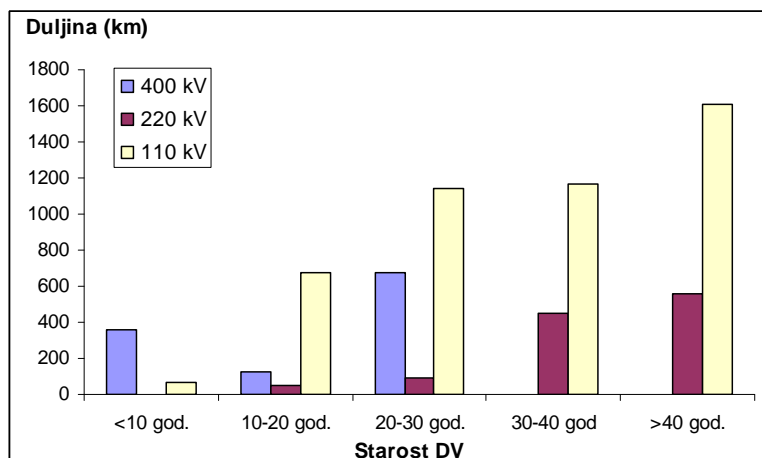
- klimatski uvjeti,
- okoliš,
- korozija,
- razina zamašćivanja vodiča,
- mehanički zamor materijala,
- oštećenja materijala,
- greške izolacije,

- vjetar,
- oborine,
- opterećenje ledom,
- razina zagađenja,
- kvaliteta materijala,
- visoke temperature radi opterećenja vodiča,
- spojke,
- dizajn.

Prema [22] očekivana životna dob za stupove dalekovoda iznosi između 50 i 70 godina, a 35 do 50 godina za vodiče, izolaciju, te nosnu i spojnu opremu. Očekivanu životnu dob izolacije teško je odrediti budući da ona u prvom redu ovisi o opterećenju (trajnom, kratki spojevi) i pogonskim događajima. Oštećenja izolatorskih članaka potrebno je evidentirati i redovito ih zamjenjivati.



Slika 7 Starost alučelnih vodiča iz uzorka analiziranog u [1]



Slika 8 Starost dalekovoda u prijenosnoj mreži RH u odnosu na 2005. godinu

3.2.2. Građevinske komponente nadzemnih vodova

Stanje stupova i temelja trebalo bi ocijeniti koristeći raspoložive podatke koji bi omogućili procjenu njihovog preostalog životnog vijeka na osnovu materijala od kojih su izgrađeni, prisutne korozije i oštećenja, meteoroloških prilika u kojima se nalaze, opterećenju i dosadašnjem održavanju.

Na životnu dob građevinskih dijelova nadzemnih vodova utječu različite klimatske okolnosti, stanje okoliša, aktivnosti na održavanju te kvaliteta galvaniziranja i kasnije premazivanje stupova antikorozivnim sredstvima. Općenito se može konstatirati da je u životnom vijeku pojedinačnog dalekovoda jednom potrebno zamijeniti električke komponente ukoliko se građevinski dijelovi redovito održavaju i saniraju, što znači da građevinski dijelovi imaju dvaput veću životnu dob od električkih komponenata dalekovoda.

Glavni proces koji ograničava funkcionalnost čelično-rešetkastih stupova je korozija. Korozivne procese je moguće spriječiti ili znatno usporiti periodičkim premazivanjem stupova antikorozivnim sredstvima. Koroziji su znatno izloženi vijci [29]. Korozivni procesi napadaju i čelične armature betonskih stupova, naročito na mjestima gdje je beton popucao čime je omogućen prodor vlage do čelične armature. Na stanje temelja znatan utjecaj imaju karakteristike zemljišta i erozija istog.

Prema [22], uz sanaciju oštećenja i primjenu antikorozivnih zaštitnih sredstava očekivanu životna dob čelično-rešetkastih stupova dalekovoda moguće je produžiti na oko 80 godina, što je dvostruko duže od očekivane životne dobi vodiča i užadi koja iznosi oko 40 godina. Lit. [1] daje procjenu očekivane životne dobi čelično-rešetkastih stupova od 63 ± 21 godinu, a kao glavne uzroke razlika u očekivanoj životnoj dobi navodi sljedeće faktore:

- klimatske uvjete,
- okoliš,
- korozija,
- održavanje,
- slabo galvaniziranje,
- stanje tla,
- lomovi betona,
- korozija temelja,
- spoj čelika i betona.

Očekivana životna dob drvenih stupova u [1] procjenjuje se na 44 ± 4 godine, a ovisi o održavanju, truljenju drveta, pticama, insektima, vjetru i oborinama.

3.3. Kabeli

Postavljanje kriterija za revitalizaciju visokonaponskih 110 kV kabela ne može biti slično kao kod nadzemnih vodova iz sljedećih razloga:

- zbog kasnijeg uvođenja u pogon podzemnih i podmorskih kabela ne postoji dovoljno iskustvo o njihovoj izdržljivosti i starenju,
- zbog tehničkih razloga teško se može govoriti o revitalizaciji ili obnovi kabela već o njegovoj kompletnoj zamjeni,

- povremena oštećenja kabela teško je predvidjeti, a potrebno ih je odmah otkloniti.

Stalna opterećenja kabela i termička naprezanja koja nastaju imaju puno veći utjecaj na smanjenje njegove životne dobi nego što je to slučaj s nadzemnim vodovima. Isto vrijedi i za naprezanja pri neplaniranim događajima i kvarovima (kratki spojevi). Izolacijski materijal kabela podložan je starenju koje rezultira smanjenjem njegovih dielektričkih svojstava. Važan utjecaj na očekivanu životnu dob kabela ima i okolina u kojoj je položen (zemlja, more), te način polaganja i njegova izvedba.

Kroz dosadašnja istraživanja prepoznato je nekoliko uzroka ubrzanog starenja kabela. Glavni proces degradacije karakteristika kabela je stvaranje „vodenih grana“ (*eng. water tree*). U prisustvu vode oko i u kabeu dolazi do korozije metalnih prstena i promjena u kristalnoj strukturi kabela izolacije, kao glavnih faktora starenja [5]. U kombinaciji s nepovoljnim utjecajem okoline u kojoj je kabel položen i znatnog opterećenja kabela, dolazi do degradacije svojstava izolacije. Starenje svih izolacijskih materijala pospješuje se ukoliko se unutar njih razvijaju visoke temperature. Učestala preopterećenja kabela i povećanje gubitaka mogu smanjiti životnu dob izolacije, odnosno kabela u cjelini.

Prema dosadašnjim iskustvima u pogonu visokonaponskih kablova i raspoloživih tehničkih podataka očekivana životna dob za uljne kabele iznosi do oko 50 godina [22]. Za određivanje povoljnog trenutka zamjene ovu vrijednost moguće je korigirati ovisno o opterećenju kabela (sadašnjem i očekivanom), zabilježenim pogonskim događajima i uvjetima u kojima je kabel položen. Očekivana životna dob ostalih vrsta procjenjuje se u suradnji s proizvođačima.

Prema [1] očekivana životna dob za uljne kabele iznosi 52 godine, sa standardnom devijacijom od ± 20 godina. Uzroci razlika u životnoj dobi su:

- briga za okoliš (opasnost od istjecanja ulja),
- korozija prstena plašta,
- električni i termomehanički stres,
- opterećenje,
- struktura materijala plašta.

3.4. Transformatorske stanice

3.4.1. Energetski transformatori

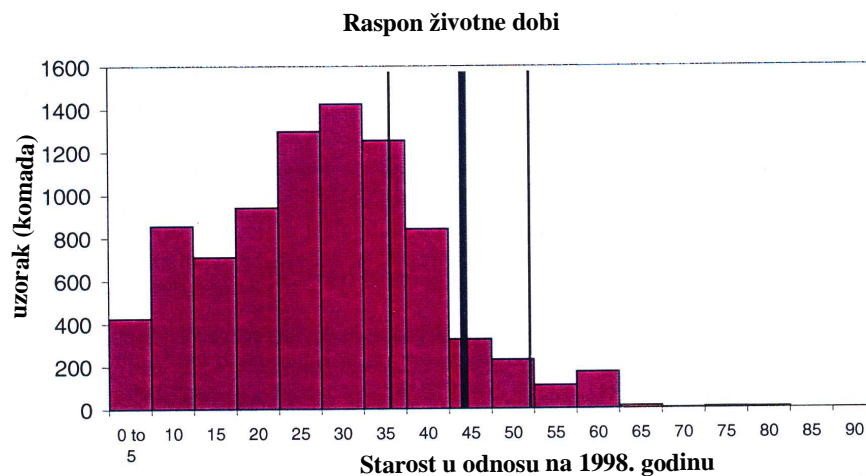
Na pravo stanje energetskih transformatora točnu informaciju, na osnovu koje se može donijeti odluka o revitalizaciji, može dati jedino potpuna analiza pogonskih događaja, te dijagnosticanje njihovog stanja. Utvrđivanje prioriteta revitalizacije (zamjene) ovisi o stanju transformatora i njegovoj ulozi u elektroenergetskom sustavu. Zbog visokih investicijskih troškova velikih energetskih transformatora njihova je zamjena određena starošću, odnosno oni ostaju u pogonu sve dok je to tehnički moguće. Ekonomski razlozi za zamjenu poput smanjenja gubitaka unutar transformatora gotovo nikad nije motiv za zamjenu. Veći popravci ostarjelih transformatora također se gotovo nikad ne prakticiraju budući da su troškovi popravaka visoki. Na kraj životnog vijeka velikih energetskih transformatora upućuju slijedeći indikatori [13]:

- smanjenje kvalitete ulja,

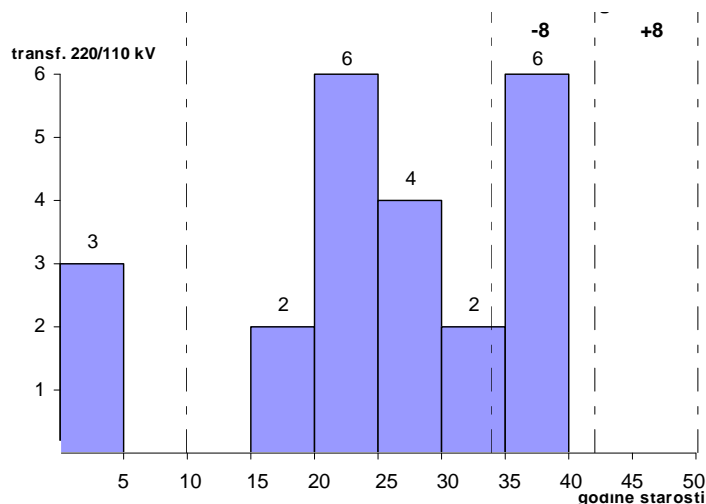
- povećanje $\tan \delta$,
- kvarovi na regulacijskoj sklopki,
- curenje na rubovima, ventilima i cijevima,
- korozija kotla, poklopca i pomoćnih dijelova,
- oštećenja pomoćnih uređaja poput termometra, Buchholzova releja, sigurnosnog ventila, kablova i dr.

Budući da starenje pojedinih komponenata transformatora poput jezgre, namotaja, izolacije, ulja, rashladnog sustava, provodnih izolatora, mehaničkih dijelova, regulacijske sklopke i ostalog nije uniformno potrebno je provoditi određene parcijalne aktivnosti na održavanju i provjeri stanja pojedinih komponenata transformatora. Za najveće transformatore 400/x kV potrebno je obaviti barem jedan detaljan pregled i otkloniti nedostatke u očekivanom životnom vijeku (oko 25 godina nakon puštanja u pogon). Isto vrijedi i za blok-transformatore u elektranama. Energetski transformatori 220/110 kV i 110/x kV generalno ne zahtijevaju neke veće preglede [13].

Starenje namotaja transformatora prvenstveno ovisi o pogonskim prilikama i događajima, posebno o vremenima i iznosima preopterećenja tijekom njegovog korištenja, odnosno o termičkom stresu izazvanom preopterećenjima. Uzrok starenja kotla je korozija, ovisno o vremenu korištenja transformatora, vanjskim utjecajima i održavanju. Starenje provodnih izolatora uzrokovano je uglavnom termičkim stresom ovisnim o opterećenjima transformatora. Ulje u kotlu podliježe kemijskim reakcijama koje uzrokuju njegovo starenje, to brže što je viša temperatura ulja. Unutar dugotrajno i visoko opterećenih transformatora razvija se toplina koju preuzima ulje koje zbog toga ubrzano stari čime mu se smanjuje sposobnost preuzimanja topline [23]. Važni faktori koji utječu na karakteristike transformatora su vlaga i kisik. Povećanjem sadržaja vlage u ulju smanjuje se njegova probojna čvrstoća. Vlaga također može oštetiti čvrstu (papirnatu) izolaciju namotaja transformatora, kao i kisik i toplina [25, 26]. Generalno se može zaključiti da na starenje transformatora glavni utjecaj imaju vlaga, toplina i kisik, najviše ovisni o pogonskim uvjetima kojima je transformator izložen u vremenu njegova korištenja.



Slika 9 Starost transformatora iz uzorka analiziranog u [1]



Slika 10 Starost transformatora 220/110 kV u sustavu HEP-a

Najintenzivniji procesi starenja unutar transformatora događaju se na točki najviše temperature izolacije [25] (*eng. hot-spot temperature*), koja se može mjeriti ili proračunavati koristeći termički model transformatora. Očekivanu životnu dob transformatora (D) moguće je izraziti formulom:

$$D = e^{\alpha + \beta/T} \quad (4)$$

gdje su α i β konstante materijala izolacije, a T apsolutna temperatura izolacije [25].

Očekivana se životna dob velikih energetskih transformatora prema dostupnim procjenama kreće između 42 godine [1] i 50 godina [13], uz pretpostavku njihovog redovitog održavanja i nepostojanja većih kvarova koji bi ga trajno oštetili. Razlozi za razlike u očekivanoj životnoj dobi energetskih transformatora su slijedeći [1]:

- konstrukcija i izvedba transformatora,
- opterećenja transformatora,
- degradacija izolacijskog papira i ulja,
- izloženost kvarovima u sustavu,
- raspoloživost rezervnih dijelova,
- zahtjevi sustava na karakteristike transformatora (prividna snaga),
- izloženost visokim temperaturama,
- razina vlage.

Pri ocjenjivanju stanja energetskih transformatora i procjeni njihove buduće raspoloživosti koriste se različiti kriteriji poput [24]:

- iskustvo sa sličnim jedinicama,
- analiza faktora snage,
- ocjena stanja regulacijske sklopke,
- razina vlage u ulju,
- starost transformatora,
- razina plinova u ulju,
- stanje pomoćne opreme,
- povijest kvarova.

Za ocjenu stanja transformatora koriste se različiti dijagnostički postupci poput analize ulja, analize plinova, mjerenja vlage i temperature, ispitivanja uzoraka papirnate izolacije, Furanove analize, mjerenja frekvencijskog odziva, mjerenja vibracija i drugih postupaka [27].

Životnu dob transformatora moguće je produljivati filtriranjem izolacijskog ulja (slika 11) čime se iz ulja otklanjaju kisik, voda, čestice prljavštine i kiselina [26], te time štiti papirna izolacija namotaja transformatora koja je teško dostupna.

Za ocjenu stvarnog stanja energetskih transformatora i procjenu njihovog preostalog životnog vijeka nužno je zabilježiti i analizirati slijedeće:

- tip proizvođača i godina proizvodnje,
- povijest pogonskih događaja (opterećenja, naponi, kratki spojevi),
- povijest aktivnosti na održavanju,
- rezultate dijagnostičkih postupaka.



Slika 11 Transformatorsko ulje – staro i novo

3.4.2. *Naponski i strujni transformatori*

Očekivana životna dob naponskih i strujnih transformatora je između 40 i 50 godina [13]. U [1] očekivana životna dob se procjenjuje na 30 do 50 godina (srednja vrijednost 39 godina). Zamjena naponskih i strujnih transformatora u razvijenim se zemljama opravdava radi strateških razloga: uvođenje nove tehnologije (SF6), veća nazivna struja i dr. Revitalizacija tih transformatora najčešće nije opravdana radi velikih troškova u usporedbi s onim koji su potrebni za zamjenu (veći od 30 % - 40 % od cijene novih transformatora [13]).

Pokazatelji starosti i funkcionalnosti naponskih i strujnih transformatora su:

- povećanje $\tan \delta$,
- sadržaj otopljenih plinova,

- povećano curenje ulja.

3.4.3. Prekidači

Na starenje visokonaponskih prekidača i njihovu očekivanu životnu dob najveći utjecaj imaju slijedeći parametri:

- tip i konstrukcijske karakteristike,
- broj sklopnih operacija u normalnom pogonu,
- broj isklapanja struja kratkih spojeva,
- broj isklapanja kapacitivnih i/ili induktivnih struja,
- aktivnosti na održavanju,
- stanje okoliša (temperature, vlaga, zagađenost).

Odluka o revitalizaciji, odnosno zamjeni pojedinih prekidača ovisi o njegovoj ulozi unutar promatrane transformatorske stanice i sustava u cjelini, stvarnom stanju prekidača, te troškovima njegovog održavanja. Prekidači u poljima važnim za pouzdanost elektroenergetskog sustava u cjelini traže posebnu pažnju u smislu promatranja, ispitivanja, dijagnostike i održavanja, te su više pozicionirani na listi prioriteta za zamjene i rekonstrukcije svih prekidača u prijenosnoj mreži. Stvarno stanje prekidača moguće je procijeniti ili ustanoviti pregledavajući zapise pogonskih događaja (broj sklopnih operacija, broj prekida struja kratkih spojeva), aktivnosti i ulaganja u održavanje, te dijagnostičkim postupcima dok je prekidač u pogonu ili u tvornici. Zbog velikog broja ugrađenih prekidača obično se pojedinačne karakteristike, zapisi iz pogona i rezultati dijagnostičkih ispitivanja na određenom broju uzorka statistički obrađuju pa se očekivana životna dob procjenjuje za istovrsnu grupu svih prekidača.

Tijekom čitavog životnog vijeka prekidača potrebno je redovito provoditi aktivnosti na njegovom održavanju. Elektroenergetske kompanije uglavnom prakticiraju redovito održavanje unutar fiksnih vremenskih intervala, dok proizvođači prekidača savjetuju planiranje održavanja ovisno o vremenu pogona, broju sklopnih operacija i isklapanja struja kratkih spojeva. Unutar razdoblja korištenja prekidača razlikuju se dugačka i stacionarna vremenska razdoblja kada je prekidač u pogonu ili van pogona, te povremena razdoblja kada se vrše sklopne manipulacije bilo zbog pogonskih prilika, bilo zbog nastanka kvarova u mreži. Unutar aktivnosti na održavanju prekidača razlikujemo tri razine održavanja:

- razina A: provjera stanja u pogonu (npr. vizualna inspekcija), provodi se oko dva puta godišnje,
- razina B: provjere i testiranja u pogonu (mjerenja, čišćenje), provodi se svakih 4 do 5 godina,
- razina C: temeljiti pregled i rastavljanje prekidača, provodi se periodički u dužim vremenskim intervalima (prema [14] ti intervali iznose 12-14 godina za SF₆ prekidače, 7-10 godina za uljne prekidače, 10 godina za zračne prekidače).

Za nove generacije SF₆ prekidača planirano je produljenje razdoblja pogona do generalnog remonta prekidača za desetak godina (oko 25 godina).

U posljednje vrijeme za prekidače se u većini elektroprivrednih kompanija primjenjuje pristup održavanja usmjerenog povećanju pouzdanosti sustava (*eng. reliability centered maintenance*).

U [13] navode se prosječni troškovi održavanja prekidača u iznosu od oko 1 % cijene novog prekidača godišnje. Ukoliko godišnji troškovi održavanja porastu na oko 5 % cijene novog prekidača potrebno je napraviti tehno-ekonomsku analizu opravdanosti zamjene prekidača.

Prilikom sagledavanja ekonomske opravdanosti zamjene prekidača potrebno je sagledati sve troškove koji nastaju tijekom životnog vijeka prekidača [14]:

- troškovi nabave prekidača, uključujući rezervne dijelove, obuku, alate,
- troškovi instalacije, uključujući dodatne građevinske i infrastrukturne troškove,
- troškovi pogona (pomoćno napajanje, inspekcije),
- troškovi održavanja (preventivno i korektivno održavanje),
- troškovi prilagodbe, novih tehnika promatranja i upravljanja,
- troškovi ispada radi neispravnosti prekidača,
- troškovi razgradnje i odlaganja prekidača ili preostala vrijednost prekidača na kraju promatranog razdoblja.

Ulaganja u produljenje razdoblja korištenja starih prekidača najčešće se ne prakticiraju iz više razloga od kojih su neki visoki troškovi u odnosu na troškove zamjene prekidača, skupi rezervni dijelovi, nezadovoljavajuće karakteristike starih prekidača, napredak tehnologije i karakteristika novih prekidača, povećani zahtjevi na utjecaj na okoliš i sigurnost, i drugo.

U velikom broju elektroprivreda stari pneumatski i uljni prekidači zamjenjuju se prije isteka njihove životne dobi novim SF₆ prekidačima iz slijedećih razloga [14]:

- niži troškovi nabave,
- niži troškovi instalacije,
- niži troškovi održavanja,
- zauzeće manjeg prostora,
- lakše upravljanje,
- veliki troškovi rezervnih dijelova starih prekidača,
- smanjeno znanje i iskustvo u pogonu i održavanju starih prekidača.

Generalno se za prekidače očekuje da do generalnog remonta mogu izvršiti oko 2000 sklopnih operacija (800 godišnje, 25 godina), a u slučaju nekih prekidača (poput prekidača u poljima kondenzatorskih baterija ili prigušnica) mnogo više (do dva puta dnevno).

Na funkcionalnost prekidača znatan utjecaj ima stanje okoliša u kojemu se isti nalazi. Prekidači se konstruiraju za određenu minimalnu i maksimalnu temperaturu okoline u kojoj se nalaze, vlažnost zraka i stupanj onečišćenja zraka. Ekstremne vrijednosti ova tri parametra mogu značajno smanjivati funkcionalnost prekidača tijekom njegova korištenja. Detaljni utjecaji ovih parametara na stanje prekidača još uvijek su nedovoljno ispitani.

Faktori koji najčešće uzrokuju zamjenu prekidača su:

- nezadovoljavajuće karakteristike obzirom na razvoj mreže,
- povećani broj kvarova i nedostatnost dijelova za održavanje,
- troškovi održavanja.

Važan razlog za zamjenu starijih prekidača je i uvođenje nove tehnologije (SF₆ prekidači) koji se, među ostalim, odlikuju većom pouzdanošću rada i niskom učestalosti redovnog održavanja. Većina prekidača zamjenjuje se radi njihovih nezadovoljavajućih tehničkih karakteristika, prije nego njihove životne dobi.

Elektroprivredne kompanije prilikom procjene životne dobi prekidača koriste prvenstveno slijedeće kriterije [14]:

- smanjena pouzdanost i raspoloživost,
- visoki troškovi pogona i održavanja,
- nove pogonske prilike,
- zahtjevi za generalnim remontom,
- dob prekidača.

Očekivana životna dob prekidača procjenjuje se na iznose između 25 i 40 godina [14], 30 i 40 godina [13], odnosno 30 – 50 godina [1]. Između različitih tipova prekidača postoje male razlike u procjeni njihove očekivane životne dobi. U [1] se za različite tipove prekidača definiraju slijedeće životne dobi:

- pneumatski prekidači: 41 ± 6 godina (110 kV < U_n < 345 kV)
40 ± 6 godina (345 kV < U_n)
- uljni prekidači: 42 ± 6 godina (110 kV < U_n < 199 kV)
41 ± 6 godina (200 kV < U_n < 275 kV)
38 ± 5 godina (345 kV < U_n)
- SF₆ prekidači: 43 ± 6 godina (110 kV < U_n < 199 kV)
42 ± 6 godina (200 kV < U_n < 275 kV)
42 ± 6 godina (345 kV < U_n)

3.4.4. Rastavljači

Većina problema kod rastavljača uzrokovano je njihovim mirovanjem. Starenje uzrokovano mehaničkom istrošenošću je zanemarivo.

Uz redovito održavanje očekivana životna dob rastavljača je 35 godina [13] ukoliko tijekom pogona ne nastanu neka ozbiljnija oštećenja. Detaljne preglede i popravke rastavljača potrebno je obavljati u razdobljima od 15 do 20 godina.

U [1] životna dob rastavljača (kao i ostale opreme unutar transformatorske stanice) procjenjuje se na 40 godina sa standardnom devijacijom od ±7 godina.

3.4.5. Sabirnice

Revitalizaciju sabirnica (ili njenih elemenata) treba provesti:

- u slučaju povećanog opterećenja iznad dozvoljenih vrijednosti,
- u slučaju oštećenja ili korozije glavnih elemenata (nosači, portali, temelji i dr.).

Odluku o revitalizaciji moguće je donijeti tek nakon temeljitog pregleda postrojenja. Analizom tokova snaga za planirane konfiguracije elektroenergetskog sustava u budućnosti moguće je odrediti očekivana strujna opterećenja sabirničkih vodiča, te prema tim

vrijednostima donijeti odluku o njihovoj zamjeni. Općenito se za sabirnice i njihove komponente može očekivati životna dob od 40 godina [13].

3.4.6. Odvodnici prenapona

Očekivana životna dob klasičnih odvodnika prenapona je 30 godina [13]. Njihova zamjena uvjetovana je prvenstveno uvođenjem nove tehnologije metal oksidnih odvodnika prenapona čija je očekivana životna dob 40 godina, te nedostajućim rezervnim dijelovima.

3.4.7. Ostala oprema TS

Osim osnovnih komponenti (transformatori, polja, sabirnice, i dr.) u transformatorskim se stanicama nalaze i druge komponente (građevinske i električke) koje omogućavaju njen pouzdan rad. Kod dugoročnog planiranja revitalizacije potrebno je procijeniti njihov udio u ukupnim troškovima revitalizacije osnovnih komponenti, odnosno faktor povećanja troškova revitalizacije osnovnih komponenti transformatorske stanice. Grubo se može procijeniti očekivana životna dob građevinskog dijela TS (zgrade, betonske konstrukcije, čelične konstrukcije) koja je približno dvostruko veća od životne dobi osnovnih komponenti (60-80 godina) uz pretpostavku njihovog redovitog održavanja. Revitalizaciju ostalih električkih komponenti transformatorskih stanica (pomoćno postrojenje, kondenzatorske baterije i dr.) treba planirati usporedo s revitalizacijom osnovnih komponenti (transformatori, polja, sabirnice) i vrednovati je preko faktora povećanja troškova revitalizacije.

3.4.8. Plinom oklopljena postrojenja (GIS)

Iskustvo u pogonu plinom oklopljenih postrojenja nije dovoljno da se procijeni njihova očekivana životna dob. Ipak, u [13] ona se procjenjuje na 40 godina. Preporuča se tijekom pogona vršiti slijedeće korektivne aktivnosti na održavanju:

- provjera vlažnosti SF₆ plina svakih 5 godina,
- pilot provjera odabranih komponenti svakih 15 godina,
- detaljan popravak u slučaju negativnih rezultata pilot provjere.

U [1] očekivana životna dob plinom oklopljenih postrojenja procjenjuje se na 42 ± 8 godina, a kao razloge za varijacije u očekivanoj životnoj dobi navode se:

- zahtjevi za parametrima,
- promjene u rasklopnoj snazi,
- troškovi održavanja,
- zastarijevanje rezervnih dijelova,
- mehanička istrošenost,
- sigurnosni problemi,
- problemi vezani za zaštitu okoliša.

3.5. Zaštitni releji

Očekivana životna dob elektromehaničkih releja iznosi 20 – 25 godina [13]. Na životnu dob elektromehaničkih releja najveći utjecaj imaju prilike u okolini (zagađenje i vlaga), te električni stresovi. Redovitim održavanjem životna dob elektromehaničkih releja može se

produžiti, ali tehnološki i ekonomski razlozi opravdavaju njihovu zamjenu radi uvođenja suvremenijih rješenja (statički i numerički), skupog održavanja i pomanjkanja rezervnih dijelova na tržištu. Očekivana životna dob statičkih i numeričkih releja iznosi 15 – 20 godina.

Glavni razlozi zamjene zaštitnih releja su sljedeći:

- nova tehnologija numeričkih releja,
- skupo održavanje,
- nedostajući rezervni dijelovi.

3.6. Telekomunikacije i sustavi daljinskog upravljanja

Informatički sustavi instalirani u dispečerskim centrima imaju očekivanu životnu dob od 10 do 15 godina. Njihovu zamjenu potrebno je obavljati radi novih zahtjeva koji se postavljaju, zastoja u razvoju primijenjenog softwera, nemogućnosti primjene starog softwera na novim hardware platformama, te oštećenja pojedinih komponenti sustava.

Očekivana životna dob daljinskih stanica iznosi 15 – 20 godina, a zamjena opreme je uvjetovana njenim nezadovoljavajućim mogućnostima nakon tog razdoblja, oštećenjem pojedinih komponenti, nedostatkom rezervnih dijelova i povećanim brojem poremećaja na elektroničkoj i elektromehaničkoj opremi.

Životna dob telekomunikacijskih sustava uvjetovana je tehničkim razvojem. Očekivana životna dob VF veza po vodovima s jednim ili više kanala je 15 –20 godina, uz moguće produljenje usprkos vjerojatno nedovoljnim kapacitetima za razmjenu podataka i nedostatku rezervnih dijelova.

Očekivana životna dob radiorelejnih veza iznosi 20 godina, a razlog za zamjenu je nadogradnja digitalne opreme. Ista životna dob očekuje se i za optičke kabele.

3.7. Očekivana životna dob jedinica i komponenata prijenosne mreže

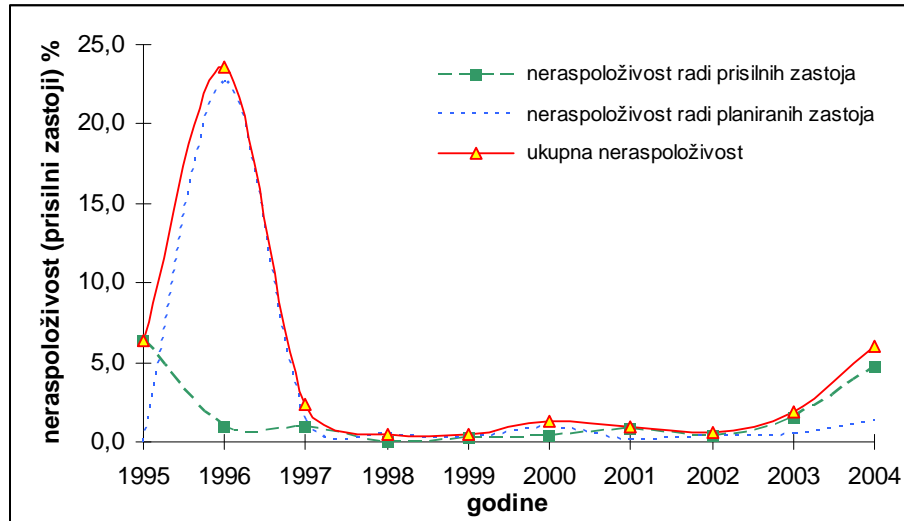
Na temelju prethodnih sagledavanja, sastavljena je tablica 1 koja sadrži popis pojedinih jedinica prijenosne mreže, faktore koji utječu na očekivanu životnu dob, te raspon procjene očekivane životne dobi svake jedinice.

U kasnije razvijenoj metodologiji i kriterijima za zamjene i rekonstrukcije jedinica prijenosne mreže očekivana životna dob se koristi samo kao jedan kriterij pri ocjeni stanja jedinica te kao indikator u sastavljanju liste kandidata za zamjene i rekonstrukcije. Zasebno korištenje očekivane životne dobi jedinice kao jedinstvenog kriterija za zamjene i rekonstrukcije rezultirao bi značajnim odstupanjem od optimalnog trenutka zamjena i rekonstrukcija budući da:

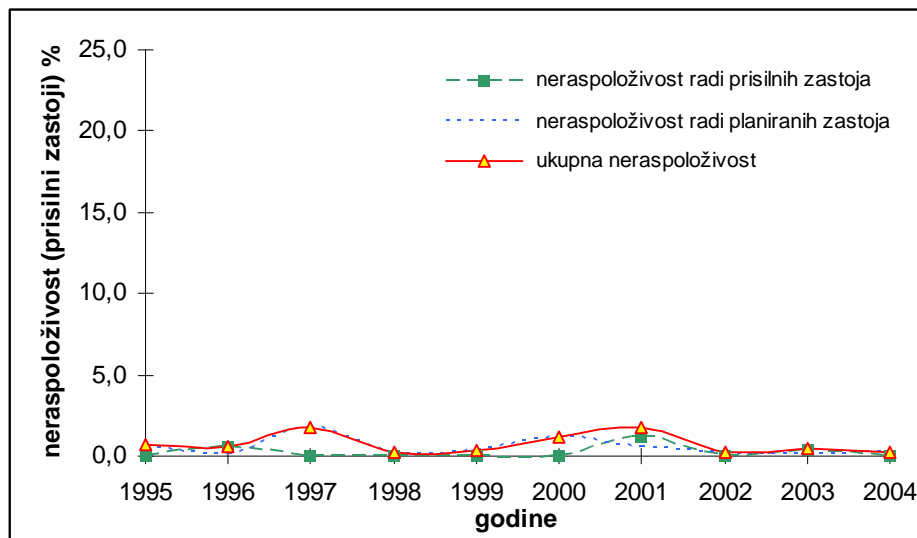
- raspon očekivane životne dobi za istovrsne jedinice mreže je vrlo širok,
- postoji velik broj utjecajnih faktora koji utječu na očekivanu životnu dob,
- nije moguće ili je vrlo teško pronaći funkcionalnu ovisnost između životne dobi pojedine jedinice i njene raspoloživosti, posebno unutar razdoblja dotrajalosti.

Posljednje navedeno ilustrirat ćemo na stvarnom primjeru iz prijenosne mreže na području Republike Hrvatske. Na temelju podataka iz [30] razmotrene su funkcije neraspoloživosti nekoliko jedinica prijenosne mreže na području Republike Hrvatske u desetogodišnjem razdoblju od 1995. do 2004. godine. Odabrani su slijedeći nadzemni vodovi:

- DV 220 kV Zakučac – Mostar (godina izgradnje 1957., starost 48 godina)
- DV 110 kV Melina – Vinodol (godina izgradnje 1954., starost 51 godina)
- DV 110 kV Bilice – Biograd (godina izgradnje 1959., starost 46 godina)
- DV 110 kV Zakučac – Meterize 1 (godina izgradnje 1985., starost 20 godina)



Slika 12 Neraspoloživost DV 220 kV Zakučac – Mostar u razdoblju 1995. – 2004.



Slika 13 Neraspoloživost DV 110 kV Melina – Vinodol u razdoblju 1995. – 2004.

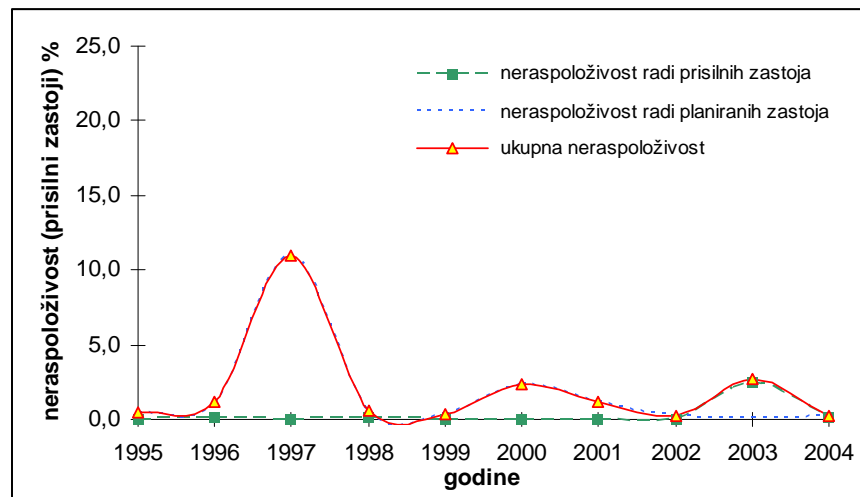
Tablica 1 – Očekivana životna dob jedinica mreže

Jedinica mreže	Očekivana životna dob (godina)	Utjecajni faktori za životnu dob
<i>Nadzemni vod</i>	40 - 80	-
- električke komponente *	40 - 60	klimatski uvjeti (vjetar, led, temperatura, oborine), okoliš (zagađenje), korozija, razina zamašćivanja vodiča, mehanički zamor materijala, oštećenja materijala, greške izolacije, kvaliteta materijala, visoke temperature radi opterećenja vodiča, spojke, dizajn.
- građevinske komponente **	40 - 80	klimatski uvjeti, okoliš,, korozija, održavanje, slabo galvaniziranje, stanje tla, lomovi betona, korozija temelja, spoj čelika i betona, truljenje drveta, ptice, insekti, vjetar, oborine.
<i>Transformatorska stanica</i>	30 - 100	-
- električni dio	30 - 50	-
1. energetski transformatori	40 - 50	konstrukcija i izvedba transformatora, opterećenja transformatora, degradacija izolacijskog papira i ulja, izloženost kvarovima u sustavu, raspoloživost rezervnih dijelova, zahtjevi sustava na karakteristike transformatora (prividna snaga), izloženost visokim temperaturama, razina vlage.
2. prekidači	30 - 50	tip i konstrukcijske karakteristike, broj sklopnih operacija u normalnom pogonu, broj isklapanja struje kratkog spoja, broj isklapanja kapacitivnih i/ili induktivnih struja, aktivnosti na održavanju, stanje okoliša (temperature, vlaga, zagađenost).
3. naponski i strujni transformatori	30 - 50	strateški razlozi, uvođenje nove tehnologije (SF6), zahtjevi sustava za promjenom karakteristika
4. rastavljači	35 - 45	zahtjevi sustava za parametrima, troškovi održavanja, korozija.
5. odvodnici prenapona	30 - 40	nova tehnologija, nedostajući rezervni dijelovi
6. sabirnice	40	oštećenja i korozija, promijenjeni pogonski zahtjevi
- građevinski dio	60 - 100	izvedba, okoliš, održavanje
<i>Zaštitni releji</i>	15 - 25	nova tehnologija numeričkih releja, skupo održavanje, nedostajući rezervni dijelovi.
<i>Telekomunikacije i upravljanje</i>	15 - 20	novi zahtjevi, tehnološki napredak

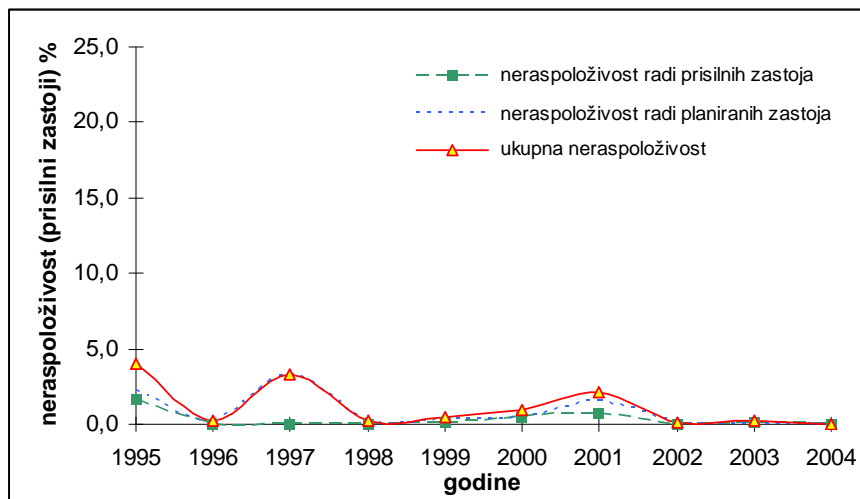
* vodiči, zaštitno uže, izolatori, ovjesna i spojna oprema

** stupovi, temelji

Na slikama 12 – 15 nije moguće pronaći potvrdu teoretske pretpostavke da trenutak (razdoblje) prelaska voda iz stanja normalnog korištenja u razdoblje dotrajalosti odgovara očekivanoj životnoj dobi, budući su svi promatrani vodovi još uvijek u razdoblju normalnog korištenja usprkos visokoj starosti nekih od njih. Također zaključujemo da ne postoji vidljiva funkcionalna ovisnost između starosti vodova i njihove neraspoloživosti, te da se na konkretnim primjerima ne može matematički ustanoviti taj odnos. Tako je npr. funkcionalna ovisnost neraspoloživosti voda Melina – Vinodol starog 51 godinu slična istoj za vod Zakučac – Meterize 1 starom 20 godina. Neraspoloživosti vodova 220 kV Zakučac – Mostar i 110 kV Bilice – Biograd imaju jedan očiti ekstrem u početnom razdoblju promatranja da bi se kasnije neraspoloživosti tih vodova održavale daleko ispod te ekstremne vrijednosti iako su razmatrani vodovi bili sve stariji. Također je moguće primijetiti da ukupnu neraspoloživost razmatranih vodova uglavnom određuju neraspoloživosti radi planiranih zastoja koji su generalno veći od neraspoloživosti radi prisilnih zastoja. Slični zaključci se mogu primijeniti i na ostale vodove u prijenosnoj mreži na području Republike Hrvatske. Promatrajući podatke o neraspoloživosti vodova iz Statistike pogonskih događaja nije moguće matematički odrediti funkcionalnu ovisnost između starosti voda i njegove neraspoloživosti.



Slika 14 Neraspoloživost DV 110 kV Bilice – Biograd u razdoblju 1995. – 2004.

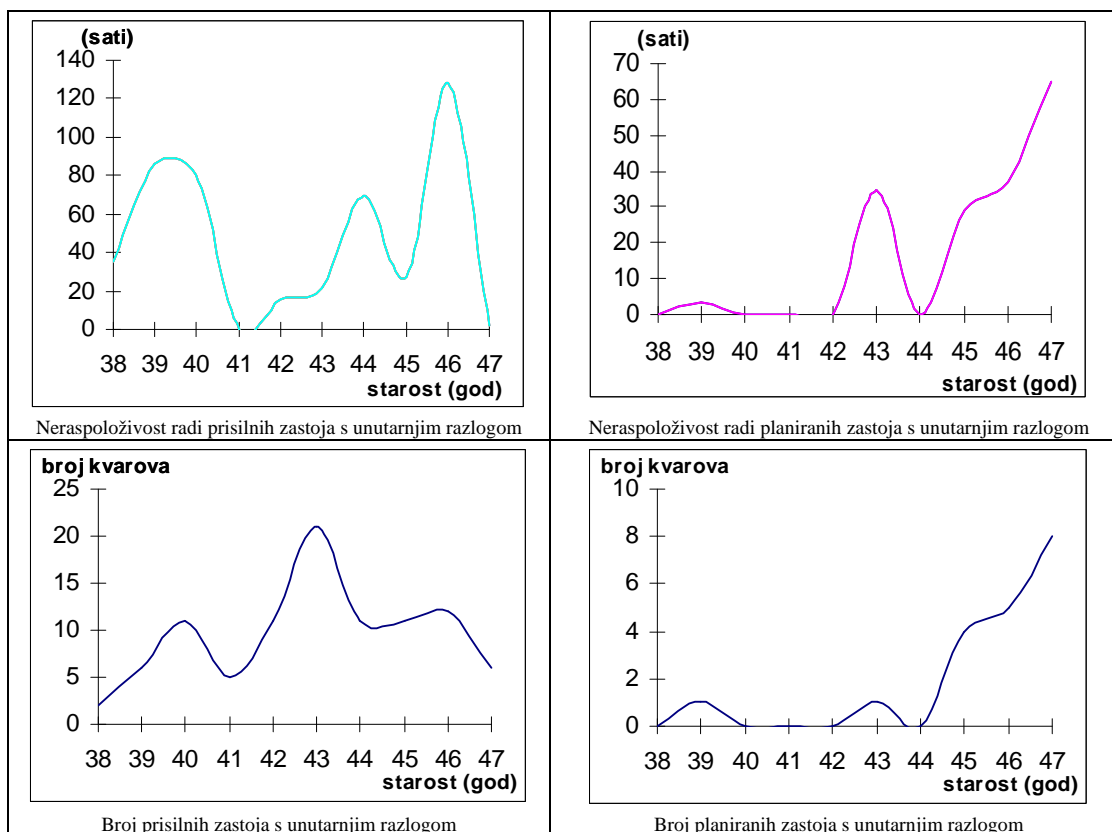


Slika 15 Neraspoloživost DV 110 kV Zakučac – Meterize 1 u razdoblju 1995. – 2004.

Detaljnije ćemo razmotriti podatke o neraspoloživosti i broju kvarova u razdoblju 1995. – 2004. godine za 220 kV vod Zakučac – Mostar, promatrajući samo prisilne i planirane zastoje s unutarnjim razlozima. Tablica 2 prikazuje ukupan broj sati godišnje unutar kojih je razmatrani dalekovod bio van pogona, kao i broj kvarova svake godine, radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlozima. Slika 16 prikazuje dijagrame promatranih statističkih vrijednosti prema starosti razmatranog voda. Vidljivo je da ne postoji očita funkcionalna ovisnost između starosti razmatranog dalekovoda te pokazatelja pouzdanosti (neraspoloživost, broj zastoja) vezanih za zastoje radi unutarnjih razloga.

Tablica 2 – Neraspoloživost (h) i broj kvarova DV 220 kV Zakučac – Mostar prema vrsti zastoja radi unutarnjih razloga

Godina	Starost voda	neraspoloživost		broj kvarova	
		prisilna radi Un	planirana radi Un	prisilnih radi Un	planiranih radi Un
1995	38	35,3	0	2	0
1996	39	86,6	3,1	6	1
1997	40	80,6	0	11	0
1998	41	0,2	0	5	0
1999	42	15,5	0	11	0
2000	43	21,6	34,5	21	1
2001	44	69,7	0	11	0
2002	45	27,2	29	11	4
2003	46	128,3	37,2	12	5
2004	47	1,5	65	6	8



Slika 16 Neraspoloživost (h) i broj zastoja DV 220 kV Zakučac – Mostar radi unutarnjih razloga

4. DEFINICIJE ZASTOJA I PROMATRANE JEDINICE U PRIJENOSNOJ MREŽI

4.1. Jedinice, komponente i elementi prijenosnih mreža

Prijenosna mreža je visokonaponska električna mreža od elektrana, odnosno mjesta povezivanja sa susjednim prijenosnim mrežama, do distribucijske mreže ili kupca priključenog neposredno na prijenosnu mrežu. Iako postoji više definicija prijenosa električne energije i prijenosnih elektroenergetskih mreža u svijetu se prijenosna mreža najčešće definira prema naponskim razinama, i to kao elektroenergetska mreža visokog napona. U Republici Hrvatskoj se prijenosnom mrežom smatraju objekti i instalacije nazivnog napona većeg od ili jednakog 110 kV, no u nekim državama naponska razina prijenosa se povećava na 220 kV i više.

Prijenosna elektroenergetska mreža sastoji se od prijenosnih objekata, jedinica, elemenata i uređaja. U ovom radu koristiti će se slijedeća terminologija: jedinica mreže, komponenta, element, dio elementa.

Razina sustav	Primjeri prijenosna mreža		
jedinica	nadzemni vod	polje	transformator
komponenta	izol. lanac	prekidač	aktivni dio
element	nos. stezaljka	sklopna komora	Namot
dio	vijak	pomič. kontakt	izolac. umetak

Prijenosnu mrežu sačinjava čitav niz različitih objekata i uređaja, odnosno jedinica, komponenta i elemenata. Najvažniji su:

- visokonaponski nadzemni vodovi,
- visokonaponski kabelski vodovi,
- transformatorske stanice zajedno s transformatorima i poljima te ostalom opremom,
- zaštitni uređaji,
- mjerni uređaji,
- telekomunikacijska mreža i telekomunikacijska oprema,
- sustavi vođenja i dr.

4.2. Pokazatelji pouzdanosti rada jedinica

Pouzdanost elektroenergetskog sustava, ili prijenosne mreže kao dijela tog sustava, definiramo kao sposobnost istoga da omogući potpunu i stalnu opskrbu potrošača električnom energijom. Potpuno pouzdana prijenosna mreža je ona mreža koja je sposobna prenijeti električnu energiju proizvedenu u elektranama ili isporučenu iz susjednih sustava do svih potrošača (bilo direktno priključenih na prijenosnu mrežu ili distributivnih mreža) bez obzira na proizvodnju i opterećenje u svakom trenutku. Budući da u stvarnosti to nikada neće biti slučaj, prvenstveno radi kvarova koji se u mrežama pojavljuju, ovisno o sposobnosti mreže da prenese svu energiju koja u nju uđe tijekom promatranog vremenskog razdoblja, prijenosna mreža će biti više ili manje pouzdana.

Najvažnije definicije vezane za pouzdanost prikazuje tablica 3 [31].

Tablica 3 – Definicije vezane za pouzdanost sustava i prijenosne mreže

Pokazatelj pouzdanosti	Definicija
Raspoloživost	Vremenski period unutar kojega je usluga prijenosa dostupna. Vjerojatnost da će snaga biti prenesena mrežom.
Trajanje kvara:	Ukupno vrijeme kvara ili ispada jedinice/komponente mreže.
Vjerojatnost kvara	Vjerojatnost da će jedinica ili komponenta mreže biti u stanju kvara unutar slučajnog vremenskog razdoblja.
Frekvencija kvara	Broj kvarova u jedinici vremena (obično u godini dana).
Prosječno vrijeme između kvarova	Prosječno ili očekivano vrijeme ispravnog pogona jedinice/komponente mreže između dva kvara.
Prosječno vrijeme popravka	Prosječno ili očekivano vrijeme otklanjanja kvara na jedinici ili komponenti mreže.
Ispad	Neraspoloživost jedinice ili komponente mreže radi slučajnih ili planiranih događaja.
Pouzdanost	Vremensko razdoblje tijekom kojega je jedinica ili komponenta mreže sposobna obavljati svoju funkciju. Vjerojatnost da će jedinica ili komponenta mreže biti u pogonu u stanju u kojem može obavljati svoju funkciju kako se od nje očekuje.
Popravak	Aktivnost na dovođenju jedinice/komponente mreže u funkciju nakon nastanka kvara.
Vrijeme popravka	Vrijeme potrebno za popravak jedinice ili komponente mreže i njeno dovođenje u stanje kada je sposobno obavljati namijenjenu joj funkciju.

Najčešće korišteni pokazatelj pouzdanosti prijenosne mreže je njena raspoloživost, odnosno neraspoločivost. Neraspoloživost se definira kao vremenski period unutar promatranog vremenskog razdoblja (najčešće godina dana) unutar kojega mreža, odnosno neka njena jedinica, nije u funkciji. Neraspoloživost je pokazatelj kvalitete, izgrađenosti i održavanja mreže s jedne strane, te organizacije, obučenosti i uigranosti osoblja koje upravlja i održava mrežu s druge strane. Što je mreža kvalitetnija i izgrađenija to će njena neraspoločivost biti manja, a ista će se smanjivati i povećanjem aktivnosti na njenom održavanju. Održavanjem se smanjuje vjerojatnost nastanka kvara, a dobrom organizacijom, obučenošću i uigranošću osoblja koje upravlja i održava mrežu smanjuju se frekvencija kvarova i prosječno vrijeme popravka.

Pouzdanost mreže i njenih jedinica, te neraspoločivost kao najvažniji pokazatelj pouzdanosti, ovisi prvenstveno o broju kvarova i vremenima otklanjanja istih. Na pouzdanost velik utjecaj imaju i vrsta kvara, te njegova veličina. Ne dovode svi kvarovi do zastoja promatranih jedinica, niti svi zastoji jedinica dovode do neisporuke električne energije potrošačima.

Neisporučena električna energija je količina električne energije koju nije bilo moguće isporučiti potrošačima radi zastoja pojedinih jedinica u sustavu, uključujući jedinice prijenosne mreže (također i proizvodnih postrojenja i distribucijske mreže). Neisporučena električna energija određuje se ovisno o trajanju prekida isporuke, odnosno trajanju zastoja jedinice koja je uzrokovala prekid isporuke, i očekivanom dnevnom dijagramu potrošnje konzuma koji nije napajan. Pojam troškova neisporučene električne energije detaljnije je objašnjen u poglavlju 6.

Neraspoloživost najčešće dijelimo prema trajanju (od kratkotrajnih do dugotrajnih) i razlogu (prisilni i planirani zastoji).

4.3. Kvarovi u prijenosnim mrežama i vrste zastoja jedinica

Kvar se može definirati kao nepotpuna funkcionalnost barem jedne komponente koja sačinjava jedinicu prijenosne mreže. Stanje jedinice može se promatrati prema ispravnosti iste (ispravna, neispravna) ili prema pogonskom stanju (u pogonu, van pogona). Moguće su sve četiri kombinacije stanja u kojem se može nalaziti jedinica prijenosne mreže:

- 1) u pogonu i ispravna,
- 2) u pogonu ali neispravna,
- 3) van pogona ali ispravna,
- 4) van pogona i neispravna.

Kvar komponente prijenosne mreže ne mora nužno dovesti do izvanpogonskog stanja promatrane komponente, kao ni jedinice koja sadrži komponentu u kvaru, no za očekivati je da će svaki kvar na komponenti prije ili poslije dovesti jedinicu u stanje kada ista više ne može obavljati svoju funkciju pa će izaći iz pogona (bilo planirano, bilo prisilno). Često se kvar komponente ili više komponenata unutar jedinice ne registrira odmah pa je jedinica u pogonu duže vrijeme i smatra ju se ispravnom. Kvarovi se otkrivaju tek nakon uočavanja posljedica koje izazivaju, ili preventivnom dijagnostikom jedinica i komponenata mreže. Održavanjem jedinica i komponenata otklanjaju se komponente u kvaru, te se povećava raspoloživost jedinice koja se održava.

Poremećaj se definira kao spontano zbivanje u promatranoj mreži u kojem je došlo do prisilnog isklopa barem jednog prekidača odnosno do prisilnog zastoja barem jedne jedinice prijenosne mreže [30]. Poremećaj započinje kvarom, odnosno događajem kojim neka jedinica prelazi iz ispravnog u neispravno stanje. Povod kvaru može biti iz okoline, tehnički povod, ljudski povod, povod u nepromatranoj mreži ili nepoznat povod.

Otkaz ili ispad se definira kao događaj kojim neka jedinica prisilno prelazi iz pogonskog u izvanpogonsko stanje [30]. Ispadi mogu biti jednostruki ili višestruki. Kod jednostrukih ispada samo jedna jedinica prelazi u izvanpogonsko stanje, dok kod višestrukih ispada dolazi do izvanpogonskog stanja više jedinica. Uzroci višestrukih ispada su nepotrebno djelovanje zaštite, zatajenje zaštite ili prekidača, zajednički povod te višestruki uvjetovani ispad (npr. preopterećenje neke jedinice nakon isklapanja jedinice pogođene poremećajem).

Prisilni zastoj je izvanpogonsko stanje promatrane jedinice ostvareno ispadom ili prisilnim isklupom, a ne planiranim ili pogonskim isklupom [30]. S obzirom na uzroke prisilnih zastoja razlikujemo dvije grupe istih:

1. prisilni zastoj radi unutarnjeg razloga – zastoj radi vlastite neispravnosti,
2. prisilni zastoj radi vanjskog razloga – zastoj radi djelovanja zaštite ili isklpom.

Ukoliko je promatrana jedinica u prisilnom zastoju radi vlastite neispravnosti razlikujemo prisilni zastoj radi unutarnjeg razloga. Ispravna jedinica može biti u prisilnom zastoju ukoliko je van pogona radi djelovanja zaštite ili isklpom pa govorimo o prisilnom zastoju s vanjskim razlogom. Jedinica može doći u stanje prisilnog zastoja jednim od slijedećih načina:

- ispad djelovanjem zaštite (ispravnim ili pogrešnim), neposredno ili uz neuspješno automatsko ponovno uklapanje (APU),
- neodgovivim ručnim isklpom,
- odgovivim prisilnim isklpom,
- pogrešnim isklpom, te
- nepoznatim načinom otkaza.

Prisilni zastoj može nadalje biti:

- trajan,
- privremen,
- prolazan.

Trajan prisilni zastoj je onaj zastoj koji nastaje radi kvara komponente ili elementa jedinice, nakon čega jedinica nastavlja pogon po otklanjanju kvara. Privremen prisilni zastoj je onaj zastoj kod kojega jedinica nastavlja pogon nakon njenog isklopa bez popravka ili zamjene neke od njezinih komponenata, dok je prolazan prisilni zastoj onaj zastoj gdje jedinica nastavlja pogon nakon njenog isklapanja i uspješnog djelovanja APU. Očito je da će starost jedinice imati utjecaj jedino na veličinu trajnih prisilnih zastoja, dok će se privremeni i prolazni prisilni zastoji događati neovisno o starosti promatrane jedinice.

Planirani zastoj je izvanpogonsko stanje promatrane jedinice ostvareno smišljeno, planiranim isklpom a ne ispadom, radi provođenja neke planirane namjere poput provođenja plana održavanja, otklanjanja nedostataka, preventivne dijagnostike i sličnog [30]. S obzirom na uzroke planiranih zastoja također razlikujemo dvije grupe istih:

1. planirani zastoj radi unutarnjeg razloga – zastoj radi zahvata na promatranoj jedinici,
2. planirani zastoj radi vanjskog razloga – zastoj radi zahvata izvan promatrane jedinice.

Planirani zastoj radi unutarnjeg razloga nastaje ukoliko dolazi do zahvata na promatranoj jedinici, dok planirani zastoj radi vanjskog razloga nastaje ukoliko dolazi do zahvata izvan promatrane jedinice ali je promatranu jedinicu zbog tog zahvata nužno isključiti.

Starost pojedine jedinice prijenosne mreže utječe i na prisilne i na planirane zastoje, no samo na one s unutarnjim razlogom. Vanjski razlozi za prisilne i planirane zastoje jedinica prijenosne mreže događaju se neovisno o starosti istih, odnosno pogađaju jednakom vjerojatnošću i starije i novije jedinice mreže. Radi starosti jedinice može se očekivati povećani broj prisilnih zastoja radi vlastite neispravnosti jedinice, ali i povećani broj planiranih zastoja s unutarnjim razlogom radi povećanih aktivnosti na održavanju jedinice, otklanjanju nedostataka, dijagnostici i drugom.

Ukoliko ukupnu neraspoloživost neke jedinice prijenosne mreže označimo s q vrijedi slijedeća relacija:

$$q = q_{prisilno} + q_{planirano} \quad (5)$$

gdje su $q_{prisilno}$ neraspoloživost radi prisilnih zastoja, a $q_{planirano}$ neraspoloživost radi planiranih zastoja.

Nadalje vrijedi slijedeće:

$$q_{prisilno} = q_{prisilno Un} + q_{prisilno Va} \quad (6a)$$

$$q_{prisilno Un} = q_{prisilno Un-tr} + q_{prisilno Un-pr} \quad (6b)$$

$$q_{planirano} = q_{planirano Un} + q_{planirano Va} \quad (7)$$

$$q = q_{prisilno Un} + q_{prisilno Va} + q_{planirano Un} + q_{planirano Va} \quad (8)$$

gdje su:

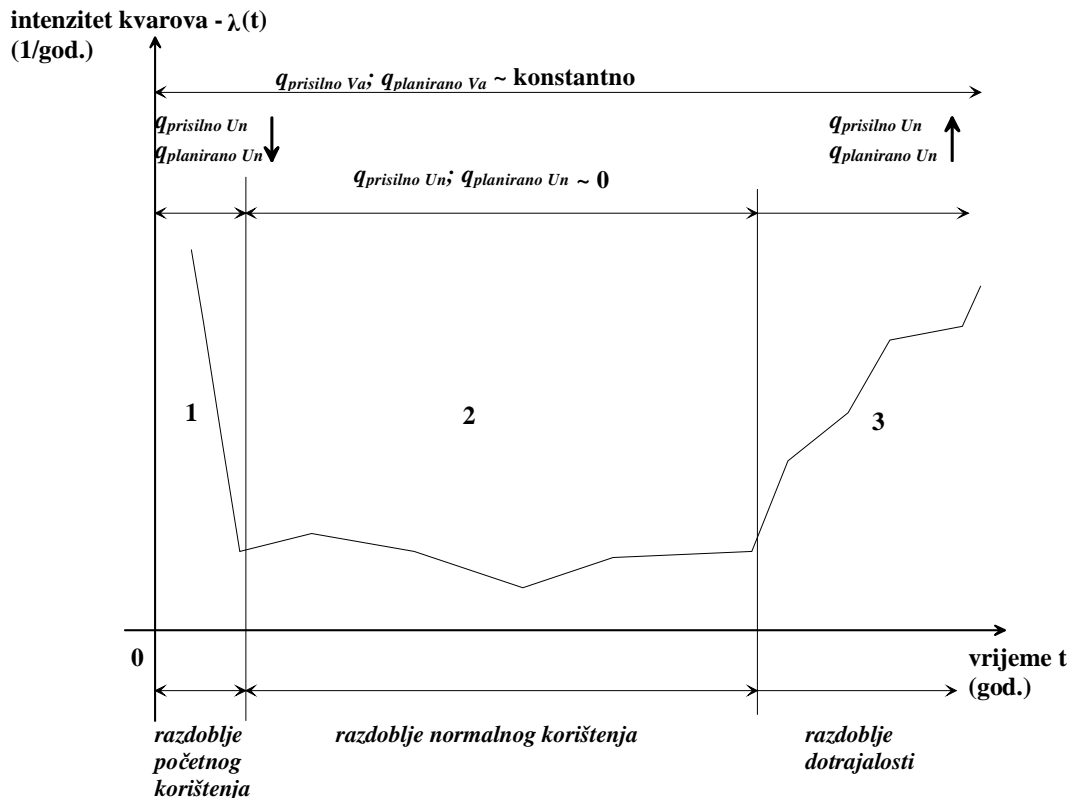
- $q_{prisilno Un}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{prisilno Un-tr}$ - neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{prisilno Un-pr}$ - neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{prisilno Va}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom,
- $q_{planirano Un}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{planirano Va}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom.

Moguće je generalno utvrditi da starost promatrane jedinice prijenosne mreže utječe na veličine $q_{prisilno Un-tr}$ i $q_{planirano Un}$. Budući da u prisilne zastoje radi unutarnjeg razloga ubrajamo i one zastoje koji nastaju radi pogonskih prilika i preopterećenja pojedinih jedinica mreže (koja ne ovise o starosti istih), te da u planirane zastoje radi unutarnjeg razloga ubrajamo i one zastoje radi redovitog održavanja ili preventivne dijagnostike koji ne trebaju nužno biti povezani sa starošću jedinice u zastoju, nemoguće je naći točnu funkcionalnu ovisnost ove dvije veličine o starosti promatrane jedinice.

Gornja podjela prisilnih i planiranih zastoja koji čine ukupnu neraspoloživost jedinica izvršena je u cilju procjene buduće neraspoloživosti starijih jedinica mreže, a detaljnom statističkom obradom pogonskih događaja moguće je kvantificirati sve veličine prisilnih i planiranih zastoja te ih razvrstati prema unutarnjim i vanjskim razlozima. Nakon registracije događaja odnosno ispada neke jedinice ili namjernog isključenja iste, te identifikacije uzroka tog ispada ili isključenja, moguće je odrediti da li se radi o prisilnom ili planiranom zastoju, da li je uzrok zastoju unutarnji ili vanjski, te u slučaju unutarnjeg razloga da li se radi o trajnom ili prolaznom ili privremenom kvaru jedne ili više komponenti. Finijom detekcijom uzroka zastoju moguće je iste razvrstati ne prema razlozima zastoja (unutarnji i vanjski) već prema popravljivosti kvara (zastoji radi popravljivih kvarova i zastoji radi starosti – smatrano ih nepopravljivim ukoliko ne zamijenimo jedinicu, komponentu ili element te jedinice). Imajući u vidu oblik funkcije neraspoloživosti odnosno intenziteta kvara (slika 17) možemo općenito zaključiti slijedeće:

- u prvom području funkcije intenziteta kvara (označenom s 1 na slici 17) realno je očekivati povećani broj ispada radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom (radi otklanjanja konstrukcijskih i dizajnerskih grešaka, te uhadavanja opreme), no vremenom njihova vrijednost teži k 0,
- u drugom području funkcije intenziteta kvara (označenom s 2 na slici 17) očekujemo mali broj ispada radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom, a njihova vrijednost je približno konstantna i teži k 0,
- u trećem području funkcije intenziteta kvara (označenom s 3 na slici 17) očekujemo veći broj ispada radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom (radi starosti jedinica mreže), a njihova vrijednost teži k ∞ ,
- unutar svih područja funkcije intenziteta kvara broj i trajanje prisilnih i planiranih zastoja s vanjskim razlogom približno je konstantan.

Unutar razdoblja dotrajalosti prisilni i planirani zastoji s unutarnjim razlozima postat će dominantni u odnosu na prisilne i planirane zastoje s vanjskim razlozima, a glavni uzrok zastoja (bilo prisilnim bilo planiranim) bit će starost jedinice.



Slika 17 Prisilni i planirani zastoji s unutarnjim i vanjskim razlozima tijekom životnog vijeka jedinica prijenosne mreže

5. PROCJENA NERASPOLOŽIVOSTI JEDINICA PRIJENOSNE MREŽE U KRATKOROČNOM BUDUĆEM RAZDOBLJU

5.1. Statistike pogonskih događaja

Operatori prijenosnih sustava zaduženi su za pogon, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne mreže pod svojom ingerencijom. Da bi mogli pratiti funkcioniranje mreže i definirati pokazatelje pouzdanosti iste, prate se i bilježe pogonski događaji u mreži u određenom vremenskom razdoblju (obično godina dana).

Od posebne su važnosti pogonski događaji vezani za pojavu izvanpogonskih stanja odnosno ispada pojedinih jedinica u mreži. Tako se registriraju i bilježe vremena ispada pojedinih jedinica, trajanja ispada te vremena uklapanja pojedinih jedinica. Na temelju tih podataka izračunavaju se ukupna trajanja izvanpogonskih stanja jedinica, te na razini čitavog promatranog vremenskog razdoblja od godine dana slijedeći osnovni podaci:

- broj ispada i zastoja,
- prosječna vremena trajanja zastoja,
- uzroci ispada i zastoja,
- neraspoloživost jedinica i mreže u cjelini,
- ukupna neisporučena električna energija.

Statističkom obradom zabilježenih podataka izračunavaju se pokazatelji pouzdanosti promatrane prijenosne mreže, kao i njenih pojedinačnih jedinica. Skup podataka nastalih bilježenjem pogonskih događaja te rezultate statističke obrade istih nazivamo „statistikom pogonskih događaja“. Različiti operatori prijenosnih sustava vode različite statistike pogonskih događaja s više ili manje detalja. Statistike pogonskih događaja osim za procjenu pouzdanosti mreže služe i za usporedbu sa ostalim prijenosnim mrežama i ocjenu uspješnosti poslovanja kompanije koja upravlja mrežom, te za studije planiranja i probabilističke simulacije rada sustava. U nastavku se opis statistike pogonskih događaja odnosi na HEP – Operatora prijenosnog sustava [30].

Statistika pogonskih događaja definira promatranu mrežu nad kojom se vrši registracija i bilježenje događaja te statistička obrada istih. U Hrvatskoj to je 400 kV, 220 kV i 110 kV mreža pod nadležnošću HEP–OPS. Osim promatrane mreže definiraju se i promatrane jedinice koje se nalaze u istoj (nadzemni vodovi, kabelski vodovi, kombinirani nadzemno-kabelski vodovi, transformatori, polja, sabirnice), te se razvrstavaju prema nazivnom pogonskom naponu mreže. Statistika pogonskih događaja može se voditi i na razini komponenata promatranih jedinica. Promatrane jedinice se označavaju njihovom lokacijom i pozicijom unutar prijenosne mreže te ukupnim brojem ukoliko se promatraju zbirno (polja i transformatori u komadima, dok se vodovi iskazuju i ukupnom duljinom u km).

Promatrana stanja u kojima se može nalaziti jedinica prijenosne mreže definiraju se prema stanju ispravnosti (ispravno, neispravno) i pogonskom stanju (u pogonu, van pogona). Statistikom pogonskih događaja bilježi se prelazak iz stanja „u pogonu“ u stanje „van pogona“ i obratno. Statistika pogonskih događaja prati slijedeća stanja jedinica u mreži u promatranom vremenskom razdoblju:

- prisilne zastoje,
- planirane zastoje,

- uspješne APU,
- prekide opskrbe električnom energijom,
- beznaponska stanja sabirnica,
- djelovanja zaštite,
- kvarove u trajnim prisilnim zastojsima.

Apsolutnom frekvencijom stanja (1/god) naziva se broj istovrsnih promatranih stanja na istovrsnim promatranim jedinicama mreže tijekom godine. Frekvencija stanja definira se kao omjer između apsolutne frekvencije stanja i ukupne količine promatranih istovrsnih jedinica u mreži, kakve su bile u tim stanjima. Srednje trajanje nekog stanja je aritmetička sredina pojedinačnih trajanja. Ukupno trajanje nekog stanja po jedinici (h/kom.god ili h/100km.god) je zbroj pojedinačnih trajanja podijeljen s ukupnim brojem istovrsnih jedinica. Vjerojatnost da će promatrana jedinica biti u nekom stanju je omjer ukupnog trajanja tog stanja po jedinici i 8760 h/god iskazan u promilima ili postocima. Neraspoloživost jedinice jednaka je zbroju trajanja prisilnih i planiranih zastoja i ukupnog broja sati godišnje (9), a iskazuje se u postocima ili promilima.

$$q (\%) = \frac{q_{\text{prilino}} + q_{\text{planirano}}}{8760} * 100 \quad (9)$$

Od posebnog su značaja za metodologiju izrađivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnim elektroenergetskim mrežama razvijene u priloženom radu podaci o prisilnim i planiranim zastojsima unutar statistike pogonskih događaja, te njihove raspodjele prema razlogu zastoja na unutarnje i vanjske zastoje. Za prisilne zastoje vodi se opći pregled promatrane mreže koji sadrži slijedeće statistički obrađene podatke prema promatranim jedinicama i pripadnim naponskim razinama:

- broj prisilnih zastoja (1/god) i njihova podjela po trajanju (do 200 h, preko 200 h),
- frekvencija prisilnih zastoja (1/kom.god ili 1/100km.god),
- ukupno trajanje prisilnih zastoja (h/god),
- srednje trajanje prisilnih zastoja (h),
- standardna devijacija (h),
- trajanje zastoja po jedinici (h/kom.god ili h/100km.god), te
- vjerojatnost prisilnog zastoja (%/kom ili %/100km).

Prisilni zastoji nadalje se razvrstavaju prema razlogu zastoja (unutarnji, vanjski razlog), manifestaciji greške (jednopolni kratki spoj, dvopolni kratki spoj, dvopolni kratki spoj + zemljospoj, tropolni kratki spoj, tropolni kratki spoj + zemljospoj, nepoznati tip kratkog spoja, greška s ispadom bez kratkog spoja, preopterećenje, izostanak napona, prekid primarnog kruga bez kratkog spoja, ostalo, nepoznato), načinu otkaza (ispad djelovanjem zaštite, neodgovodiv ručni isklop, odgovodiv prisilni isklop do 24 h, pogrešan isklop, ostalo, nepoznat način otkaza), te istrajnosti (trajni, privremeni, prolazni).

Prisilni zastoji iskazani su također prema grupama istovrsnih jedinica mreže i razlozima zastoja unutar mjesečnog vremenskog horizonta budući da postoji određena statistička povezanost podataka na mjesečnim razinama.

Za planirane zastoje vodi se opći pregled promatrane mreže, sličan prethodnom opisu za prisilne zastoje, koji sadrži slijedeće statistički obrađene podatke prema promatranim jedinicama i pripadnim naponskim razinama:

- broj planiranih zastoja (1/god) i njihova podjela po trajanju (do 800 h, preko 800 h),
- frekvencija planiranih zastoja (1/kom.god ili 1/100km.god),
- ukupno trajanje planiranih zastoja (h/god),
- srednje trajanje planiranih zastoja (h),
- standardna devijacija (h),
- trajanje planiranih zastoja po jedinici (h/kom.god ili h/100km.god), te
- vjerojatnost planiranih zastoja (%/kom ili %/100km).

Planirani zastoji nadalje se razvrstavaju prema razlogu zastoja (unutarnji, vanjski razlog), te povodu (godišnji plan održavanja, izvještaj o redovitom pregledu, nalaz preventivne dijagnostike, dojava uz popravak odgodiv preko 24 sata, izgradnja, rekonstrukcija, zamjena, zahtjev izvan promatrane mreže, ostalo) i vrsti radova (revizija, remont, popravak odgodiv preko 24 sata, ispitivanje i mjerenja, izgradnja i rekonstrukcija u promatranoj mreži, zamjena ili premještanje opreme, isključeno povodom izvan promatrane jedinice, ostalo).

U statistici pogonskih događaja također su izražene pojedinačne neraspoloživosti vodova i transformatora prema ukupnom broju zastoja i ukupnom trajanju zastoja, vrsti zastoja (prisilni, planirani), razlozima zastoja (unutarnji, vanjski) i njihovoj istrajnosti (trajni, privremeni, prolazni).

5.2. Funkcije razdiobe i vjerojatnost zastoja

Zastoje jedinica i komponenata prijenosne mreže možemo smatrati slučajnim događajima kojima se pridružuje određena vjerojatnost. Promatraju se jedinice prijenosne mreže i njihova obilježja vezana za zastoje:

- trajni prisilni zastoji s unutarnjim razlogom,
- privremeni i prolazni prisilni zastoji s unutarnjim razlogom,
- prisilni zastoji s vanjskim razlogom,
- planirani zastoji s unutarnjim razlogom, i
- planirani zastoji s vanjskim razlogom.

Svakom od tih obilježja možemo pridružiti određenu vjerojatnost $P(x)$, te pretpostaviti njihove kontinuirane razdiobe na temelju nekih teoretskih distribucija.

Ukoliko s x_i označimo promatrana obilježja (različite vrste zastoja), a s $P(x_i)$ odgovarajuće vjerojatnosti vrijedi slijedeće:

$$\sum P(x_i) = 1 \quad (10)$$

odnosno zbroj svih vjerojatnosti nekog obilježja mora biti jednak 1.

Funkcija $P(x_i)$ koja daje odgovarajuće vrijednosti vjerojatnosti za obilježja x_i naziva se funkcija vjerojatnosti, dok funkcija $F(x_i)$ predstavlja funkciju distribucije ili razdiobe slučajne

varijable x_i i određuje vjerojatnosti da će x_i poprimiti vrijednost jednaku ili manju od nekog realnog broja X :

$$F(x_i) = P(x_i \leq X) = \sum_{x_i \leq X} P(x_i) \quad (11)$$

Ukoliko različite vrste zastoja jedinica prijenosne mreže, kao i odgovarajuće neraspoloživosti uzrokovane tim zastojima, smatramo kontinuiranim vrijednostima, na temelju pretpostavljenih funkcija razdiobe možemo izračunati vjerojatnost da će odgovarajući zastoj jedinice odnosno odgovarajuća neraspoloživost u promatranom budućem razdoblju poprimiti neku vrijednost između x_1 i x_2 :

$$P(x_1 < x_i \leq x_2) = \int_{x_1}^{x_2} P(x_i) \cdot dx = F(x_2) - F(x_1) \quad (12)$$

pri čemu je:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} P(x_i) \cdot dx = 1 \quad (13)$$

odnosno budući da su obilježja promatrani zastoji, odnosno odgovarajuće neraspoloživosti, koji mogu poprimiti samo pozitivne vrijednosti od 0 do $+\infty$ vrijedi da je:

$$\int_0^{+\infty} P(x_i) \cdot dx = 1 \quad (14)$$

Tablica 4 prikazuje jedinice promatranja (jedinice prijenosne mreže), njihova promatrana obilježja (neraspoloživosti radi različitih vrsta zastoja), slučajne varijable te pridružene funkcije vjerojatnosti i razdiobe slučajne varijable. Na temelju statistike pogonskih događaja moguće je odrediti osnovne parametre funkcija razdiobe slučajnih varijabli, i to:

- aritmetičku sredinu \bar{x}_i ,
- standardnu devijaciju σ_i .

te na temelju tih dviju veličina i ostale parametre traženih funkcija.

Tablica 4 – Zastoji jedinica prijenosne mreže, funkcije vjerojatnosti i funkcije razdiobe

Jedinica promatranja	Obilježje jedinice	Slučajna varijabla	Funkcija vjerojatnosti	Funkcija razdiobe slučajne varijable
Nadzemni vod	Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	$q_{\text{prisilno Un-tr}}$	$P(q_{\text{prisilno Un-tr}})$	$F(q_{\text{prisilno Un-tr}})$
	Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	$q_{\text{prisilno Un-pr}}$	$P(q_{\text{prisilno Un-pr}})$	$F(q_{\text{prisilno Un-pr}})$
Kabel	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	$q_{\text{prisilno Va}}$	$P(q_{\text{prisilno Va}})$	$F(q_{\text{prisilno Va}})$
Transformator	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom	$q_{\text{planirano Un}}$	$P(q_{\text{planirano Un}})$	$F(q_{\text{planirano Un}})$
	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	$q_{\text{planirano Va}}$	$P(q_{\text{planirano Va}})$	$F(q_{\text{planirano Va}})$

U nastavku se definiraju i opisuju u teoriji pouzdanosti mreža najčešće korištene teoretske funkcije vjerojatnosti i funkcije razdiobe slučajne varijable: normalna razdioba i Weibullova razdioba.

5.2.1. Normalna razdioba

Široka primjena normalne razdiobe u prirodnim znanostima proizlazi iz centralnog graničnog teorema prema kojemu „pod izvjesnim uvjetima zbroj od n nezavisnih slučajnih varijabli raspoređenih u bilo kojem obliku teži, ako je izražen u standardiziranoj mjeri, k normalnoj razdiobi, ako n teži u beskonačnost“ [32]. Drugim riječima, svaku razdiobu slučajne varijable možemo opisati normalnom razdiobom ukoliko izvedemo dovoljno veliki broj pokusa.

U statistici se normalna razdioba često koristi jer se srednja vrijednost uzorka približno ponaša po normalnoj razdiobi čak i ako sama razdioba slučajne varijable nije normalna. Za opis normalne razdiobe potrebna su svega dva parametra: aritmetička sredina uzorka i njegova standardna devijacija.

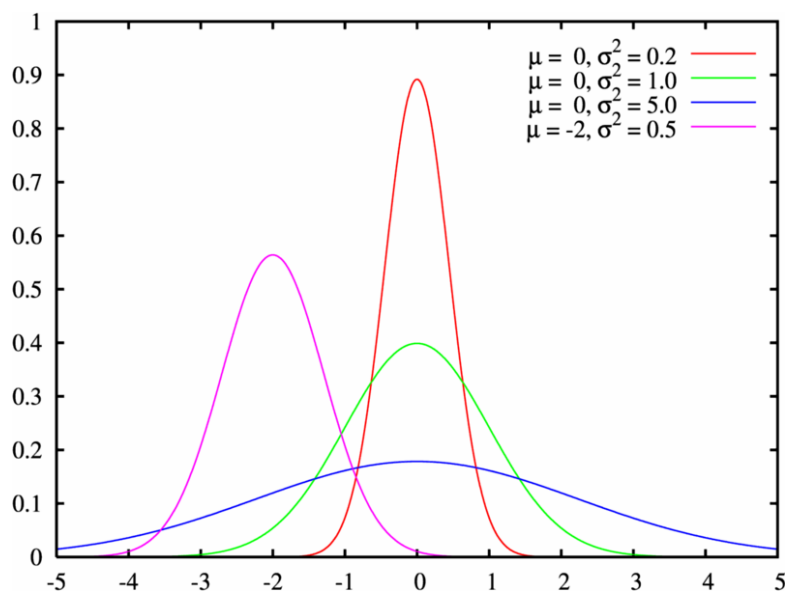
Osnovne karakteristike normalne razdiobe su [33]:

- zvonasti oblik,
- unimodalna je,
- proteže se od $-\infty$ do $+\infty$,
- simetrična je,
- aritmetička sredina jednaka je medijanu i modu.

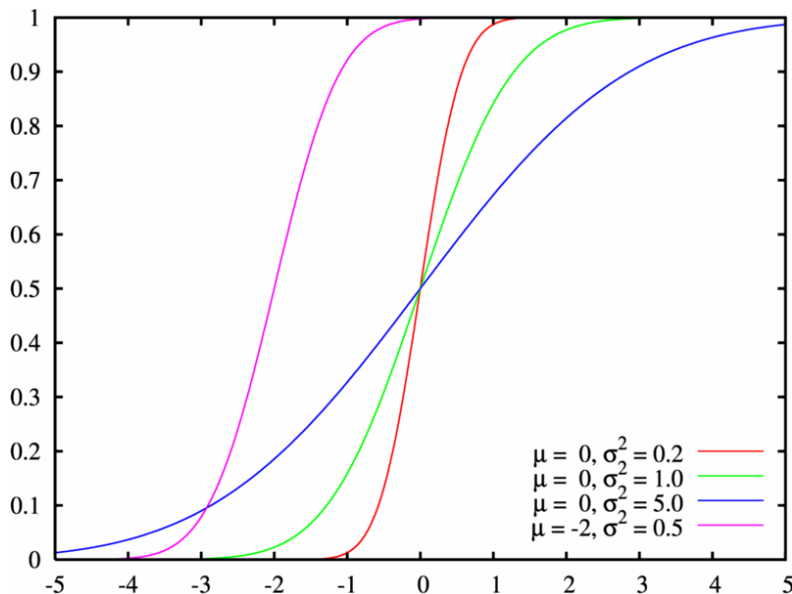
Funkcija vjerojatnosti kod normalne razdiobe definira se slijedećim izrazom:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} \quad (15)$$

gdje je \bar{x} srednja vrijednost a σ standardna devijacija uzorka.



Slika 18 Funkcija gustoće vjerojatnosti normalne razdiobe [34]



Slika 19 Funkcija vjerojatnosti normalne razdiobe [34]

Vjerojatnost da se vrijednost slučajne varijable x , distribuirane po normalnoj razdiobi, nalazi u intervalu od x_1 do x_2 definirana je izrazom (16).

$$P(x_1 < x < x_2) = \int_{x_1}^{x_2} F(x) \cdot dx = \int_{x_1}^{x_2} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} \cdot dx \quad (16)$$

Kod normalne razdiobe sve vrijednosti slučajne varijable gotovo će se sigurno nalaziti u intervalu $\bar{x} \pm 3\sigma$ (vjerojatnost 99,73 %). Sa 95,45 % vjerojatnošću slučajna varijabla se nalazi u intervalu $\bar{x} \pm 2\sigma$, dok će se s vjerojatnošću od 68,27 % slučajna varijabla nalaziti u intervalu $\bar{x} \pm \sigma$.

5.2.2. Weibullova razdioba

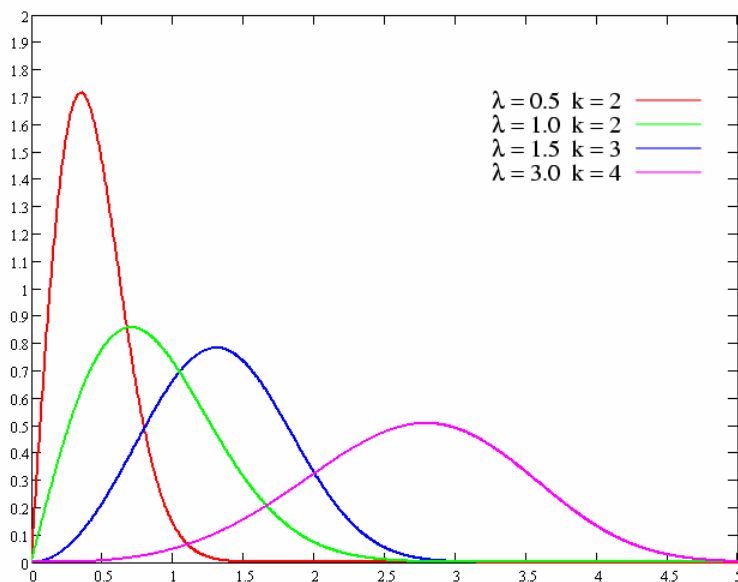
Weibullova razdioba predstavlja kontinuiranu vjerojatnost opisanu na slijedeći način:

$$F(x, k, \lambda) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \quad (17)$$

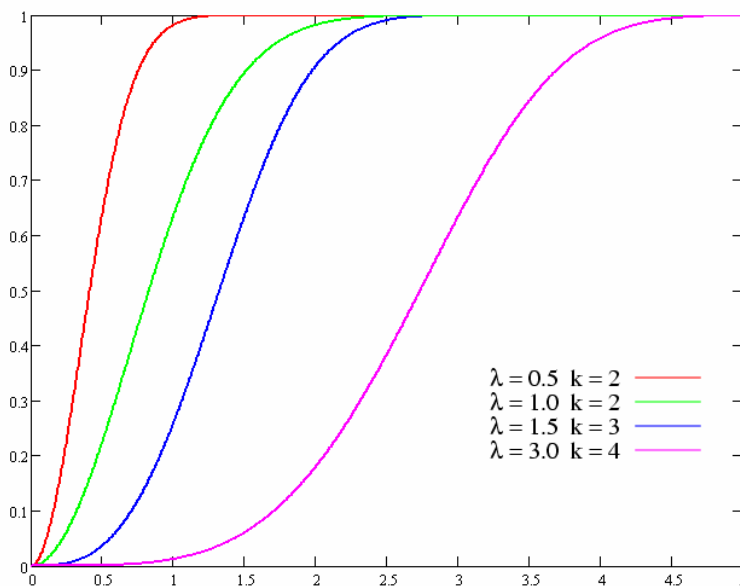
za $x \geq 0$ i $F(x, k, \lambda) = 0$ za $x < 0$.

U (17) k i λ predstavljaju parametre funkcije razdiobe (k je parametar oblika, a λ parametar mjere), te ih je moguće izračunati na temelju aritmetičke sredine i standardne devijacije uzorka.

Weibullova razdioba često se koristi u analizama životnog vijeka i pouzdanosti komponenata mreža. Ukoliko se broj zastoja (kvarova) smanjuje tijekom vremena parametar oblika je manji od jedan ($k < 1$), ukoliko je taj broj konstantan $k = 1$, dok je $k > 1$ ukoliko broj zastoja raste u vremenu čime indicira zastarijevanje komponenata odnosno jedinica mreže.



Slika 20 Funkcija gustoće vjerojatnosti Weibullove razdiobe [34]



Slika 21 Funkcija vjerojatnosti Weibullove razdiobe [34]

Za $k = 3,4$ Weibullova razdioba izgleda slično normalnoj razdiobi, dok za $k = 1$ Weibullova razdioba odgovara eksponencijalnoj razdiobi.

Iz statističkih je podataka moguće izračunati srednju vrijednost i standardnu devijaciju slučajne varijable, dok je Weibullova razdioba definirana parametrima oblika (k) i mjere (λ). Parametre Weibullove razdiobe moguće je izračunati iz aritmetičke sredine i standardne devijacije koristeći slijedeće izraze [9]:

$$\sigma^2 = \lambda^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (18)$$

$$\frac{\left(1 + \frac{2}{k}\right)^{(0.5+2/k)} e^{-(1+2/k)} \left[1 + 1/12 \cdot \left(1 + \frac{2}{k}\right)\right]}{\left[\left(1 + \frac{1}{k}\right)^{(1+2/k)} e^{-(2+2/k)} \left[1 + 1/12 \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2\right] \cdot \sqrt{2\pi}} = 1 + \frac{\sigma^2}{x^2} \quad (19)$$

gdje je $\Gamma(\cdot)$ gama funkcija definirana kao:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (20)$$

Parametar k izračunava se iz (19) a zatim se na temelju poznatog k iz (18) izračunava parametar λ .

5.3. Metoda za procjenu buduće nerasploživosti jedinica prijenosne mreže

Kako je prethodno objašnjeno nije moguće jednoznačno naći funkcionalnu ovisnost nerasploživosti jedinica prijenosne mreže i njihove starosti. U razdoblju normalnog korištenja jedinice njena nerasploživost je približno konstantna odnosno ne ovisi o starosti promatrane jedinice. Unutar razdoblja dotrajalosti funkcionalna ovisnost može biti snažna budući da se nerasploživost jedinice značajno povećava s njenom starosti, ali ju je i dalje nemoguće jednoznačno odrediti.

Ovdje opisana metoda za procjenu buduće nerasploživosti jedinica prijenosne mreže temelji se na podacima o zastojsima jedinica i njihovim uzrocima iz statistike pogonskih događaja, te određivanju vjerojatnosti zastoja u promatranom budućem kratkoročnom razdoblju pretpostavljajući da se određene vrste zastoja (funkcionalno ovisne o starosti promatrane jedinice) distribuiraju na temelju poznatih teoretskih funkcija razdiobe slučajne varijable (normalna razdioba i weibull-ova razdioba).

Procjena kratkoročne nerasploživosti promatranih jedinica prijenosne mreže (vodova i transformatora) vrši se na slijedeći način:

- za vodove i transformatore mlađe od 40 godina u promatranom trenutku (ili neke druge postavljene granice), koliko grubo iznosi očekivana životna dob promatranih jedinica mreže, pretpostavlja se konstantna nerasploživost radi prisilnih i planiranih zastoja, te konstantna ukupna nerasploživost, jednaka odgovarajućim prosjecima (aritmetičkim sredinama) za razdoblje obuhvaćeno statistikom pogonskih događaja:

$$q_{\text{prisilno}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N q_{\text{prisilno},n} \quad (21)$$

$$q_{\text{planirano}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N q_{\text{planirano},n} \quad (22)$$

$$q = q_{\text{prisilno}} + q_{\text{planirano}} \quad (23)$$

gdje je N ukupan broj godina obuhvaćenih statistikom pogonskih događaja, a $q_{prisilno,n}$ i $q_{planirano,n}$ neraspoloživost radi prisilnih odnosno planiranih zastoja u n -toj godini promatranja.

Za ovu grupu promatranih jedinica prijenosne mreže ne razlikujemo prisilne i planirane zastoje radi unutarnjih i vanjskih razloga, tako ni prisilne zastoje radi unutarnjih razloga prema istrajnosti (trajni, prolazni, privremeni), budući da pretpostavljamo kako se iste nalaze u razdoblju normalnog korištenja kada nije vidljiva funkcionalna veza između određenih vrsti zastoja i starosti jedinice mreže.

- za kandidate starije od 40 godina u promatranom trenutku pretpostavlja se slijedeće:
- u razmatranom kratkoročnom razdoblju neće doći do trajnog isključenja niti jedne promatrane jedinice mreže (trajan kvar, uništenje),
 - starost jedinice ima posljedice samo na prisilne i planirane zastoje radi unutarnjih razloga, a unutar prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga samo na trajne prisilne zastoje,
 - prisilni i planirani zastoji radi vanjskih razloga, te prolazni i privremeni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga, ne ovise o starosti promatrane jedinice,
 - neraspoloživosti jedinice zbog trajnih prisilnih i planiranih zastoja radi unutarnjih razloga opisuju se svaka svojom funkcijom razdiobe (normalne ili weibullove),
 - srednje vrijednosti i standardne devijacije uzorka neraspoloživosti jedinica zbog trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja definiraju funkciju normalne razdiobe ili funkciju weibullove razdiobe na osnovu koje se procjenjuje kratkoročna neraspoloživost jedinica zbog trajnih prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga i neraspoloživost jedinica zbog planiranih zastoja radi unutarnjih razloga,
 - vjerojatnost od 0.95 da će procijenjene vrijednosti neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom poprimiti vrijednosti u intervalu od 0 do procijenjene vrijednosti neraspoloživosti, a iz razloga sigurnosti za procijenjenu vrijednost neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom uzimamo gornju granicu intervala,
 - procijenjene buduće neraspoloživosti radi prolaznih i privremenih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, te prisilnih i planiranih zastoja s vanjskim razlogom, jednake su srednjoj vrijednosti uzorka istovrsnih neraspoloživosti iz statistike pogonskih događaja.

Matematički se to opisuje na slijedeći način:

$$Q = q_{prisilno\ Un-tr} + q_{prisilno\ Un-pr} + q_{prisilno\ Va} + q_{planirano\ Un} + q_{planirano\ Va} \quad (24)$$

$$q_{prisilno} = q_{prisilno\ Un-tr} + q_{prisilno\ Un-pr} + q_{prisilno\ Va} \quad (25)$$

$$q_{planirano} = q_{planirano\ Un} + q_{planirano\ Va} \quad (26)$$

gdje su:

- $q_{prisilno\ Un-tr}$ - neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{prisilno\ Un-pr}$ - neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom,
- $q_{prisilno\ Va}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom,
- $q_{planirano\ Un}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom,

$q_{planirano Va}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom.

Neraspoloživosti radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno Un-pr}$), neraspoloživosti radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{prisilno Va}$) i neraspoloživosti radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{planirano Va}$) ne ovise o starosti voda pa se računaju kao:

$$q_{prisilno Un-pr} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{prisilno Un-pr,n} \quad (27)$$

$$q_{prisilno Va} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{prisilno Va,n} \quad (28)$$

$$q_{planirano Va} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{planirano Va,n} \quad (29)$$

gdje je:

$q_{prisilno Un-pr,n}$ - neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u godini n ,

$q_{prisilno Va,n}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom u godini n ,

$q_{planirano Va,n}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom u godini n .

te ostaju konstantne za promatrano buduće razdoblje.

Srednje vrijednosti neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja radi unutarnjih razloga iznose:

$$q_{prisilno Un-tr} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{prisilno Un-tr,n} \quad (30)$$

$$q_{planirano Un} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{planirano Un,n} \quad (31)$$

gdje je:

$q_{prisilno Un-tr,n}$ - neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u godini n ,

$q_{planirano Un,n}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u godini n .

Standardne devijacije neraspoloživosti radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom iznose:

$$\sigma_{prisilno Un-tr} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (q_{prisilno Un-tr,n} - q_{prisilno Un-tr})^2}{(N-1)}} \quad (32)$$

$$\sigma_{planirano Un} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (q_{planirano Un,n} - q_{planirano Un})^2}{(N-1)}} \quad (33)$$

gdje je N veličina uzorka (broj godina obuhvaćenih statistikom pogonskih događaja).

Funkcija normalne razdiobe definirana je u (15), dok je vjerojatnost da varijabla x poprimi neku vrijednost iz intervala $x_1 - x_2$ definirana s (16). Kod Weibullove razdiobe funkcija razdiobe definirana je izrazom (17), a vjerojatnost da varijabla x poprimi vrijednost iz intervala $x_1 - x_2$ računa se preko (12).

Ako označimo slijedeće:

$x = q_{\text{prisilno } Un-tr,n}$ ili $q_{\text{planirano } Un,n}$ u budućem razdoblju

$$\bar{x} = q_{\text{prisilno } Un-tr} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{\text{prisilno } Un-tr,n} \quad \text{ili} \quad q_{\text{planirano } Un} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^{n=N} q_{\text{planirano } Un,n}$$

$$P(x) = 0.95$$

onda je iterativnim putem moguće naći vrijednost x za koju je vjerojatnost prema funkciji normalne razdiobe jednaka zadanoj vrijednosti (0.95), a tada je x jednaka predviđenoj nerasploživosti razmatrane jedinice mreže radi trajnih prisilnih odnosno planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u budućoj razmatranoj godini.

Ukoliko koristimo Weibullovu razdiobu iz aritmetičke sredine uzorka i standardne devijacije izračunavaju se parametri razdiobe k i λ (18,19), te se pomoću inverzne Weibullove funkcije izračunava vrijednost x koja odgovara vjerojatnosti od 0.95, a tada je x jednaka predviđenoj nerasploživosti razmatrane jedinice mreže radi trajnih prisilnih odnosno planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u budućoj razmatranoj godini.

Ukupna procijenjena nerasploživost razmatranih jedinica jednaka je sumi procijenjenih nerasploživosti radi prisilnih i planiranih zastoja zbog unutarnjih i vanjskih razloga.

Nakon što izračunamo iznose nerasploživosti radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlozima u prvoj budućoj godini tu vrijednost pridružujemo osnovnom skupu (uzorku), opet računamo srednju vrijednost skupa i standardnu devijaciju iz čega dobijemo procjenu odgovarajuće nerasploživosti za iduću godinu promatranja. Postupak ponavljamo sve dok nismo obuhvatili čitavo buduće razdoblje promatranja.

Na opisani način pretpostavlja se porast nerasploživosti jedinica prijenosne mreže starijih od 40 godina (ili neki drugi zadani broj godina), iako se možda taj porast neće dogoditi ukoliko su iste još uvijek u razdoblju normalnog korištenja. Razlog tomu je relativno velika vjerojatnost u iznosu od 95 % s kojom određujemo buduće nerasploživosti jedinica na temelju ostvarenih iznosa iz proteklog razdoblja obuhvaćenog statistikom pogonskih događaja, te iz razloga sigurnosti postavljanje pretpostavljene nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom na gornju granicu intervala kojem odgovara vjerojatnost od 95 % kod obje korištene razdiobe vjerojatnosti.

Postupak može dovesti do neadekvatnih rezultata u slučaju da statistika pogonskih događaja obuhvaća velik vremenski interval pred kraj kojega je neka jedinica prijenosne mreže ušla u razdoblje dotrajlosti pa joj se nerasploživost posljednjih godina značajno povećava. Opisani način procjene nerasploživosti u kratkoročnom budućem razdoblju doveo bi tada do

smanjenja procijenjene neraspoloživosti u odnosu na rastući niz posljednjih godina budući da bi se značajno rastuće neraspoloživosti „utopile“ u ostalim vrijednostima duž promatranog razdoblja pa bi aritmetička sredina uzorka bila značajnije manja u odnosu na aritmetičku sredinu posljednjih nekoliko godina. U tom slučaju potrebno je ograničiti interval promatranja iz statistike pogonskih događaja samo na posljednji niz rastućih neraspoloživosti, ili postignute neraspoloživosti iz posljednjeg rastućeg niza aproksimirati nekom odgovarajućom funkcijom (linearnom, eksponencijalnom i dr.), na temelju koje tada određujemo buduće neraspoloživosti.

Čitav postupak moguće je ilustrirati koristeći podatke o neraspoloživosti dva nadzemna voda, prikazanih tablicama 5 i 6.

Tablica 5 – Primjer iznosa neraspoloživosti nadzemnog voda starijeg od 40 godina iz statistike pogonskih događaja

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)				
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Planirani zastoji radi unutarnjih razloga	Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga
t ₁	38	35,3	0	14,7	519,6	0
t ₂	39	86,6	3,1	33,5	0	232,8
t ₃	40	80,6	0	2,5	0,2	128,3
t ₄	41	0,2	0	7,8	0	43,4
t ₅	42	15,5	0	99,2	0,5	23,9
t ₆	43	21,6	34,5	14,3	7,2	46,4
t ₇	44	69,7	0	19,2	0	12,8
t ₈	45	27,2	29	0,3	0,1	0
t ₉	46	128,3	37,2	15,7	4,5	0
t ₁₀	47	1,5	65	0	409	51,5

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)				
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno\ Un-tr,n}$)	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{planirano\ Un,n}$)	Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno\ Un-pr,n}$)	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{prisilno\ Va,n}$)	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{planirano\ Va,n}$)
t ₁	38	0,40	0,00	0,17	5,93	0,00
t ₂	39	0,99	0,04	0,38	0,00	22,59
t ₃	40	0,92	0,00	0,03	0,00	1,46
t ₄	41	0,00	0,00	0,09	0,00	0,50
t ₅	42	0,18	0,00	1,13	0,01	0,27
t ₆	43	0,25	0,39	0,16	0,08	0,53
t ₇	44	0,80	0,00	0,22	0,00	0,15
t ₈	45	0,31	0,33	0,00	0,00	0,00
t ₉	46	1,46	0,42	0,18	0,05	0,00
t ₁₀	47	0,02	0,74	0,00	4,67	0,59

Tablica 6 – Primjer iznosa nerasploživosti nadzemnog voda mlađeg od 40 godina iz statistike pogonskih događaja

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)				
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Planirani zastoji radi unutarnjih razloga	Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga
t ₁	21	14,7	1,2	7,3	22,9	22,4
t ₂	22	23,1	0	12,1	123,3	90,8
t ₃	23	0	7,6	15,4	13,2	44,6
t ₄	24	17,1	12,1	17,6	15,8	34,7
t ₅	25	2,3	0,4	22,1	45,6	76,3
t ₆	26	0,5	9,2	0	87,9	25,7
t ₇	27	3,6	0	1,6	33,9	34,7
t ₈	28	17,1	0	0	14,6	32,3
t ₉	29	22,5	1,5	0	19,2	10,1
t ₁₀	30	14,3	2,8	0	1,6	15,4

Godina	Starost voda	Nerasploživost (%)				
		Nerasploživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno\ Un-tr,n}$)	Nerasploživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{planirano\ Un,n}$)	Nerasploživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno\ Un-pr,n}$)	Nerasploživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{prisilno\ Va,n}$)	Nerasploživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom ($q_{planirano\ Va,n}$)
t ₁	21	0,17	0,05	0,07	1,42	0,26
t ₂	22	0,26	0,00	0,14	1,41	1,04
t ₃	23	0,00	0,09	0,18	0,15	0,51
t ₄	24	0,20	0,14	0,20	0,18	0,40
t ₅	25	0,03	0,00	0,25	0,52	0,87
t ₆	26	0,01	0,11	0,00	1,00	0,29
t ₇	27	0,04	0,00	0,02	0,39	0,40
t ₈	28	0,20	0,00	0,00	0,17	0,37
t ₉	29	0,26	0,02	0,00	0,22	0,12
t ₁₀	30	0,16	0,03	0,00	0,02	0,18

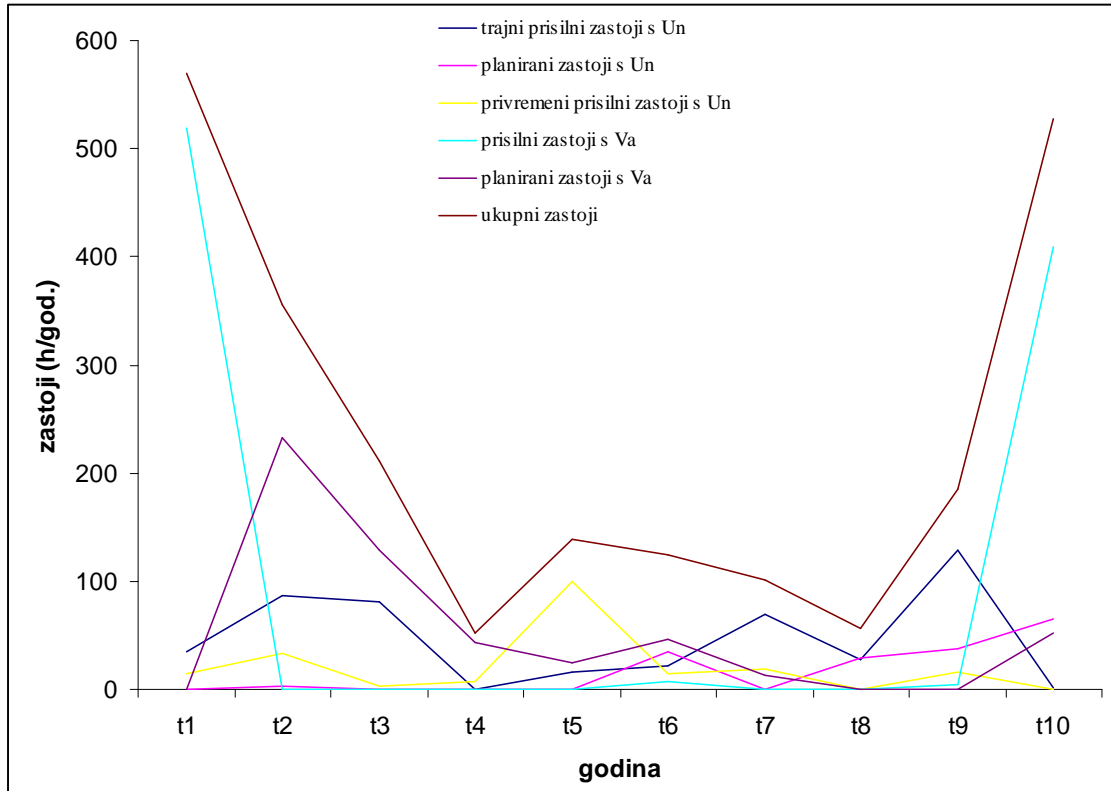
Sve vrste zastoja za oba voda prikazana su slikama 22 i 23.

Usporedba prosječnih nerasploživosti za sve vrste zastoja, kao i ukupnih nerasploživosti, prikazane su tablicom 7.

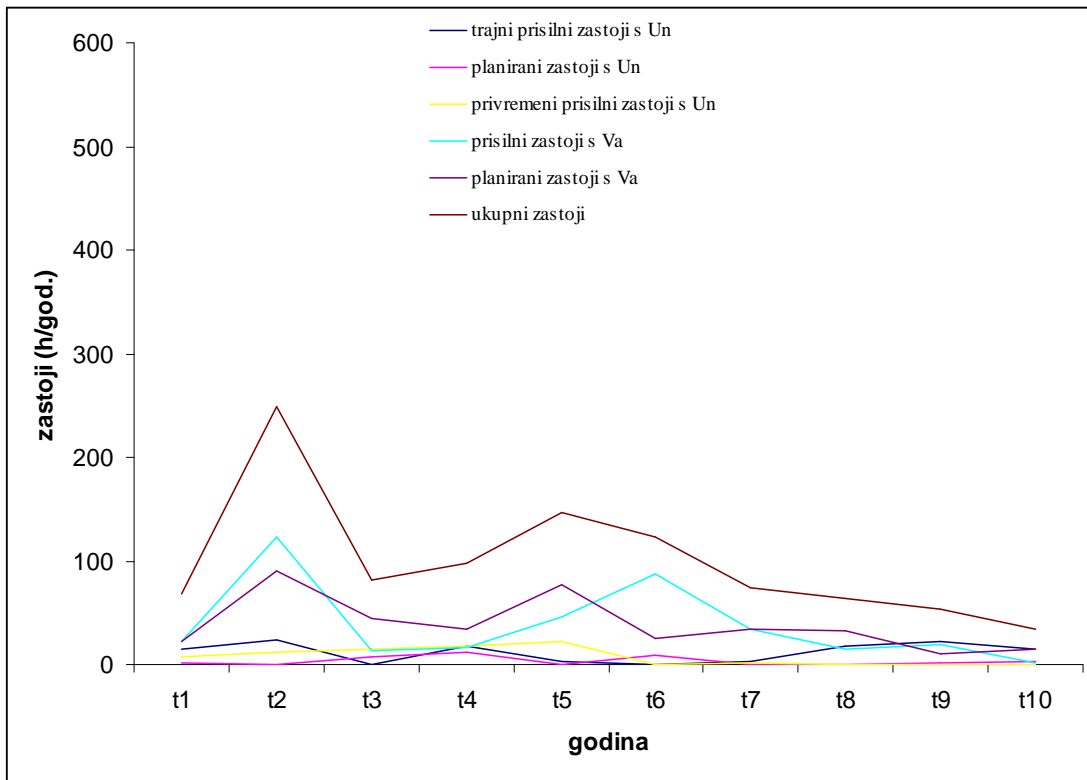
Tablica 7 – Usporedbe prosječnih nerasploživosti za dva voda različitih starosti

Vod	Starost	$q_{prisilno\ Un-tr}$	$q_{planirano\ Un}$	$q_{prisilno\ Un-pr}$	$q_{prisilno\ Va}$	$q_{planirano\ Va}$	q
Vod A	>40	0,53	0,19	0,24	1,07	0,62	2,65
Vod B	<40	0,13	0,04	0,09	0,43	0,44	1,13

Vod stariji od 40 godina ima ukupnu nerasploživost 2.65 %, dok nerasploživost voda mlađeg od 40 godina iznosi 1.13 %. Zastoji koji ovise o starosti voda (trajni prisilni s unutarnjim razlogom i planirani s unutarnjim razlogom) očekivano su veći kod starijeg voda (0.53 % i 0.19 % u odnosu na 0.13 % i 0.04 %), iako su i ostale vrste zastoja veće kod starijeg voda iako na njih ne utječe njegova starost već uglavnom vanjski utjecaji. Primjećujemo da se oba voda nalaze još uvijek u razdoblju normalnog korištenja pošto ne primjećujemo značajniji rast nerasploživosti na kraju promatranog vremenskog intervala.



Slika 22 Zastoji voda starijeg od 40 godina



Slika 23 Zastoji voda mlađeg od 40 godina

U nastavku se vrši procjena nerasploživosti oba voda u idućem petogodišnjem razdoblju ($t_{11} - t_{15}$), pri čemu pretpostavljamo da u tom razdoblju neće doći do trajnog zastoja niti jednog od ta dva voda.

Vod A (stariji od 40 godina)

Na temelju podataka o nerasploživosti voda radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, prisilnih zastoja s vanjskim razlogom, planiranih zastoja s unutarnjim razlogom i planiranih zastoja s vanjskim razlogom računamo slijedeće:

- (a) srednja vrijednost nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Un-tr}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Un-tr},n} = 46.7 \text{ sati}$$

- (b) srednja vrijednost nerasploživosti radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Un-pr}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Un-pr},n} = 20.72 \text{ sati}$$

- (c) srednja vrijednost nerasploživosti radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Va}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Va},n} = 94.1 \text{ sati}$$

- (d) srednja vrijednost nerasploživosti radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ godine iznosi:

$$q_{\text{planirano Un}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{planirano Un},n} = 16.9 \text{ sati}$$

- (e) srednja vrijednost nerasploživosti radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{planirano Va}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{planirano Va},n} = 53.9 \text{ sati}$$

Veličine (c), (d) i (e) ostaju konstantne i istih vrijednosti za buduće razdoblje $t_{11} - t_{15}$.

Standardna devijacija uzorka nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$\sigma_{\text{prisilno } Un-tr} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (q_{\text{prisilno } Un-tr,n} - 46.7)^2}{(N-1)}} = 42.5 \text{ sati}$$

Standardna devijacija uzorka nerasploživosti radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju 1995. – 2004. iznosi:

$$\sigma_{\text{planirano } Un} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (q_{\text{planirano } Un,n} - 16.9)^2}{(N-1)}} = 23.1 \text{ sati}$$

Uz pretpostavku da srednja vrijednost i standardna devijacija nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom definiraju funkciju normalne razdiobe, s vjerojatnošću od 0.95 varijabla x poprimit će vrijednost od 116.5 sati što smatramo procijenjenim zastojem voda radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u vremenskom presjeku t_{11} .

Uz pretpostavku da srednja vrijednost i standardna devijacija nerasploživosti radi prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom definiraju funkciju weibullove razdiobe, s vjerojatnošću od 0.95 varijabla x poprimit će vrijednost od 130 sati što tada smatramo procijenjenim zastojem voda radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u vremenskom presjeku t_{11} .

Uz pretpostavku da srednja vrijednost i standardna devijacija nerasploživosti radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom definiraju funkciju normalne razdiobe, s vjerojatnošću od 0.95 varijabla x poprimit će vrijednost od 54,9 sati što smatramo procijenjenom nerasploživosti u vremenskom presjeku t_{11} .

Uz pretpostavku da srednja vrijednost i standardna devijacija nerasploživosti radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom definiraju funkciju weibullove razdiobe, s vjerojatnošću od 0.95 varijabla x poprimit će vrijednost od 61 sati što tada smatramo procijenjenim zastojem voda radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u vremenskom presjeku t_{11} .

Ukupna nerasploživost voda u vremenom presjeku t_{11} jednaka je sumi nerasploživosti radi prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim i vanjskim razlozima odnosno:

- a) kod normalne razdiobe: $(116.5 + 54.9 + 20.7 + 94.1 + 53.9 \text{ sati})/8760 \text{ sati} * 100 = 3.88 \%$, pri čemu nerasploživost radi prisilnih zastoja iznosi 2.64 %, a nerasploživost radi planiranih zastoja 1.24 %.
- a) kod weibullove razdiobe: $(130 + 61 + 20.7 + 94.1 + 53.9 \text{ sati})/8760 \text{ sati} * 100 = 4.11 \%$, pri čemu nerasploživost radi prisilnih zastoja iznosi 2.79 %, a nerasploživost radi planiranih zastoja 1.31 %.

Za vremenske presjeka t_{12} i nadalje do t_{15} račun se ponavlja vezano za nerasploživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom tako da se računa nova srednja vrijednost i standardna devijacija uzorka povećanog za vrijednosti iz prethodnih vremenskog presjeka.

Na kraju dobijemo slijedeće procjene nerasploživosti razmatranog voda:

Tablica 8 – Procjena nerasploživosti voda starijeg od 40 godina u budućem petogodišnjem razdoblju

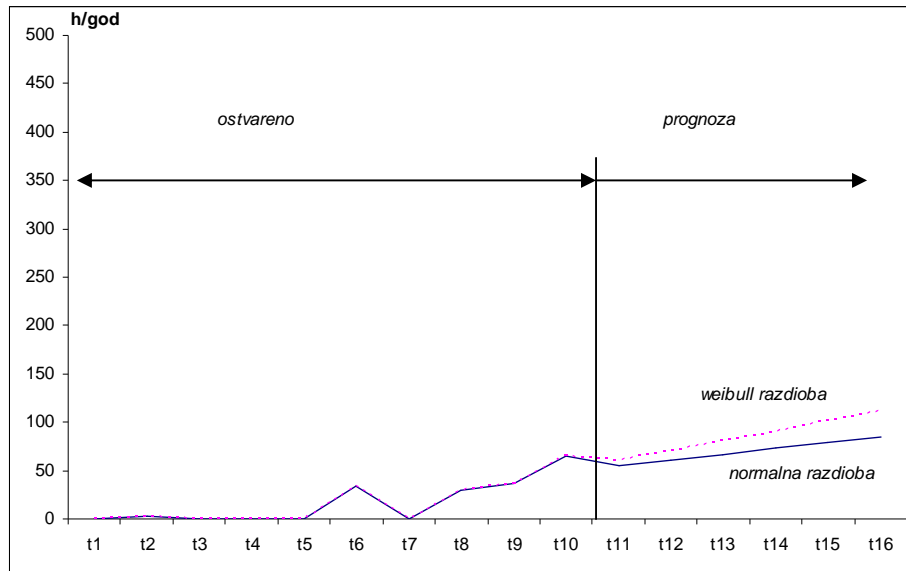
Godina	Starost	Zastoji (h/god.)						
		Trajni prisilni radi unutarnjih razloga		Planirani radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni radi unutarnjih razloga	Prisilni radi vanjskih razloga	Planirani radi vanjskih razloga
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba			
t ₁	38	35,3	35,3	0	0	14,7	519,6	0
t ₂	39	86,6	86,6	3,1	3,1	33,5	0	232,8
t ₃	40	80,6	80,6	0	0	2,5	0,2	128,3
t ₄	41	0,2	0,2	0	0	7,8	0	43,4
t ₅	42	15,5	15,5	0	0	99,2	0,5	23,9
t ₆	43	21,6	21,6	34,5	34,5	14,3	7,2	46,4
t ₇	44	69,7	69,7	0	0	19,2	0	12,8
t ₈	45	27,2	27,2	29	29	0,3	0,1	0
t ₉	46	128,3	128,3	37,2	37,2	15,7	4,5	0
t ₁₀	47	1,5	1,5	65	65	0	409	51,5
t ₁₁	48	116,5	130	54,9	61	20,7	94,1	53,9
t ₁₂	49	127,8	147	61,0	71	20,7	94,1	53,9
t ₁₃	50	138,9	164	67,0	81	20,7	94,1	53,9
t ₁₄	51	149,9	177	73,0	91	20,7	94,1	53,9
t ₁₅	52	160,7	199	78,9	101	20,7	94,1	53,9
t ₁₆	53	171,4	217	84,7	111	20,7	94,1	53,9

Godina	Starost	Nerasploživost (%)	
		normalna razdioba	weibull razdioba
t ₁	38	6,91	6,91
t ₂	39	5,02	5,02
t ₃	40	3,34	3,34
t ₄	41	0,59	0,59
t ₅	42	1,76	1,76
t ₆	43	1,27	1,27
t ₇	44	1,96	1,96
t ₈	45	0,63	0,63
t ₉	46	3,16	3,16
t ₁₀	47	5,29	5,29
t ₁₁	48	3,88	4,11
t ₁₂	49	4,08	4,41
t ₁₃	50	4,28	4,72
t ₁₄	51	4,47	4,99
t ₁₅	52	4,66	5,35
t ₁₆	53	4,85	5,67

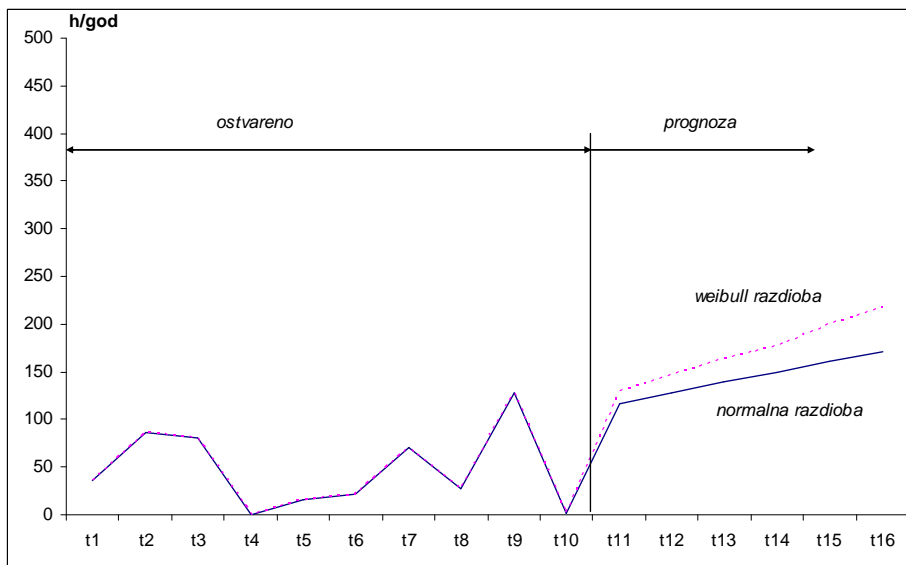
Na opisani način dobijemo stalno rastući niz nerasploživosti vodova starijih od 40 godina što je u skladu s očekivanjem da se s njihovom starošću povećava vrijeme unutar kojih će isti biti van pogona.

Razliku u procjeni nerasploživosti, odnosno ukupnih zastoja, ovisno o primijenjenoj funkciji razdiobe slučajne varijable (normalna, weibull razdioba) prikazana je na slikama 24 - 26.

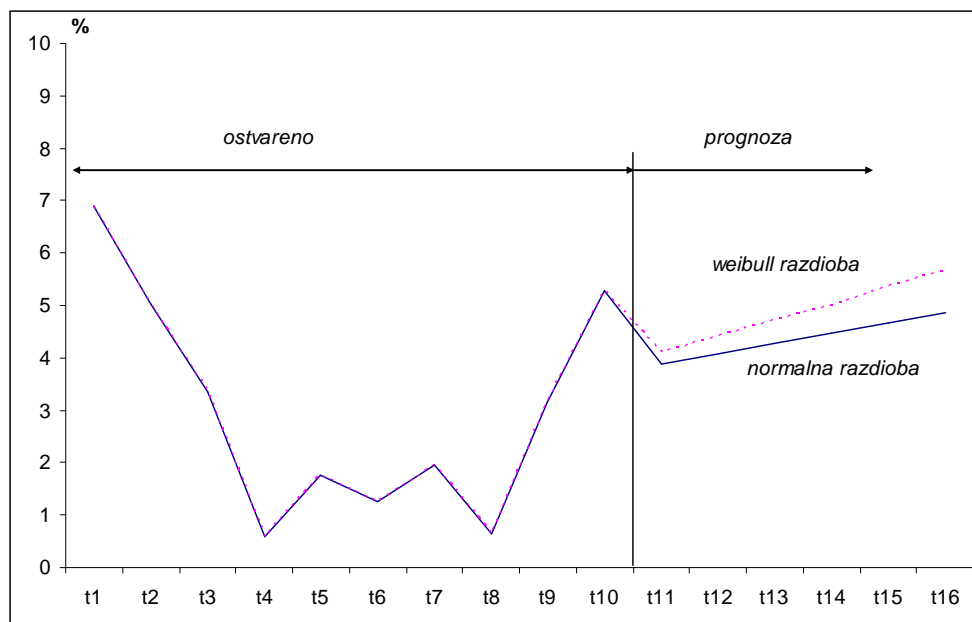
Vidljivo je da korištenjem weibullove razdiobe metoda daje veće procjene nerasploživosti u budućnosti nego što je to slučaj kad se koristi funkcija normalne razdiobe slučajne varijable.



Slika 24 Procjena budućih planiranih zastoja radi unutarnjih razloga voda starijeg od 40 godina



Slika 25 Procjena budućih trajnih prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga voda starijeg od 40 godina



Slika 26 Procjena buduće nerasploživosti voda starijeg od 40 godina

Vod B (mlađi od 40 godina)

Na temelju podataka o nerasploživosti voda radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, prisilnih zastoja s vanjskim razlogom, planiranih zastoja s unutarnjim razlogom i planiranih zastoja s vanjskim razlogom računamo sljedeće:

- (a) srednja vrijednost nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Un-tr}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Un-tr},n} = 11.52 \text{ sati}$$

- (b) srednja vrijednost nerasploživosti radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Un-pr}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Un-pr},n} = 7.61 \text{ sati}$$

- (c) srednja vrijednost nerasploživosti radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{prisilno Va}} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{prisilno Va},n} = 37.8 \text{ sati}$$

- (d) srednja vrijednost nerasploživosti radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ godine iznosi:

$$q_{\text{planirano } Un} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{planirano } Un,n} = 3.48 \text{ sati}$$

(e) srednja vrijednost neraspoloživosti radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom u razdoblju $t_1 - t_{10}$ iznosi:

$$q_{\text{planirano } Va} = \frac{1}{10} \cdot \sum_{n=1}^{10} q_{\text{planirano } Va,n} = 38.7 \text{ sati}$$

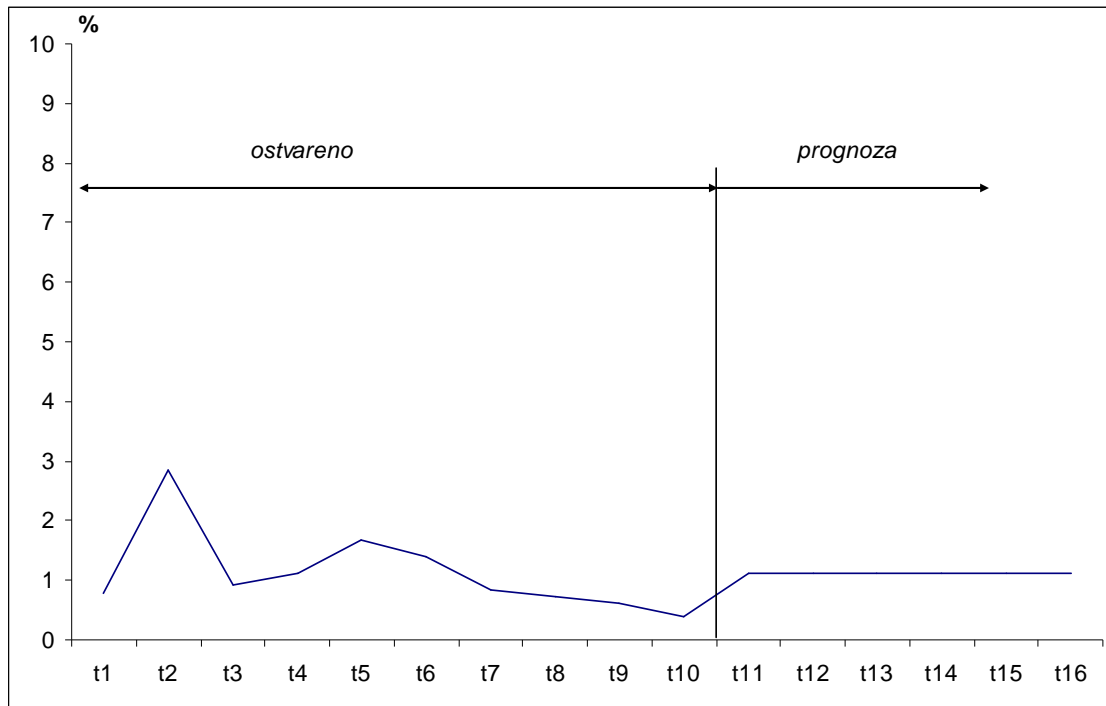
Sve veličine (a) - (e) ostaju konstantne i istih vrijednosti za buduće razdoblje $t_{11} - t_{15}$, pa je ukupna procjena zastoja za svaku godinu u budućem promatranom razdoblju ista i iznosi 99.11 h/godišnje, čemu odgovara ukupna neraspoloživost od 1.13 %.

Tablica 9 – Procjena neraspoloživosti voda mlađeg od 40 godina u budućem petogodišnjem razdoblju

Godina	Starost	Zastoji (h/god.)				
		Trajni prisilni radi unutarnjih razloga	Planirani radi unutarnjih razloga	Privremeni i prolazni prisilni radi unutarnjih razloga	Prisilni radi vanjskih razloga	Planirani radi vanjskih razloga
t_1	21	14,7	1,2	7,3	22,9	22,4
t_2	22	23,1	0	12,1	123,3	90,8
t_3	23	0	7,6	15,4	13,2	44,6
t_4	24	17,1	12,1	17,6	15,8	34,7
t_5	25	2,3	0,4	22,1	45,6	76,3
t_6	26	0,5	9,2	0	87,9	25,7
t_7	27	3,6	0	1,6	33,9	34,7
t_8	28	17,1	0	0	14,6	32,3
t_9	29	22,5	1,5	0	19,2	10,1
t_{10}	30	14,3	2,8	0	1,6	15,4
t_{11}	31	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7
t_{12}	32	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7
t_{13}	33	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7
t_{14}	34	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7
t_{15}	35	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7
t_{16}	36	11,52	3,48	7,61	37,8	38,7

Godina	Starost	Neraspoloživost (%)
t_1	21	0,78
t_2	22	2,85
t_3	23	0,92
t_4	24	1,11
t_5	25	1,67
t_6	26	1,41
t_7	27	0,84
t_8	28	0,73
t_9	29	0,61
t_{10}	30	0,39

Godina	Starost	Neraspoloživost (%)
t_{11}	31	1,13
t_{12}	32	1,13
t_{13}	33	1,13
t_{14}	34	1,13
t_{15}	35	1,13
t_{16}	36	1,13



Slika 27 Procjena buduće nerasploživosti voda mlađeg od 40 godina

6. **PROBABILISTIČKA SIMULACIJA RADA EES**

6.1. **Nesigurnosti u planiranju razvoja i analizi pogona prijenosnih mreža u tržišnom okruženju**

6.1.1. *Planiranje razvoja i analiza pogona unutar monopolističkog i tržišnog okruženja*

Otvaranje tržišta električnom energijom uzrokuje potrebu za drugačijim pristupom planiranju razvoja prijenosnih mreža. U odnosu na problematiku planiranja unutar vertikalno integriranih kompanija mijenja se funkcija cilja u planiranju (kriteriji planiranja), te se naglašava nužnost uzimanja u obzir niza nesigurnosti koji se uvođenjem tržišta pojavljuju. S obzirom na posljednje navedeno, razvoj prijenosne mreže sve manje postaje predmet matematičke optimizacije i determinističkih simulacija budući da je očito nelogično tražiti optimalnu konfiguraciju (koja rezultira minimalnim investicijama za željenu sigurnost pogona) s nizom nesigurnih ulaznih podataka koji ulaze u funkciju cilja čiji se optimum traži uvažavajući definirana ograničenja. Sve više se prepoznaje da je postupak planiranja u tržišnim okolnostima nužno provesti uvažavajući što više nesigurnosti u planiranju i minimizirajući rizik koji je povezan s procesom donošenja odluka o investicijama.

Različite nesigurnosti unutar tržišta električne energije javljaju se i na dnevnoj, mjesečnoj i godišnjoj razini što značajno utječe i na postupke analize pogona prijenosne mreže. Budući da su nesigurnosti ipak značajnije na razini izrade planova razvoja, u nastavku teksta pozornost će biti usmjerena na tu problematiku.

Postupci planiranja razvoja prijenosne mreže mogu se razvrstati u nekoliko kategorija [35] uvažavajući:

- nesigurnosti u planiranju (deterministički i ne deterministički pristupi),
- vremensko razdoblje planiranja (statički i dinamički pristup), te
- okruženje unutar kojeg se vrši planiranje (vertikalno integrirane kompanije i tržišno okruženje).

Jedan od postupaka planiranja razvoja prijenosne mreže unutar vertikalno integriranih kompanija, zasnovan na matematičko-optimizacijskom postupku metodom linearnog programiranja, opisan je u nastavku teksta te je naglašeno zašto takav pristup više nije pogodan za planiranje unutar tržišnog okruženja.

Unutar vertikalno integriranih kompanija planiranje razvoja prijenosne mreže svodilo se na određivanje takve konfiguracije mreže koja će uz minimalne troškova razvoja i održavanja zadovoljavati postavljena tehnička ograničenja i omogućiti ekonomičan angažman elektrana. Planiranje razvoja mreže vršilo se s obzirom na definirani plan izgradnje novih elektrana i prognozirano vršno opterećenje sustava. Nesigurnosti u navedenim veličinama modelirale su se, ukoliko su se uopće uzimale u obzir, formiranjem više scenarija s obzirom na proizvodnju i potrošnju električne energije. Planiranje razvoja mreže vršilo se simulacijama rada sustava na računaru ili matematičko-optimizacijskim postupcima poput linearnog programiranja, dinamičkog programiranja, nelinearnog programiranja ili mješovitog cjelobrojnog programiranja [36]. Najčešće postavljani optimizacijski model za planiranje razvoja mreže bio je definiran na slijedeći način [37]:

$$\text{Min } F(x) = \left\{ \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} y_{ij} + \alpha e^T r \right\} \quad (34)$$

uz slijedeća ograničenja:

$$S \cdot f + g + r = d \quad (34a)$$

$$f_{ij} - (\gamma_{ij}^0 + y_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (34b)$$

$$|f_{ij}| - y_{ij} \bar{\phi}_{ij} \leq \gamma_{ij}^0 \bar{\phi}_{ij} \quad (34c)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (34d)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (34e)$$

$$y_{ij} = n_{ij} \tilde{\gamma}_{ij} \quad (34f)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (34g)$$

$$\forall (i, j) \in \Omega \quad (34i)$$

gdje su:

- c_{ij} - inkrementalni trošak pojačanja mreže između čvorova i, j (novčanih jedinica/MW)
- y_{ij} - diskretne vrijednosti admitancija novih grana (pojačanja) između čvorova i, j
- α - faktor kojim se penalizira redukcija potrošnje
- e - jedinični vektor
- r - iznos reduciranog opterećenja radi održavanja opterećenja grana mreže unutar dozvoljenih granica
- S - matrica incidencije grana-čvor
- f - vektor aktivnih tokova snaga kroz grane mreže
- g - vektor injekcije snage u čvorove (proizvodnja)
- d - vektor ponora snage u čvorovima (opterećenje)
- f_{ij} - tok aktivne snage između čvorova i, j
- γ_{ij}^0 - admitancija postojećih grana između čvorova i, j
- θ_i - kut napona u čvoru i
- θ_j - kut napona u čvoru j
- $\bar{\phi}_{ij}$ - omjer između maksimalno dozvoljenog opterećenja grane $i-j$ i admitancije postojećih grana između čvorova i, j
 $(\bar{\phi}_{ij} = \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij}^0})$
- \bar{g} - vektor maksimalnih injekcija snage u čvorove
- $\tilde{\gamma}_{ij}$ - admitancija nove grane između čvorova i, j
- \bar{n}_{ij} - maksimalan broj grana koje se mogu smjestiti između čvorova i, j
- Ω - skup svih grana u kojima je moguće izvršiti pojačanje (dodavanje novih grana)

Radi se o mješovitom cjelobrojnom, nelinearnom optimizacijskom problemu koji se ne može riješiti klasičnim optimizacijskim postupcima, pa je razvijeno više posebnih metoda rješavanja problema (npr. metoda grananja, metoda dekompozicije, genetski algoritam i dr.). Budući da se radi o problemu s više lokalnih minimuma pažnja je posvećivana pronalaženju metode rješavanja koja će iznaći rezultat što bliže globalnom optimumu (minimumu).

Planiranje i analiza prijenosnih mreža na računalu vršila se postavljanjem modela mreže u zadanom pogonskom stanju (najčešće karakterističnom po vršnom opterećenju sustava), pri

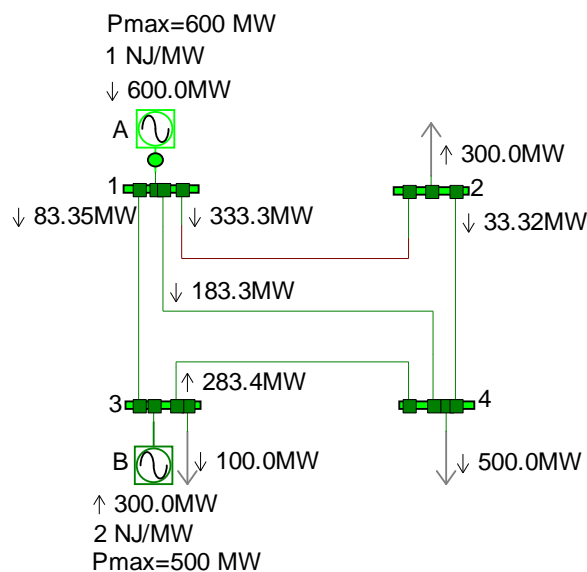
čemu su poznati angažmani elektrana i opterećenja po pojedinim čvorištima mreže, te proračunima izmjeničnih tokova snaga. Planiranje razvoja i analiza su se vršili ispitivanjem kriterija sigurnosti ($n-1$), odnosno promatranjem opterećenja elemenata mreže (grana) u odnosu na maksimalno dozvoljena opterećenja i naponskog profila u odnosu na dozvoljene granice naponskih vrijednosti pri ispadu jedne grane u sustavu.

Valja primijetiti da su u problemu planiranja razvoja mreže postavljenom prema (34), kao i kod planiranja razvoja simulacijama izmjeničnih tokova snaga na računalu, vektori injekcija snage u čvorove (g) i ponora snage u čvorovima (d) unaprijed poznati (odnose se na angažman elektrana i opterećenja u trenutku maksimalnog opterećenja promatranog sustava), što u tržišnom okruženju više neće biti ispravna postavka zbog različitih nesigurnosti koje se javljaju. Nesigurnosti vezane za proizvodnju odnose se na:

- lokacije i snage novih elektrana,
- vrstu goriva,
- troškove goriva (proizvodnje),
- poslovnoj strategiji vlasnika elektrana u svezi ponuda na tržištu,
- angažman elektrana u sustavu,
- hidrologiju i dr.

Nesigurnosti vezane za opterećenja čvorova proizlaze iz tradicionalne nesigurnosti planiranja porasta potrošnje električne energije, ali i iz cjenovne elastičnosti potrošnje, odnosno nepoznate reakcije potrošača na trenutne cijene električne energije (moguće je pretpostaviti da će potrošači na visoke cijene reagirati smanjenjem potrošnje).

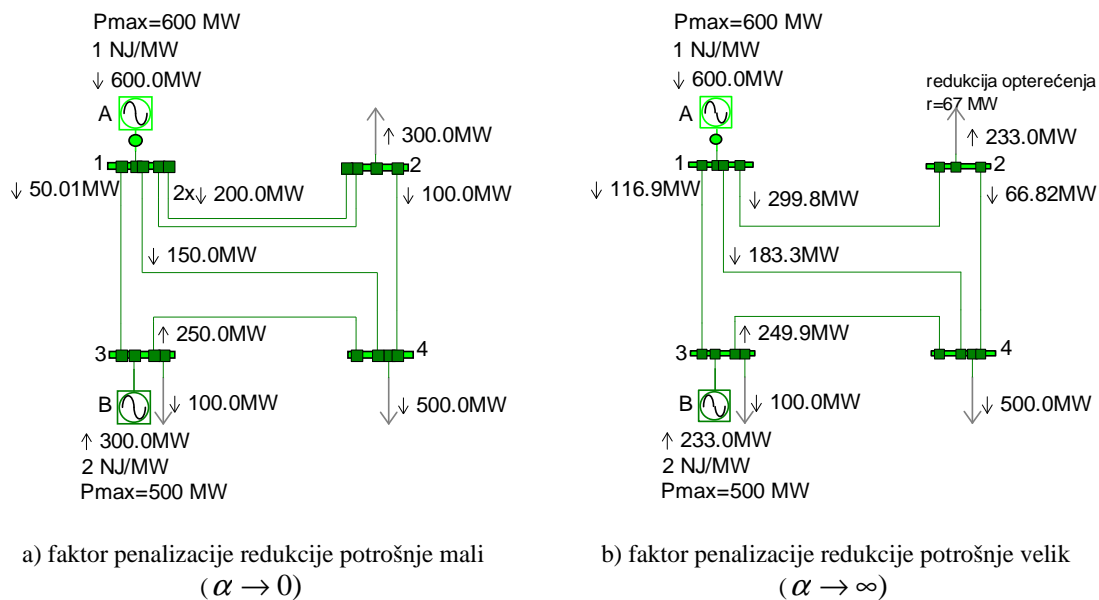
Da bi ilustrirali problematiku planiranja razvoja prijenosne mreže u otvorenom tržištu električnom energijom i nepovoljnost primjene optimizacijskog algoritma (34) u takvim uvjetima poslužimo se slijedećim primjerom. Slika 28 prikazuje jednostavnu mrežu s dva generatora, tri tereta i pet vodova.



Slika 28 Konfiguracija i tokovi snaga u sustavu

Generator A maksimalne snage 600 MW ima trošak proizvodnje 1 novčanu jedinicu/MW (NJ/MW). Generator B maksimalne snage 500 MW ima trošak proizvodnje 2 novčane jedinice/MW. Vodovi između čvorova 1-2, 1-3, 2-4 i 3-4 imaju istu impedanciju. Vod između čvorova 1-4 ima dva puta veću impedanciju. Maksimalno dozvoljeno opterećenje svih vodova iznosi 300 MW. Tereti u situaciji vršnog opterećenja raspoređeni su u čvorovima 2 (300 MW), 3 (100 MW) i 4 (500 MW). Promatramo situaciju kada su sve grane raspoložive i radi pojednostavljenja ne uzimamo u obzir kriterij sigurnosti (n-1).

Ukoliko bi promotrili tokove snaga mrežom primijetili bi da dolazi do preopterećenja grane 1-2 pri angažmanu elektrana prema rastućim troškovima proizvodnje (traži se minimum ukupnih troškova proizvodnje), pa je istu nužno pojačati. Optimizacijski algoritam (34) uputio bi nas na pojačanje mreže između čvorova 1 i 2 (slika 29a) ukoliko je faktor α kojim se penalizira redukcija potrošnje dovoljno mali (u suprotnom došlo bi do redukcije potrošnje u čvoru 2 za 67 MW a mreža se ne bi pojačavala - slika 29b). Pri tom smo pretpostavili da je između čvorova 1 i 2 moguće izgraditi maksimalno jednu novu granu iste duljine te materijala i presjeka vodiča (ista impedancija) kao i na postojećem vodu. Preopterećenje u razmatranoj situaciji moguće je otkloniti i izgradnjom novog voda između čvorova 1 i 4, ali ga optimizacijski algoritam odbacuje budući da potencijalno pojačanje između 1-4 ima dva puta veći investicijski trošak nego pojačanje 1-2. Do istog rješenja došli bismo i simulacijama rada na računalu, te promatranjem opterećenja vodova.



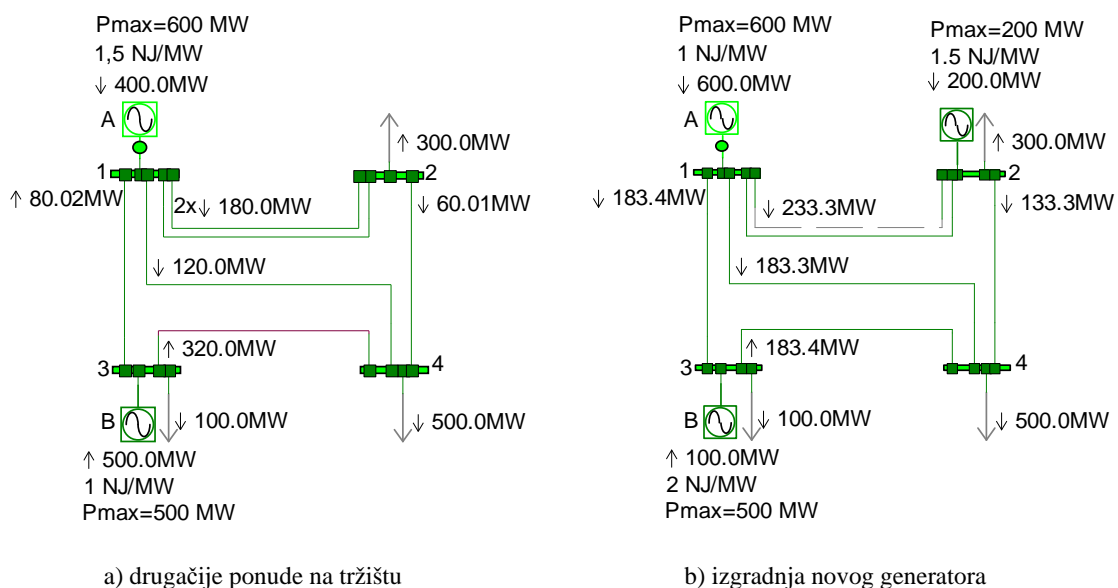
Slika 29 Rezultati optimizacijskog algoritma ovisno o penalizaciji redukcije potrošnje

Ukoliko nadležan subjekt za pogon sustava (vertikalno integrirana kompanija) ocjeni da je neprihvatljivo u razmatranoj situaciji vršiti redukciju opterećenja, odlučit će se za investiciju u novi vod između čvorova 1-2 (daljnjim razmatranjima uvidjeli bi da preraspodjelom angažmana elektrana, a time i većim troškovima proizvodnje, nije moguće otkloniti preopterećenje voda 1-2). Bitno je napomenuti da, ukoliko preopterećenje u razmatranoj situaciji nastaje samo kada dođe do ispada jedne grane sustava (kao da imamo dva voda između 1-2 te promatramo n-1 kriterij sigurnosti), subjekt koji donosi odluku o investiranju u pojačanje mreže najčešće zanemaruje vjerojatnost ispada kritične grane i vrijeme trajanja vršnog ili visokog opterećenja tijekom kojih može doći do preopterećenja u mreži. Ukoliko bi

i to uzeo u obzir, te ukoliko bi primijenio ekonomski kriterij planiranja umjesto čisto tehničkog kriterija sigurnosti (n-1), planeri bi morali promatrati godišnje krivulje trajanja opterećenja te stohastički modelirati uklopno stanje mreže preko očekivane raspoloživosti grana.

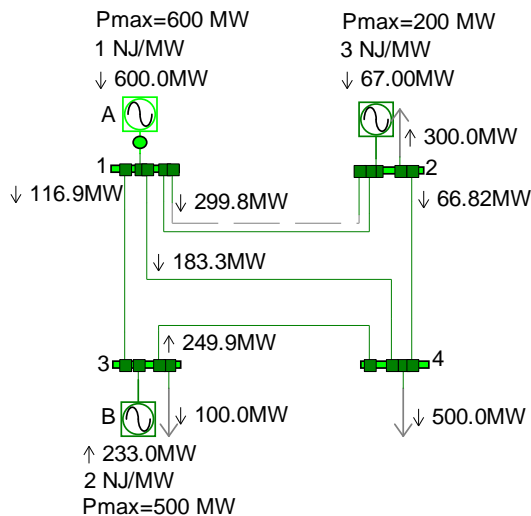
Zamislimo sada da se čitava situacija događa unutar otvorenog tržišta električnom energijom. Generatori A i B su samostalne profitne kompanije koje se natječu na tržištu, a svoje ponude šalju operatoru tržišta koji ih razvrstava prema minimumu troškova proizvodnje i plan angažmana elektrana prosljeđuje operatoru sustava koji brine za pogon i sigurnost. Potrošači električne energije reaguju na visoke cijene tako da smanjuju svoju potrošnju (visoka cjenovna elastičnost). Operator sustava je zadužen za planiranje razvoja prijenosne mreže i ustanovljava da mu se prethodno opisana situacija (preopterećenje grane 1-2) događa u srednjoročnom razdoblju ukoliko se ostvare predviđene stope porasta potrošnje koje rezultiraju opterećenjima prema slici 28, ukoliko potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije (elastičnost jednaka nuli) te ukoliko proizvođači zadrže iste troškove proizvodnje (cijene goriva se ne mijenjaju, ista poslovna strategija). Uz takve pretpostavke operator sustava planira isto pojačanje mreže kao i u prethodnom primjeru (slika 29a), dobiva suglasnost regulatorne agencije te pokreće investiciju u izgradnju novog voda budući da je od trenutka donošenja odluke o investiciji do puštanja u pogon novog voda potrebno najmanje pet godina. Radi investicije u novi vod regulatorna agencija odobrava povećanje naknade za prijenos električne energije uvažavajući visinu investicije i dozvoljenu stopu povrata kapitala. Veću cijenu prijenosa plaćaju svi (proizvođači, potrošači) ili dio sudionika na tržištu (potrošači) ovisno o tarifnom sustavu.

Odluka o investiranju u novi vod može biti pogrešna radi nesigurnosti koje se javljaju u postupku planiranja što ćemo ilustrirati slijedećim primjerima. Novi vod 1-2 je izgrađen i u pogonu. Pretpostavimo da se u budućem promatranom trenutku točno ostvarilo predviđeno maksimalno opterećenje sustava te da potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije (potrošnja neovisna o cijeni). Zamislimo da su proizvođači električne energije (generatori A i B) promijenili poslovnu politiku te da sada generator A nudi proizvodnju po cijeni 1,5 NJ/MW a generator B po 1 NJ/MW.



Slika 30 Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja

Operator tržišta će napraviti raspored angažmana po kojem je generator B angažiran s 500 MW, a generator A s 400 MW (slika 30a). U razmatranoj situaciji dolazi do preopterećenja voda 3-4 koji u sagledavanjima operatora sustava nije bio ugrožen. Da je uzeo u obzir nesigurnost vezanu za angažman elektrana operator sustava bi odlučio da mrežu pojača između čvorova 3 i 4, a ne 1 i 2. Zamislimo dalje situaciju u kojoj su ponude postojećih generatora ostale iste, ali je na mrežu priključen novi generator C u čvoru 2 (slika 30b), maksimalne snage 200 MW uz nizak trošak proizvodnje. U takvoj situaciji niti jedna grana mreže nije preopterećena, ali je novi vod 1-2 suvišan (bez njega također nema preopterećenja, zanemarujemo kriterij sigurnosti) - slika 31.



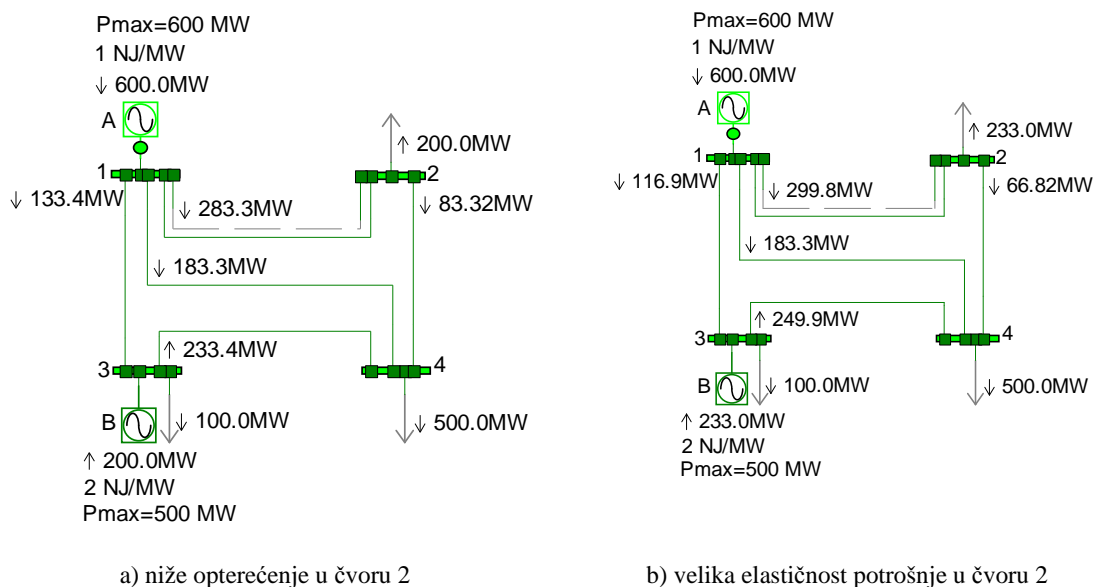
a) ekonomski kriterij planiranja uzet u obzir

Slika 31 Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja i primijenjenih kriterija planiranja

Promotrimo dalje situaciju koja pokazuje pogrešku u donošenju odluke o investiranju radi nesigurnosti opterećenja (visina opterećenja i cjenovna elastičnost potrošnje). Neka je ostvarena niža stopa porasta potrošnje (opterećenja) u čvoru 2. Opterećenje čvora 2 neka iznosi 200 MW u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava (planirano opterećenje je 300 MW). Situaciju u mreži tada prikazuje slika 32a. U mreži neće doći do nikakvih preopterećenja pri angažmanu elektrana prema rastućim ponudama pa je novi vod 1-2 suvišan. U idućoj zamišljenoj situaciji neka opterećenje čvora 3 bude 300 MW, ali uz visoku cjenovnu elastičnost potrošnje. Radi nastanka zagušenja u mreži nužno je angažirati druge generatore (nisu prikazani na slikama) ili kupiti električnu energiju po visokoj cijeni iz udaljenijih sustava. Cijena električne energije u tom trenutku značajno raste, a potrošači koji se napajaju preko čvora 2 reagiraju na visoke cijene tako da smanjuju potrošnju. Smanjeno opterećenje dovodi do normalnog stanja mreže i situacija se stabilizira a da novi vod 1-2 nije sagrađen (slika 32b). Razmatrano stanje rezultira istim prilikama u mreži kao na slici 25b, ali bez ikakvih troškova neisporučene električne energije (dakle i nezadovoljstva potrošača ili pričinjene štete potrošačima) budući da su oni sami smanjili potrošnju reagirajući na tržišnu cijenu električne energije.

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

- planiranje razvoja treba provoditi uzimajući u obzir nesigurnosti koje se javljaju u budućnosti,
- tradicionalni matematičko-optimizacijski postupci i deterministički modeli nisu primjereni za planiranje u tržišnim uvjetima (bez značajnijih nadopuna),
- svaka odluka o investiranju u mrežu nosi određeni rizik, pa je bitno definirati stupanj prihvatljivosti rizika i provoditi analize rizika,
- odluke o investiranju značajno ovise o primijenjenim kriterijima planiranja, koje je potrebno definirati ovisno o strateškom pogledu na ulogu prijenosne mreže unutar tržišta električnom energijom (ekonomski optimalna ili dovoljno sigurna mreža, mora li omogućiti potpunu konkurenciju bez obzira na troškove njenog razvoja i dr.),
- imajući u vidu nužnost uključivanja nesigurnosti u planiranje, potrebu analize rizika i nužnost ekonomskog sagledavanja razvoja mreže vidljiva je jasna prednost probabilističkih metoda planiranja u odnosu na dosadašnje uglavnom primjenjivane postupke determinističke analize ili matematičke optimizacije,
- razvoj prijenosne mreže unutar tržišnog okruženja poželjno je poticati uvođenjem tržišnih signala prvenstveno preko naknada za prijenos (prednost uvođenja naknada za korištenje mreže po lokacijama ili zonama u odnosu na metodu poštanske marke u dovoljno velikim sustavima).



Slika 32 Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti u potrošnji (visina opterećenja, elastičnost potrošnje)

Pri analizi i planiranju pogona prijenosne mreže na dnevnoj, mjesečnoj ili godišnjoj razini broj je nesigurnosti koje je potrebno uzeti u obzir značajno manji nego kod planiranja razvoja prijenosne mreže. Najvažnije nesigurnosti kod analize rada i planiranja pogona su:

- raspoloživost grana,
- angažman elektrana (ovisan o ponudama proizvođača i meteorološkim prilikama u slučaju većeg udjela vjetroelektrana),
- hidrološke okolnosti i vezano za njih angažman hidroelektrana,
- potrošnja i opterećenja po čvorištima sustava,
- bilance sustava u okruženju i tranziti mrežom za potrebe trećih strana.

6.1.2. *Stohastičko modeliranje ulaznih podataka*

Kod planiranja razvoja i analize pogona prijenosnih mreža potrebno je provesti razne analize (proračun tokova snaga, proračun kratkog spoja, analiza stabilnosti itd.). Da bi se moglo sagledati ponašanje sustava u analiziranom periodu potrebno je izvršiti veliki broj proračuna, ali bez obzira na veliki broj takvih proračuna teško je obuhvatiti sva moguća stanja sustava. Ovo je naročito izraženo što je razdoblje planiranja ili analize duže. Budući da je riječ o analizi budućih stanja sustava, pretpostavljaju se vrijednosti relevantnih veličina na osnovu provedenih prognoza pomoću odgovarajućih matematičkih modela i/ili na osnovu iskustava planera. Kako je riječ o prognozi postavlja se pitanje hoće li se pretpostavljene vrijednosti ostvariti tj. koja je vjerojatnost njihove pojave. Ovo nas odmah asocira na postojanje skupova relevantnih veličina (skupovi relevantnih ekonomskih veličina - cijena investicijskog kapitala, troškovi pojačanja pojedinih elemenata prijenosne mreže, troškovi održavanja elemenata prijenosne mreže, cijena goriva, cijena isporučene električne energije, cijena neisporučene električne energije, cijena zemljišta, itd.; skupova relevantnih tehničkih veličina - pouzdanost pogona pojedinih elemenata prijenosne mreže, opterećenje u čvorištima, moguća proizvodnja, tranzit, dozvoljena opterećenja elemenata mreže, itd. i skupova relevantnih ekoloških veličina - potencijalne lokacije za nove objekte prijenosne mreže, vizualno uklapanje u okolinu, buka, ispuštanje plinova u atmosferu, ispuštanje raznih ulja u zemlju, utjecaj na lokalnu floru i faunu itd.). Pri tom ovi skupovi mogu biti tretirani kao izraziti skupovi ili kao neizraziti skupovi. Elementi ovih skupova su slučajne veličine koje međusobno mogu biti stohastički zavisne ili stohastički nezavisne, što ovisi o njihovim fizikalnim značajkama.

Modeliranje stohastičkog pristupa analizi utjecajnih faktora u prijenosnoj mreži je veoma izazovan zadatak, kako za znanstvenike, tako i za stručnjake iz prakse. Do danas su razvijeni razni deterministički i stohastički modeli za analizu prijenosne mreže. Stohastički modeli su se bazirali na teoriji izrazitih skupova. Međutim, u zadnje vrijeme sve više se razvijaju modeli bazirani na teoriji neizrazitih skupova tj. na fuzzy teoriji koja je mnogo bliža stvarnom poimanju svijeta oko nas.

Planiranje razvoja prijenosne mreže bazira se na sintezi detektiranih mogućih potreba tj. na identifikaciji strukturnih potreba pomoću modela scenarijske ili varijantne analize. Pojedini scenariji se biraju na osnovu tehno-ekonomskih analiza i pripadnih funkcija vjerojatnosti ako je riječ o izrazitom skupu ili odgovarajućih funkcija pripadnosti, ako je riječ o neizrazitom skupu. Pri tom je potrebno voditi računa o ekološkim kriterijima (vizualnim, zvučnim i drugim onečišćenjima okoliša), jer će u buduće prostor za izgradnju elemenata prijenosne mreže (vodova, trafostanica, razvodnih postrojenja, elektrana itd.) biti sve više limitiran.

Da bi se provela bilo kakva statistička analiza potrebno je prethodno formirati skupove (uzorke) prije spomenutih relevantnih veličina. Prikupljanje vrijednosti elemenata ovih skupova je veoma zahtjevan posao i potrebno je mnogo vremena i truda. Za detaljno poznavanje karakteristika ovih skupova potrebno je izučiti pripadne empirijske distribucije čije su numeričke vrijednosti diskontinuirane. Diskontinuirana ili diskretna slučajna varijabla (relevantna veličina) nekog od prije spomenutog izrazitog skupa je varijabla koja poprima niz vrijednosti (x_1, x_2, \dots, x_n) , s pripadnom vjerojatnošću $(p(x_1), p(x_2), \dots, p(x_n))$, gdje je n ukupni broj elemenata razmatranog skupa. Pri tom suma ovih vjerojatnosti mora biti jednaka jedinici. Niz vrijednosti koje prima slučajna varijabla može biti i beskonačan ($n \rightarrow \infty$). Skup svih parova $\{x_i, p(x_i)\}$, $i=1,2, \dots, n$, tvori razdiobu (distribuciju) slučajne varijable x . Pravilo po kojem svakoj vrijednosti x_i pripada vjerojatnost $p(x_i)$ definira se kao funkcija vjerojatnosti slučajne varijable x . Kako je već prije rečeno, osim izrazitih skupova u novije vrijeme se u

analizi prijenosnih mreža koriste i neizraziti skupovi. Neizraziti skupovi predstavljaju poopćenje izrazitih skupova na način da se dozvoljava da stupanj pripadnosti slučajne varijable skupu može poprimiti bilo koju vrijednost unutar intervala $[0,1]$, za razliku od izrazitih skupova gdje slučajna varijabla može biti unutar skupa ili izvan skupa (ne pripada skupu), tj. stupanj njene pripadnosti ima vrijednost 1 ili 0.

Općenito neka postoji univerzalni skup X čiji su elementi slučajne varijable x ($x \in X$). Element x pripada ili ne pripada izrazitom podskupu A . Pri tom je A podskup X ($A \subseteq X$). Pripadnost podskupu se može označiti s 1, a nepripadnost s 0. Ovo se može napisati na slijedeći način $A = \{(x, 1) \mid x \in X\}$, odnosno skraćeno $A = \{x \mid x \in X\}$. Neizraziti podskup \underline{A} je podskup X ($\underline{A} \subseteq X$). Pri tom stupanj pripadnosti elementa x podskupu \underline{A} može poprimiti bilo koju vrijednost unutar intervala $[0,1]$. Ovo se može napisati kao $\underline{A} = \{(x, \mu_{\underline{A}}(x)) \mid x \in X\}$. $\mu_{\underline{A}}(x)$ se naziva stupnjem pripadnosti ili funkcijom pripadnosti elementa x podskupu \underline{A} . Suma svih stupnjeva pripadnosti elemenata u neizrazitom skupu ne mora biti jednaka jedinici. Primjena neizrazitih skupova vezana je za modeliranje problema u elektroenergetskom sustavu koji su karakterizirani nepreciznim i dvosmislenim informacijama. Generalno se može reći da je to: u procesima gdje je involvirana ljudska interakcija (ljudsko rezoniranje ili intuitivno razmišljanje), kod ekspertnog definiranja pravila po kojima se ponaša analizirani sustav i pri tom su relevantne varijable elementi neizrazitih skupova, te kada se ne može definirati egzaktni matematički model ili je toliko složen da je praktički neupotrebljiv.

Stohastički pristup podrazumijeva analizu velikog broja mogućih scenarija i zahtjeva mnogo vremena za računanje, a rezultat u pravilu nije jednoznačan. Najčešće upotrebljavana metoda je metoda Monte-Carlo simulacije ili njene izvedenice.

Ekonomski faktori

U tržišnim uvjetima transakcije između financijskih entiteta su u pravilu definirane tržišnim zakonitostima. U skladu s tim financijske transakcije, koje su ulazne varijable kod raznih analiza prijenosne mreže, su po svom karakteru slučajne varijable. One su u većini slučajeva međusobno stohastički nezavisne. Pri tom se od prijenosnih kompanija očekuje da kontinuirano poboljšavaju financijske efekte tj. posluju uspješno i to uz što je god moguće veću stopu profita, odnosno povrata kapitala investitorima (neposredni dioničari, dioničarski investicijski fondovi, vlada i dr.) uz istovremeno poboljšavanje ili barem održavanje dostignutog nivoa pouzdanosti prijenosne mreže. Ovo rezultira pojavom krucijalnog pitanja: što i kada treba napraviti u prijenosnoj mreži?

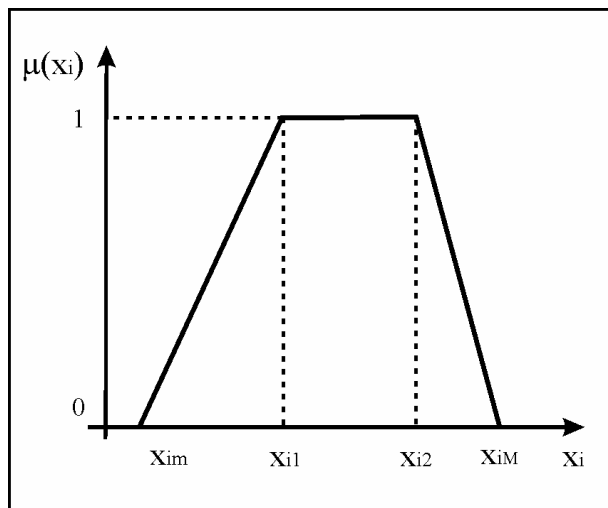
Ekonomske varijable (troškovi, odnosno cijene), koje su ulazne veličine modela planiranja razvoja prijenosne mreže u tržišnim uvjetima, mogu se podijeliti u slijedeće osnovne grupe:

- troškovi izgradnje novog elementa prijenosne mreže,
- troškovi pojačavanja postojećeg elementa prijenosne mreže,
- cijena kapitala (stopa povrata),
- cijena prostora za izgradnju novog elementa prijenosne mreže,
- troškovi zaštite okoliša,
- troškovi goriva,
- cijena isporučene električne energije,
- cijena neisporučene električne energije,
- itd.

Analogno se mogu prikazati i drugi prije spomenuti ekonomski faktori. U kojem obliku će one biti prikazane kao ulazne veličine ovisi o tome koristi li se kod analize teorija izrazitih ili neizrazitih skupova.

Ako se koristi teorija izrazitih skupova, onda se ove veličine prikazuju pomoću očekivanih (prosječnih ili srednjih) vrijednosti (x_o), standardnih devijacija (σ), funkcija vjerojatnosti ($f(x)$), što podrazumijeva poznavanje tipova distribucija i očekivanih gornjih (x_M) i donjih (x_m) limita. Budući da je u nekim slučajevima teško egzaktno definirati o kojim se distribucijama radi tada se pretpostavlja da se slučajne varijable ponašaju po normalnoj razdiobi. Ako se koristi simulacijski model onda se generatorom pseudoslučajnih brojeva uzimaju vrijednosti ovih slučajnih varijabli.

Koristi li se teorija neizrazitih skupova onda se stohastičke veličine prikazuju pomoću funkcije pripadnosti varijable neizrazitom skupu i očekivanih gornjih i donjih limita. Funkcije pripadnosti mogu imati razne oblike. U dosadašnjoj praksi najčešće su se koristili trapezni i trokutni oblici. Na slijedećoj slici je prikazan trapezni oblik.



Slika 33 Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu

Prikazana funkcija pripadnosti ima svoju matematičku formu:

$$\mu(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{za } x_i \leq x_{im} \\ \frac{1}{x_{i1} - x_{im}} (x_i - x_{im}) & \text{za } x_{im} \leq x_i \leq x_{i1} \\ 1 & \text{za } x_{i1} \leq x_i \leq x_{i2} \\ \frac{1}{x_{i1} - x_{iM}} (x_i - x_{iM}) & \text{za } x_{i2} \leq x_i \leq x_{iM} \\ 0 & \text{za } x_i \geq x_{iM} \end{cases} \quad (35)$$

Tehnički faktori

Analize prijenosne mreže (tokovi snaga, optimalni tokovi snaga, kratki spoj, stabilnost i dr.) provode se na odgovarajućim modelima. Ovi modeli zahtijevaju poznavanje topologije mreže te odgovarajuće tehničke podatke elemenata (vodova, transformatora, kompenzacijskih uređaja, generatora, zaštitnih releja itd.). Pored podataka mreže potrebno je poznavati i ostale pogonske podatke kao što su: opterećenja u čvorovima, angažiranje agregata, položaj regulacijske sklopke kod transformatora s uzdužnom ili poprečnom regulacijom itd. Pri tom treba uzeti u obzir i susjedne prijenosne mreže. Kod determinističkog pristupa podrazumijeva se da su ulazni podaci egzaktni i u skladu s tim dobiveni rezultati će biti egzaktni. Međutim, topološka struktura analiziranog sustava je u funkciji raspoloživosti njegovih elemenata. Predviđanje opterećenja u čvorištima povezano je s većom ili manjom nesigurnošću, kao i svako drugo prognoziranje. Angažiranje agregata je povezano s hidrološkom neizvjesnošću, ako se radi o hidroagregatima, odnosno s cijenom goriva i cijenom električne energije na otvorenom tržištu. Općenito se nesigurnosti modeliranja prijenosne mreže mogu podijeliti u tri osnovne grupe:

- topološka,
- vremenska,
- numerička.

Topološka nesigurnost je u funkciji pouzdanosti elemenata mreže, odnosno njihovoj raspoloživosti. Procjena pouzdanosti temelji se na analizama ispada pojedinih elemenata. Numerički prikaz raspoloživosti elemenata definira se s pripadnim vjerojatnostima da će biti u pogonu. Budući da je riječ o izrazitom skupu onda je:

$$p_i + q_i = 1 \quad (36)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_g.$$

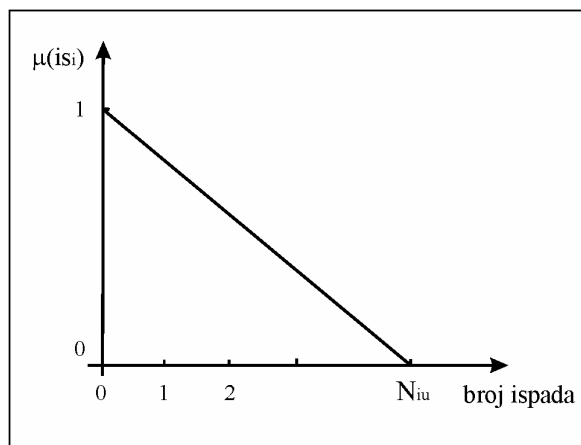
gdje je:

- p_i - raspoloživost i -tog elementa,
- q_i - neraspoločivost i -tog elementa,
- N_g - ukupni broj elemenata mreže.

Kod korištenja simulacijskog modela odabir da li će neki element biti u pogonu (raspoloživ) vrši se generatorom pseudoslučajnih brojeva jedinične uniformne razdiobe.

Primjenom teorije neizrazitih skupova mogu se uzeti u analizu različiti ukupni brojevi ispada (npr. u jednoj godini, ali to može biti i za bilo koji drugi vremenski period) na način da svaki od njih ima svoju vrijednost pripadnosti neizrazitom skupu. Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada nekog i -tog elementa u nekom vremenskom periodu obično se prikazuje kao na slici 34.

Pri tom se ovim ispadima mogu pridružiti i pripadna trajanja. N_{iu} je ukupni broj ispada i -tog elementa u nekom vremenskom periodu. Analizirajući sliku 34 uočava se jedna nelogičnost s obzirom na kontinuiranost broja ispada. Naime, ukupan broj ispada jednak npr. 1.5 fizikalno nema smisla. Stoga je u modelu broj ispada definiran kao cjelobrojna vrijednost, pa do spomenute nelogičnosti ne može doći.



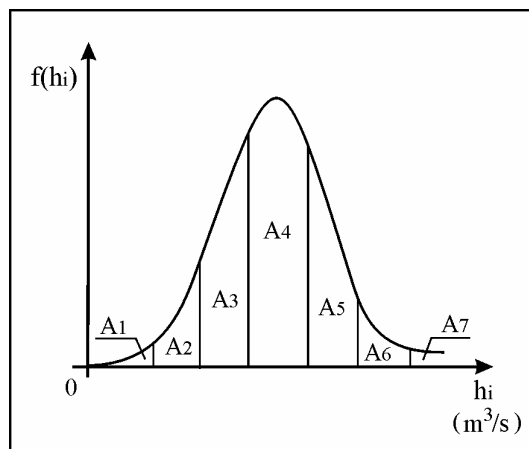
Slika 34 Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada elementa

Numerička nesigurnost odnosi se na nepreciznost ulaznih podataka. Najveća nesigurnost podataka odnosi se na opterećenja čvorišta, lokacije i snage budućih izvora (više termoelektrane nego hidroelektrane), te moguće tranzite. Prognoziranje opterećenja (maksimalnog, minimalnog ili nekog drugog) zahtjevan je i težak zadatak zbog toga što se opterećenje sastoji od mnogo komponenti (vrsta trošila) o kojima nema detaljnih informacija vezanih za njihove karakteristike i broj. Osim analize opterećenja po komponentama, moguća je i analiza opterećenja po njihovoj strukturi (kućanstva, industrija, opća potrošnja, itd.). Strukturno prognoziranje opterećenja danas se često koristi. Pri tom se obično ne zanemaruju međusobni utjecaji opterećenja struktura i njihovih pripadnih društvenih proizvoda, kao i njihove veze s ukupnim društvenim proizvodom. Prognoziranje opterećenja, kako ukupnog tako i po strukturama, svodi se na predviđanje njihovih trendova porasta. Trend porasta se mijenja unutar analiziranog vremenskog intervala. Ako se radi o dugoročnim analizama, onda je ovaj interval najčešće dulji od 15 godina.

Godišnji porast opterećenja može se tretirati kao element izrazitog ili neizrazitog skupa. Ako se uzima kao element izrazitog skupa, onda se prikazuje pomoću očekivane vrijednosti (r_o) i standardne devijacije (σ_r). Pri tom se najčešće uzima da je distribuiran po normalnoj razdiobi. Razmatrano opterećenje može biti radnog (MW) ili reaktivnog (Mvar) karaktera.

Koristi li se teorija neizrazitih skupova, onda se promatrane veličine prikazuju pomoću funkcije pripadnosti varijable neizrazitom skupu i očekivanih gornjih i donjih ograničenja. Funkcije pripadnosti mogu imati razne oblike. Trapezni oblik funkcije pripadnosti opterećenja pripadnom neizrazitom skupu radnog ili reaktivnog opterećenja ima formu kao na slici 33.

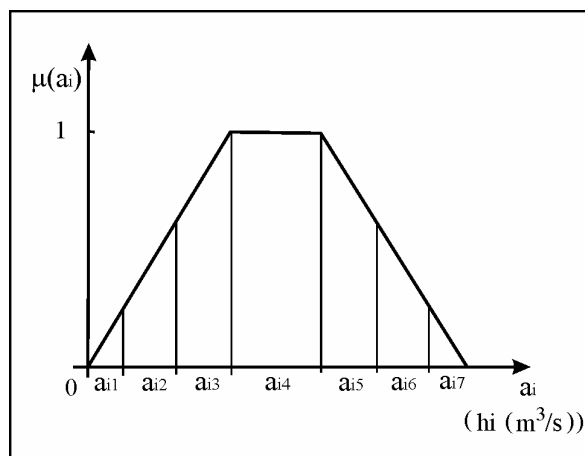
Angažiranje agregata ovisi o predviđenom opterećenju, razmjenama, hidrologiji, cijenama goriva, raspoloživosti, te o njihovoj pogonskoj karti. Izvoz ili uvoz mogu se razmatrati na isti način kao i opterećenje. Ovisnost angažiranja agregata o hidrologiji je kod hidroelektrana direktna, dok je kod termoelektrana indirektna. Do sada je sve to bilo u funkciji ekonomskog dispečinga. Međutim, restrukturiranjem elektroenergetskog sektora i formiranjem tržišta električne energije nema više društveno optimalnog angažiranja agregata, već će angažiranje agregata biti vezano za direktne ugovore s potrošačima ili trgovcima (bilateralni ugovori) i o ponuđenoj cijeni na otvorenom tržištu električne energije (burzi). Dosadašnje analize pokazuju da je hidrologija (na godišnjem nivou) riječnog sliva na prostoru Hrvatske distribuirana po logaritamsko-normalnoj razdiobi (slika 35).



Slika 35 Logaritamsko-normalna razdioba dotoka (hidrologije)

U hrvatskoj praksi uobičajeno je da se hidrologija (dotok - m^3/s) tretira kao: ekstremno suha ($A_1=0.05$), vrlo suha ($A_2=0.1$), suha ($A_3=0.2$), normalna ($A_4=0.3$), vlažna ($A_5=0.2$), vrlo vlažna ($A_6=0.1$) i ekstremno vlažna ($A_7=0.05$). Pri tom A_i , $i=1,2, \dots, 7$., predstavlja pripadne vjerojatnosti pojave. U zemljama s više riječnih slivova potrebno je pored poznavanja distribucije pojedinog sliva poznavati i matricu s pripadnim koeficijentima korelacije (matrica kovarijanci). Ova problematika može se analizirati pomoću teorije neizrazitih skupova. U skladu s tim potrebno je definirati funkcije pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije. One mogu izgledati kao na slici 36. Pri tom se može uvesti lingvistička varijabla (a_i , $i=1, 2, \dots, N_{sl}$, gdje je N_{sl} ukupni broj slivova). Ova varijabla može poprimiti bilo koju vrijednost. U skladu s prije izloženim ona bi u našem slučaju imala sedam vrijednosti i to: a_{i1} ="ekstremno suha", a_{i2} ="vrlo suha", a_{i3} ="suha", a_{i4} ="normalna", a_{i5} ="vlažna", a_{i6} ="vrlo vlažna" i a_{i7} ="ekstremno vlažna". Pomoću lingvističkih varijabli može se definirati i međusobni hidrološki odnosi pojedinih slivova.

Analiziraju li se cijene goriva (ugljena, plina, nafte i dr.) tokom proteklih godina uočava se njihova varijabilnost. Zbog konačnosti raspoloživih količina fosilnih goriva za očekivati je da će njihova srednja (očekivana) godišnja cijena u buduće sve više rasti, što se također može modelirati kao element izrazitog ili neizrazitog skupa.



Slika 36 Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije

6.2. Istosmjerni tokovi snaga s optimalnim angažmanom elektrana

Probabilistička simulacija opisana u idućem poglavlju zasniva se na stohastički modeliranim ulaznim podacima, proračunima istosmjernih tokova snaga i Monte-Carlo simulaciji. U ovom poglavlju prikazane su osnovne matematičke postavke istosmjernih tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana (u nastavku teksta – optimalni tokovi snaga).

U osnovnom problemu tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana optimizacija se vrši minimiziranjem troškova proizvodnje električne energije [38]. Tako postavljen problem istovjetan je ekonomskom dispečingu ali uvažavajući ograničenja koja nastaju u mreži (dozvoljena opterećenja grana, naponske prilike, gubici i sl.). Problem optimalnih tokova snaga moguće je postaviti i s obzirom na minimizaciju gubitaka aktivne snage u mreži, gubitaka reaktivne snage, minimizacije reaktivne snage ili međusobne kombinacije ovih veličina. Ukoliko se u problem optimalnih tokova snaga uvedu ograničenja u svezi sigurnosti govori se o sigurnosnim optimalnim tokovima snaga (*eng. Security Constrained Optimum Power Flow - SCOPF*). Proračuni se pojednostavljaju (time i ubrzavaju) ukoliko se koriste istosmjerni (DC) tokovi snaga, što je povoljniji pristup budući da se kasnije opisana probabilistička simulacija rada EES zasniva na velikom broju proračuna istosmjernih tokova snaga sa stohastički definiranim ulaznim podacima.

Kod istosmjernih tokova snaga vrijede slijedeće relacije:

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (37)$$

gdje su P_i injekcija u čvor i , x_{ij} reaktancija grane između čvorova i, j te θ kut napona u čvoru i odnosno j .

Izraz (37) napisan u matričnom obliku izgleda:

$$[P_i] = [B_{ij}] \cdot [\theta_i] \quad (38)$$

$$[\theta_i] = [X_{ij}] \cdot [P_i] \quad (39)$$

gdje su $[B_{ij}]$ i $[X_{ij}]$ matrice susceptancija odnosno reaktancija čvorova. Radne otpore u mreži zanemarujemo te pretpostavljamo da su moduli napona u svim čvorovima mreže jednaki te da je razlika kutova napona između susjednih čvorova dovoljno mala.

Problem optimalnih tokova snaga postavljen je na slijedeći način [38]:

$$\text{Min} \left[\sum C_i(P_{Gi}) - \sum_i W_i(P_{Ei}) \right] \quad (40)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (40a)$$

$$[B] \cdot [\theta_i] - [P_{Gi} - P_{Ei}] = [-P_{Di}] \quad (40b)$$

$$\frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) + s_{ij} = P_{ij}^{\max} \quad (40c)$$

gdje su:

$C_i(P_{Gi})$ - funkcija troškova proizvodnje generatora (ponuda generatora na tržištu)

- $W_i(P_{Ei})$ - funkcija cijene koju je potrošač voljan platiti za snagu P_{Ei} (zanemaruje se ukoliko se ne uzima u obzir cjenovna elastičnost potrošnje)
 P_{Gi} - djelatna snaga generatora u čvoru i
 P_{Di} - iznos tereta (opterećenja) u čvoru i
 $P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$ - minimalna i maksimalna snaga generatora u čvoru i
 θ_i, θ_j - kutevi napona u čvorovima i, j
 s_{ij} - dodatna varijabla u granicama $0 - 2P_{ij}^{\max}$
 P_{ij}^{\max} - maksimalno dozvoljena djelatna snaga vodom između čvorova i, j

Ukoliko se u obzir uzimaju pojedinačni ispadi grana u mreži (n-1 kriterij) uvodi se dodatno ograničenje:

$$\frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) + LODF_{ij, mn} \cdot \frac{1}{x_{mn}}(\theta_m - \theta_n) + s_{ij, mn} = 1.1 \cdot P_{ij}^{\max} \quad (40d)$$

gdje je $LODF_{ij, mn}$ distribucijski faktor ispada elementa mreže koji govori koliki dio djelatne snage koja je tekla između čvorova (zona) m, n nakon ispada poveznice između tih zona teče vodom između i, j a računa se prema izrazu (40e).

$$LODF_{ij, mn} = \frac{N_{mn} \cdot x_{mn}}{N_{ij} \cdot x_{ij}} \cdot \frac{(X_{im} - X_{in} - X_{jm} + X_{jn})}{[N_{mn} \cdot x_{mn} - (X_{mm} + X_{nn} - 2X_{mn})]} \quad (40e)$$

gdje su N_{ij} i N_{mn} broj grana koji povezuje zone (čvorove) i, j odnosno m, n ; X_{im} je član matrice reaktancija čvorova u i -tom retku i m -tom stupcu (analogno i za X_{in} i dr.); x_{ij} odnosno x_{mn} su reaktancije grana koji povezuju zone (čvorove) i, j te m, n . Dodatna snaga koja teče između zona (čvorova) i, j ($\Delta P_{ij, mn}$) nakon ispada grane $m-n$ kojom je tekla snaga P_{mn} dana je izrazom (40f):

$$\Delta P_{ij, mn} = LODF_{ij, mn} \cdot P_{mn} \quad (40f)$$

U kasnije opisanoj probabilističkoj simulaciji EES ograničenje (40d) se ne koristi budući da se uklopno stanje mreže modelira stohastički pa nema potrebe promatrati pojedinačne ispade u mreži. Ukoliko se želi smanjiti broj modeliranih nesigurnosti (time i potreban broj proračuna istosmjernih tokova snaga) mogu se promatrati pojedinačni ispadi svih grana i koristiti izraz (40d) kao ograničenje u problemu optimalnih tokova snaga.

U izrazu (40) nejednakost (40a) predstavlja ograničenja djelatnih snaga generatora, jednakost (40b) predstavlja jednadžbe istosmjernih tokova snaga, a (40c) ograničenja tokova djelatne snage kroz grane. Detaljan izvod gornjeg algoritma sadržan je u [39].

6.3. Probabilistička simulacija

Opisana se probabilistička simulacija zasniva na stohastički modeliranim ulaznim podacima za proračun, Monte-Carlo simulaciji, velikom broju proračuna istosmjernih optimalnih tokova snaga i odgovarajućim optimizacijskim algoritmom za određivanje minimalne redukcije opterećenja. Metoda je opisana općenito, ali je naglasak stavljen na pojednostavljenja s obzirom na osnovni cilj ovog istraživanja, a to je određivanje prioriteta za zamjene i rekonstrukcije mreže u kratkoročnom vremenskom razdoblju.

U pripremi podataka za proračun prikupljaju se osnovni parametri jedinica prijenosne mreže, statistički se obrađuju podaci o njihovoj raspoloživosti iz statistike pogonskih događaja, vrši se procjena njihove nerasploživosti u promatranom budućem razdoblju, zatim se određuje očekivana vrijednost vršnog opterećenja sustava i pripadna standardna devijacija, oblik godišnje krivulje trajanja opterećenja te struktura i parametri budućih (lokacije, maksimalne snage, troškovi proizvodnje) i sadašnjih (instalirana snaga, troškovi proizvodnje) proizvodnih postrojenja na tržištu.

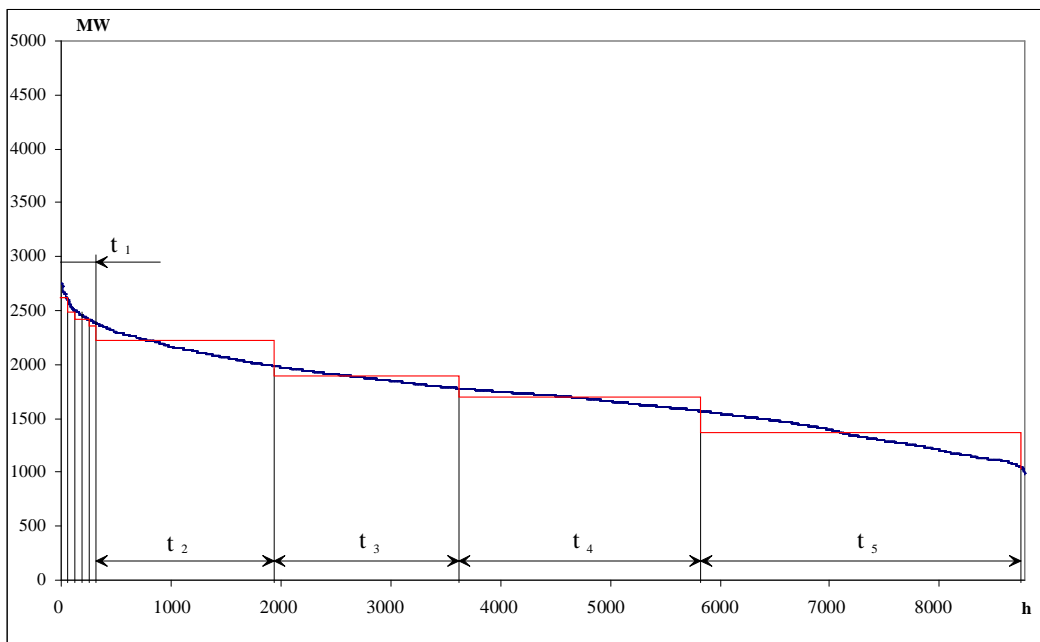
Prijenosna mreža je definirana topologijom, odnosno popisom čvorišta i grana. Svaka grana je određena svojom impedancijom (r, x), nerasploživošću (q) i maksimalno dozvoljenim opterećenjem u normalnim (I_{max}) i izvanrednim uvjetima (I_{max20}). Obično se uzima da je u izvanrednim uvjetima dozvoljeno 20 % veće opterećenje u trajanju od 20 do 30 minuta.

$$I_{max20} = 1,2 \cdot I_{max} \quad (41)$$

Generatorom pseudoslučajnih brojeva uniformne razdiobe svakoj jedinici 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 nerasploživosti promatrane jedinice sustava, pridružuje mu se stanje uklopljeno (slučajno generirani broj veći od zadane nerasploživosti jedinice sustava) ili isklopljeno (slučajno generirani broj manji od zadane nerasploživosti jedinice sustava).

Opterećenje i potrošnja po svakom čvorištu je definirana vršnim opterećenjem i oblikom godišnje krivulje trajanja opterećenja koja se opisuje nizom koeficijenata. Zbog pojednostavljenja, a da se ne gubi fizikalni smisao, u daljnjim analizama pretpostavlja se da je oblik krivulje jednak za sva čvorišta u mreži. Očekivana vrijednost vršnog opterećenja rezultat je posebnih studija u kojima se promatra niz faktora koji utječu na potrošnju električne energije (bruto društveni proizvod, udio pojedinih gospodarskih sektora u stvaranju domaćeg proizvoda, utjecaj energetske intenzivne industrije, struktura i karakteristike trošila i drugo). Standardnom devijacijom uzimaju se u obzir nesigurnosti u predviđanju, utjecaj klimatskih faktora te nesigurnosti u priključku novih potrošača na mrežu. Godišnja krivulja trajanja opterećenja dijeli se na određeni broj dijelova konstantnog opterećenja (P) i vremena trajanja (t) – slika 37.

Pretpostavlja se da je opterećenje za svaki aproksimirani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja proporcionalno raspoređeno na čvorove u kojima se modelira teret (ponor snage). Funkcija vjerojatnosti opterećenja definira se u skladu s normalnom razdiobom pa se opterećenja čvorova određuju generatorom pseudoslučajnih brojeva normalne razdiobe.



Slika 37 Aproksimacija godišnje krivulje trajanja opterećenja

Opterećenja čvorova (P_i) i interval mogućih vrijednosti koje poprima slučajna varijabla P_i definirani su na slijedeći način:

$$P_i = \varepsilon \cdot P_0 \quad (42)$$

$$P_{i\max} = P_i \cdot (1 + b \cdot \sigma) \quad (42a)$$

$$P_{i\min} = P_i \cdot (1 - b \cdot \sigma) \quad (42b)$$

gdje je:

P_0 - očekivana vrijednost opterećenja čvora i u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava,

ε - faktor koji definira promatrani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja ($P_{\min}/P_{\max} < \varepsilon < 1$),

$P_{i\max}$ - gornja granica koju može poprimiti slučajna varijabla P_i ,

$P_{i\min}$ - donja granica koju može poprimiti slučajna varijabla P_i ,

σ - standardna devijacija,

b - faktor koji određuje područje unutar kojega se kreće opterećenje kod normalne razdiobe.

Ukupno opterećenje sustava za promatranu razinu godišnje krivulje trajanja opterećenja jednako je zbroju opterećenja svih čvorova u kojima je modeliran teret:

$$P = \sum_i P_i \quad (43)$$

Godišnju krivulju trajanja opterećenja prikazanu slikom 37 dijelimo na pet karakterističnih dijelova kojima pridružujemo različite neraspoloživosti grana mreže i elektrana:

- vršna opterećenja predstavlja dio krivulje u trajanju od t_1 , a pridružuju joj se samo prisilni ispadi grana i elektrana,

- visoka zimska opterećenja predstavlja dio krivulje u trajanju od t_2 , a pridružuju joj se samo prisilni ispadi grana i elektrana,
- visoka ljetna opterećenja predstavlja dio krivulje u trajanju od t_3 , a pridružuju joj se ukupni ispadi grana i elektrana (prisilni i planirani zastoji),
- niska zimska opterećenja predstavlja dio krivulje u trajanju od t_4 , a pridružuju joj se samo prisilni ispadi grana i elektrana,
- niska ljetna opterećenja predstavlja dio krivulje u trajanju od t_5 , a pridružuju joj se ukupni ispadi grana i elektrana (prisilni i planirani zastoji).

Svaka proizvodna termo jedinica određuje se 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 (iako ju je moguće statistički modelirati koristeći odgovarajuću funkciju razdiobe ovisno o statističkim podacima o dotocima), 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 je 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.

$$t_{\max TE} \leq \mu \leq 10 \cdot t_{\max TE} \quad (44)$$

gdje su:

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

μ - troškovi dodatne hidroproizvodnje uzrokovani neplaniranim pražnjenjem akumulacija

Proizvodna postrojenja mogu se stohastički modelirati (lokacije, snage i troškovi proizvodnje) pomoću odgovarajućih funkcija razdiobe (poglavlje 5), ali za potrebe određivanja prioriteta za zamjene i rekonstrukcije jedinica mreže u kratkoročnom razdoblju možemo pretpostaviti da je plan izgradnje novih elektrana i izlaska iz pogona postojećih elektrana poznat. Angažman proizvodnih postrojenja za svaki scenarij također je moguće stohastički modelirati na način da se mogući angažman hidroelektrana (P_{HE}) određuje generatorom pseudoslučajnih brojeva logaritamsko-normalne razdiobe, dok se troškovi proizvodnje termoelektrana određuju pretpostavljajući da se isti ponašaju u skladu s normalnom razdiobom vjerojatnosti, pa se koristi generator pseudoslučajnih brojeva normalne razdiobe (ukoliko se modeliraju i vjetroelektrane u sustavu nužno je njihov angažman izraziti ovisno o funkciji vjerojatnosti brzine vjetra).

Nakon određivanja stanja izgrađenosti proizvodnih postrojenja i troškova njihove proizvodnje (uzimaju se u obzir samo varijabilni troškovi) vrši se proračun istosmjernih optimalnih tokova snaga pri čemu se radi pojednostavljenja zanemaruje funkcija cjenovne elastičnosti opterećenja, ali se dodaje dodatni član koji predstavlja troškove dodatne hidroproizvodnje. Izraz (40) i ograničenja (40a-40c) mogu se tada napisati kao:

$$\text{Min} \left[\sum_i C_i(P_{Gi}) + \mu \sum_i H_i \right] \quad (45)$$

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (45a)$$

$$0 \leq H_i \leq H_{i \max} \quad (45b)$$

$$[B] \cdot [\theta_i] - [P_{Gi}] = [-P_{Di}] \quad (45c)$$

$$\frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) + s_{ij} = P_{ij}^{\max} \quad (45d)$$

gdje su u odnosu na izraz (40) dodatno uvedeni:

- H_i - dodatna hidroproizvodnja u čvorištu i uzrokovana neplaniranim pražnjenjem akumulacija,
 $H_{i \max}$ - maksimalna hidroproizvodnja u čvorištu i

Topološka se nesigurnost (uklopno stanje generatora, vodova i transformatora) uzima u obzir korištenjem generatora pseudoslučajnih brojeva uniformne razdiobe koji se koriste za svaku jedinicu mreže (ukoliko je pseudoslučajni broj u intervalu od $0 \div p_{ij}$ vod/transformatore je u pogonu, ukoliko je pseudoslučajni broj u intervalu od $p_{ij} \div 1$ vod/transformatore je van pogona, p_{ij} je raspoloživost promatranog elementa; analogan je postupak za generatore). Prema tome, u svakoj simulaciji potrebno je generirati matricu susceptancija čvorova $[B]$ sa slučajno određenim elementima ovisno o uklopnom stanju grana.

Rješenje problema istosmjernih optimalnih tokova snaga (40) ili (45) daje dispečing elektrana u otvorenom tržištu električne energije (primjereno za tržišta organizirana po principima burze), na osnovu rastućih troškova proizvodnje uvažavajući ograničenja koja nastaju u mreži sa slučajno odabranim uklopnim stanjem svih grana i generatora. Ukoliko za neko pogonsko stanje nije moguće naći rješenje problema istosmjernih optimalnih tokova snaga (preopterećenje grane se ne može otkloniti preraspodjelom angažmana elektrana), potrebno je odrediti minimalnu redukciju opterećenja u mreži kako bi opterećenje svih grana ostalo unutar dozvoljenih granica. U tu se svrhu koristi slijedeći izraz:

$$\text{Min} \left[\sum_i C_i(P_{Gi}) + \mu \sum_i H_i + \sum_i c_i P_{Di}^r \right] \quad (46)$$

uz dodatno ograničenje:

$$0 \leq P_{Di}^r \leq P_{Di} \quad (46a)$$

i uvažavajući ograničenja (45a) i (45c). U izrazu (42) c_i je jedinični trošak neisporučene električne energije u čvoru i , a P_{Di}^r iznos reduciranog opterećenja u čvoru i .

Za svaki aproksimirani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja izvodi se velik broj proračuna istosmjernih optimalnih tokova snaga, te se izračunavaju slijedeće prosječne vrijednosti:

Na godišnjoj razini (ispitivanjem svih dijelova godišnje krivulje trajanja opterećenja)

- matematičko očekivanje godišnje neisporučene električne energije i troškovi neisporuke električne energije,
- ukupni troškovi proizvodnje elektrana u sustavu,
- ukupni operativni troškovi rada sustava,
- procjena očekivanog marginalnog smanjenja godišnje neisporučene električne energije pri povećanju kapaciteta svake grane u mreži za 1 MW.

Za određenu razinu potrošnje (opterećenja) u sustavu

- procjena očekivane neisporučene snage,
- vjerojatnost poremećaja na svakoj grani mreže i posljedice (preraspodjela proizvodnje između elektrana ili neisporuka električne energije),
- procjenu marginalnog smanjenja neisporučene snage kod povećanja kapaciteta svake grane za 1 MW.

Dobivene rezultate moguće je razvrstati prema uzroku nastanka:

- uzrokovane nedostatkom proizvodnih postrojenja,
- uzrokovane ograničenjima u mreži.

Od interesa za priloženi rad su samo ona ograničenja uzrokovana slabostima mreže. Najvažnije veličine na temelju kojih se u kasnije opisanoj metodologiji određuje lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije su:

- ukupni godišnji očekivani troškovi neisporučene električne energije uzrokovani slabostima mreže – oznaka C_{EENS} ,
- ukupni godišnji očekivani troškovi preraspodjele angažmana elektrana (u odnosu na minimalne troškove proizvodnje do kojih bi došlo ukoliko u mreži ne bi bilo ograničenja u niti jednom ispitanom pogonskom stanju) uzrokovani slabostima mreže – oznaka C_{RDC} .

6.4. Multi-scenarijska analiza

Da bi se izbjeglo stohastičko modeliranje većeg broja ulaznih veličina moguće je primijeniti multi-scenarijsku analizu kod koje se definira više mogućih i realnih scenarija s obzirom na neku ulaznu veličinu, a zatim se vrše probabilističke simulacije za svaki scenarij i izračunavaju prosječne izlazne vrijednosti varijabli od interesa. Ukoliko su poznate vjerojatnosti nastanka pojedinačnih scenarija (p_j) označenih s j , tražena varijabla x izračunava se kao suma umnožaka izračunatih vrijednosti x u svakom scenariju i vjerojatnosti nastanka tog scenarija.

$$\bar{x} = \sum_j p_j x_j \quad (47)$$

Pristup multi-scenarijske analize koristi se kad nesigurnost promatranih varijabli nije toliko značajna, odnosno kada se njene vrijednosti mogu dobro opisati s nekoliko grupa podataka (npr. angažman hidroelektrana ovisan o hidrologiji). Pri tom je broj nesigurnosti to manji što je kraće razdoblje planiranja ili analize. Najmanji broj nesigurnosti, a time i najmanji broj potrebnih scenarija, pojavljuje se kod kratkoročnog planiranja. Produljenjem razdoblja planiranja, posebno kod dugoročnog planiranja, broj nesigurnosti je znatno veći, a time i broj potrebnih scenarija. Za potrebe određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnim elektroenergetskim mrežama moguće je postaviti različite scenarije vezane za:

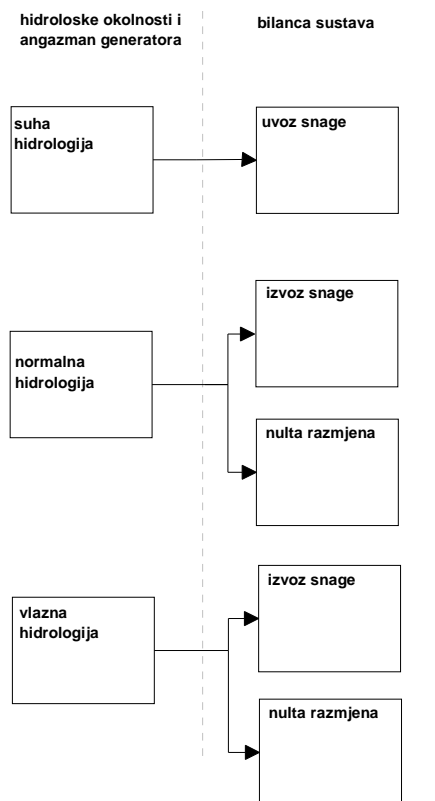
- lokacije i snage novih proizvodnih postrojenja (najčešće su poznate moguće alternative za lokacije novih elektrana te njihovih snaga),
- izlaska iz pogona postojećih proizvodnih postrojenja (svaka elektrana ima svoj očekivan broj sati rada pa je na temelju njihova korištenja u prošlosti moguće procijeniti godinu izlaska iz pogona, što ovisi i o troškovima proizvodnje električne energije, odnosno vrsti korištenog goriva),
- način angažmana proizvodnih postrojenja, odnosno njihove ponude na tržištu (ponude proizvođača električne energije u snažnoj su vezi s troškovima goriva pa je moguće procijeniti njihove ponude u budućem razdoblju analizirajući kretanja cijena odgovarajućeg goriva),
- hidrologiju (obično se analiziraju stanja suhe, normalne i vlažne hidrologije, te odgovarajući angažman protočnih i akumulacijskih elektrana povezan s različitim hidrološkim stanjima),
- visinu opterećenja (prognoze porasta opterećenja u budućnosti, kao i potrošnje električne energije obično se odnose na nekoliko mogućih slučajeva: niži porast opterećenja, referentni i viši porast opterećenja),
- bilancu sustava i razmjene snage (obično se analiziraju stanja uravnoteženog EES, uvoza i izvoza snage, najčešće u snažnoj vezi s promatranim hidrološkim stanjima),
- pravce razmjena snage i tranzita za potrebe trećih strana (mogući pravci odnosno porijeklo uvoza i izvoza snage ili energije određuju se analizama bilanci elektroenergetskih sustava u okruženju, odnosno kretanja cijene električne energije na susjednim tržištima, te je moguće postaviti različite scenarije vezane za tu vrstu nesigurnosti), i dr.

Postavljanje različitih scenarija planiranja ili analize alternativa je stohastičkom modeliranju ulaznih veličina, a primjenjuje se radi pojednostavljenja proračuna, te dobivanja točnijih i jasnijih rezultata.

Slika 38 prikazuje primjer pet scenarija za analizu kratkoročnog razdoblja (npr. unutar jedne godine) ovisnih o hidrologiji, bilanci sustava i razmjenama sa susjednim sustavima.

Na slici 39 prikazani su mogući scenariji planiranja i analize srednjoročnoj razdoblja (npr. unutar pet godina) ovisnih o hidrologiji, ponudama proizvođača na tržištu električne energije, bilanci sustava i razmjenama sa susjednim sustavima.

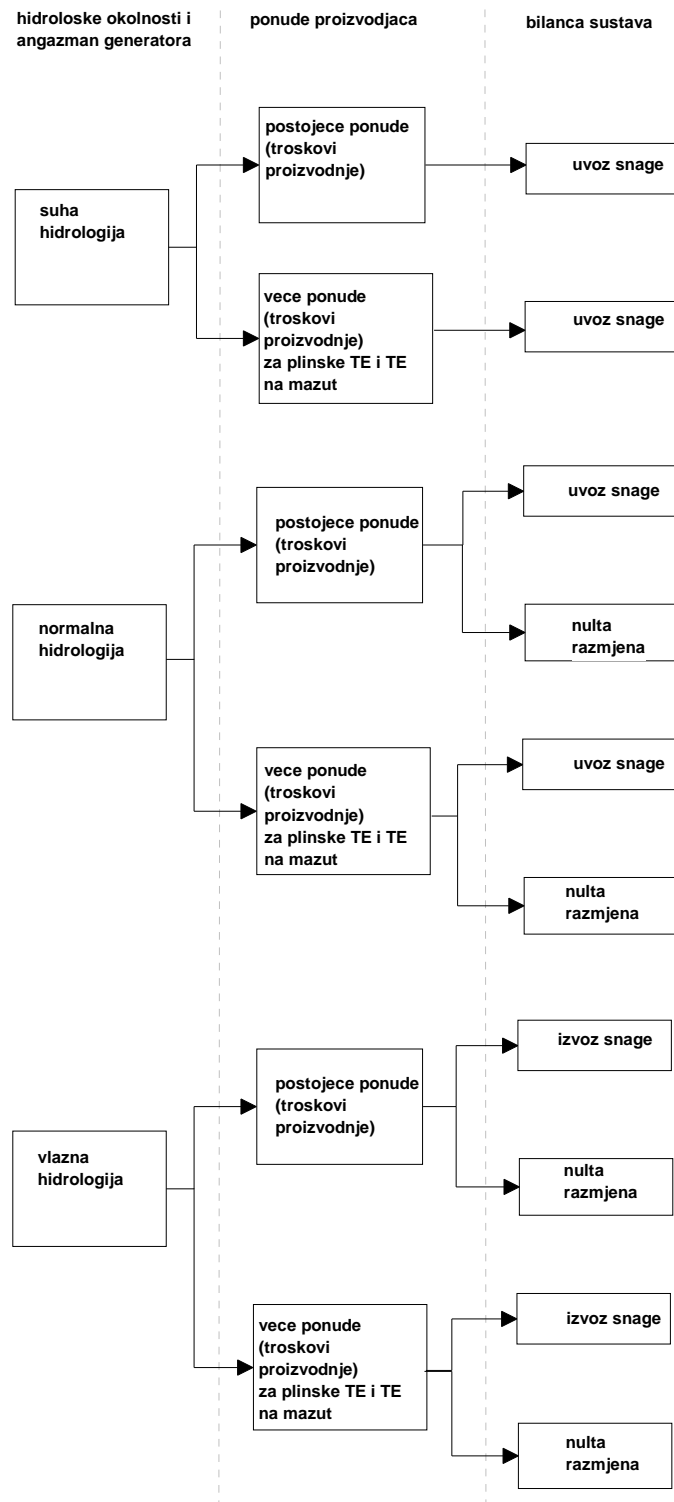
Slika 40 prikazuje scenarije kod dugoročnog planiranja (razdoblje od 10 i više godina) kada se multi-scenarijskom analizom obuhvaćaju još i nesigurnosti vezane za visinu opterećenja u sustavu te plan izgradnje elektrana, uz prethodno definirane scenarije ovisne o hidrologiji, ponudama proizvođača na tržištu električne energije, bilanci sustava i razmjenama sa susjednim sustavima.



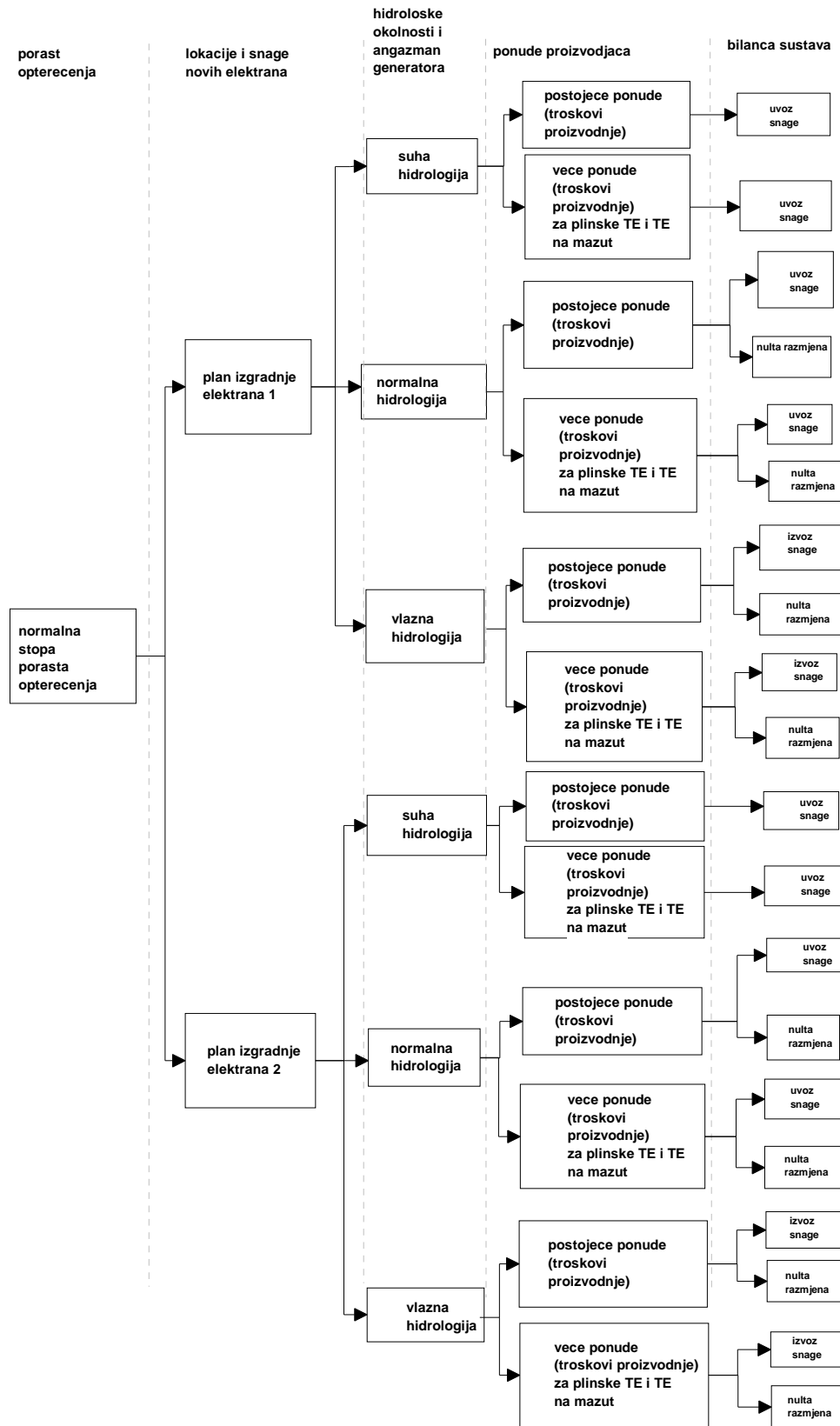
Slika 38 Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u kratkoročnom razdoblju

Na primjeru analize i planiranja unutar kratkoročnog razdoblja (slika 38) angažmani hidroelektrana ovisni o hidrološkim okolnostima iskustveno su poznati pa ih je moguće odrediti u svakom analiziranom scenariju. Uz pretpostavku da pri smanjenom angažmanu hidroelektrana snaga ne može izlaziti van razmatranog sustava, u isti se mora osigurati uvoz snage za pokrivanje opterećenja. Pri normalnoj i vlažnoj hidrologiji moguće je da sustav bude uravnotežen ili da se snaga izvozi iz sustava. Daljnje nesigurnosti vezane za porijeklo uvoza ili izvoza, tranzite mrežom i ostalo, također je moguće definirati novim scenarijima. Ukoliko promatramo više budućih godina, ukupan broj scenarija se multiplicira s brojem promatranih godina (npr. za 3 godišnje razdoblje analiziralo bi se ukupno 15 scenarija definiranih slikom 38). Scenariji mogu biti različito definirani ovisno o promatranom sustavu, a određuju se iskustvom planera.

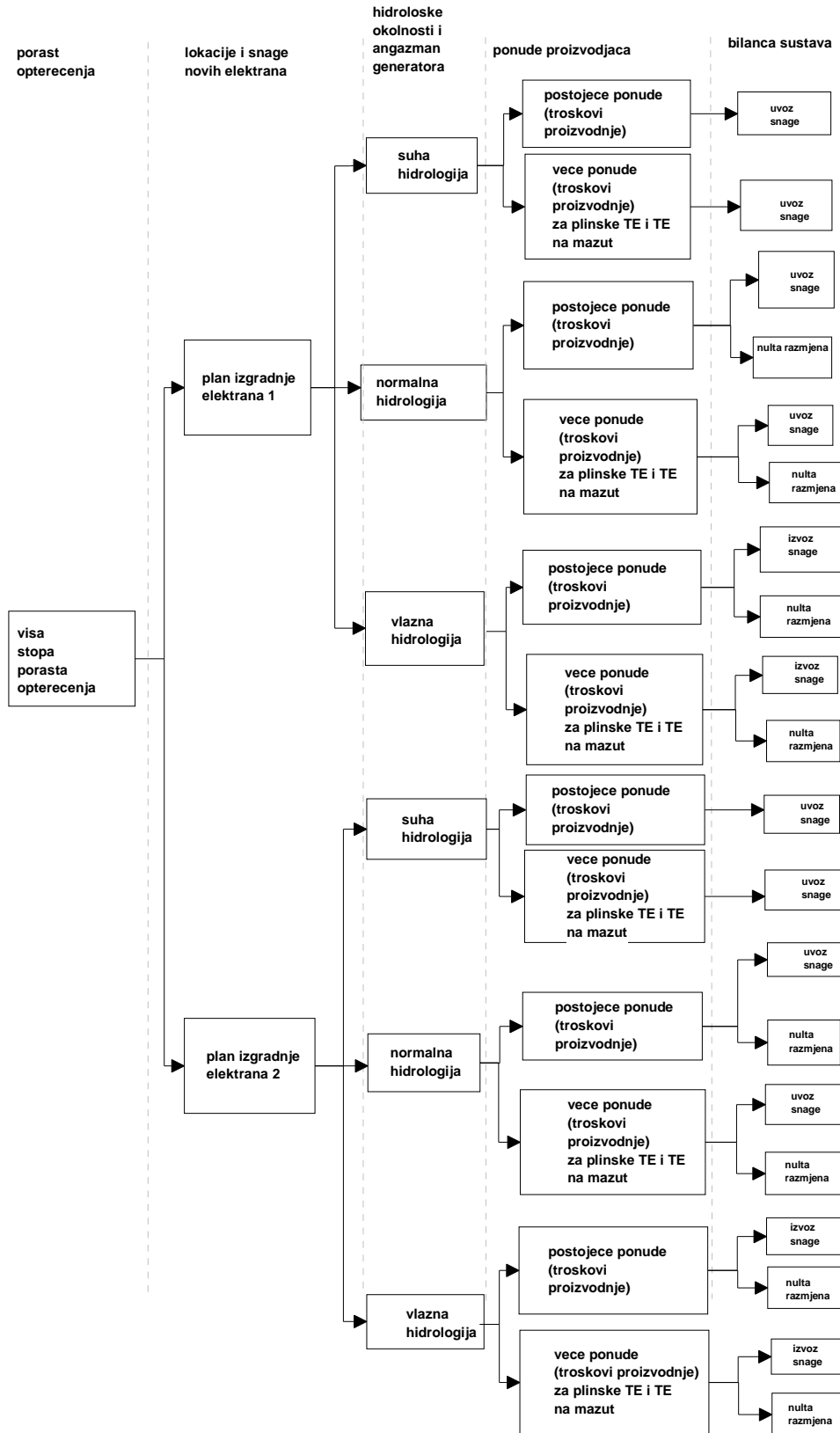
Broj scenarija u srednjoročnom razdoblju se povećava u odnosu na kratkoročno razdoblje. U primjer prikazan slikom 39 uključeno je ukupno deset scenarija ovisnih o hidrologiji, ponudama proizvođača vezanim za cijene prirodnog plina i mazuta, te bilancu sustava i razmjene snage. Dodatne scenarije moguće je postaviti još i ovisno o porijeklu uvoza i izvoza snage. Dugoročno planiranje obično uključuje i scenarije vezane za opterećenja sustava te plan izgradnje novih elektrana. Na primjeru prikazanom slikama 40a i 40b definirano je ukupno 40 scenarija ovisnih o dvije stope porasta opterećenja i dva plana izgradnje elektrana. Broj scenarija se značajno povećava ukoliko promatramo više stopa porasta opterećenja i više planova izgradnje elektrana, što vodi u potrebu stohastičkog modeliranja ulaznih podataka i napuštanje multi-scenarijske analize za promatranu varijablu.



Slika 39 Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u srednjoročnom razdoblju



Slika 40a Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u dugoročnom razdoblju – prvi dio



Slika 40b Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u dugoročnom razdoblju – drugi dio

7. METODA ZA OCJENU ULOGE I ZNAČAJA JEDINICE U PRIJENOSNOJ MREŽI

7.1. Operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava

Uloga pojedinih vodova i transformatora u prijenosnoj mreži (elektroenergetskom sustavu) određuje se multi-scenarijskom analizom i probabilističkim simulacijama rada sustava. Unutar probabilističkih simulacija stohastički se modelira samo neraspoloživost pojedinih grana i generatora, odnosno promatra se samo topološka nesigurnost, budući da je ona od najvećeg interesa za određivanje liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora. Ostale vrste nesigurnosti modeliraju se kroz multi-scenarijsku analizu. Na osnovu izračuna operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom cjelokupne godišnje krivulje trajanja opterećenja unutar promatranog kratkoročnog razdoblja određuje se utjecaj različitih razina neraspoloživosti promatranih vodova i transformatora na troškove rada sustava. Pri ocjeni uloge jedinica prijenosne mreže promatraju se svi definirani scenariji koji mogu biti ovisni o vremenskom presjeku, izgradnji novih elektrana, ponudama proizvođača, hidrološkim prilikama, bilanci sustava i drugim nesigurnostima unutar promatranog vremenskog razdoblja (poglavlje 6.4).

Očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava (oznaka OC - eng. *System Operating Costs*) sastoje se od dvije vrste troškova:

- očekivanih godišnjih troškova proizvodnje – označenih s C_P (eng. *Production Costs*),
- očekivanih godišnjih troškova neisporučene električne energije C_{EENS} (eng. *Electrical Energy Not Supplied Costs*).

$$OC_i(j) = C_{P,i}(j) + C_{EENS,i}(j) \quad (48)$$

gdje su:

- $OC_i(j)$ - ukupni očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava u godini i unutar promatranog scenarija j ,
- $C_{P,i}(j)$ - ukupni očekivani godišnji troškovi proizvodnje u godini i unutar promatranog scenarija j ,
- $C_{EENS,i}(j)$ - ukupni očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije u godini i unutar promatranog scenarija j .

Prosječni godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava za sve promatrane scenarije unutar godine dana izračunavaju se preko izraza (49) ukoliko su poznate vjerojatnosti nastanka pojedinih scenarija j , odnosno preko (50) ukoliko vjerojatnosti nisu poznate ili definirane (tada se smatra da su vjerojatnosti nastanka svih scenarija jednake).

$$\overline{OC}_i = \sum_{j=1}^{N_j} OC_i(j) \cdot p_j \quad (49)$$

gdje su:

- \overline{OC}_i - prosječni očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava u svim promatranim scenarijima j (definiranim na godišnjoj razini za promatranu godinu i),
 p_j - vjerojatnost nastanka scenarija j .

$$\overline{OC}_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_j} OC_i(j)}{N_j} \quad (50)$$

gdje je:

- N_j - broj definiranih scenarija u promatranom godini i .

Za određivanje liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži nije potrebno promatrati ukupnu godišnju razinu troškova proizvodnje i neisporučene električne energije, već samo dio tih troškova uzrokovan slabostima mreže (ostatak povećanja troškova može biti uzrokovan manjkom proizvodnih postrojenja). Povećanje očekivanih operativnih troškova rada EES radi slabosti u mreži promatra se kroz dvije vrste troškova:

- povećanje troškova radi preraspodijele angažmana elektrana u odnosu na raspored koji rezultira minimalnim ukupnim godišnjim troškovima proizvodnje, odnosno troškovi preraspodijele proizvodnje – označenih s ΔC_P ili C_{RDC} ,
- povećanje troškova radi redukcija potrošnje – označenih s ΔC_{EENS} .

$$\Delta OC_i(j) = \Delta C_{P,i}(j) + \Delta C_{EENS,i}(j) \quad (51)$$

gdje su:

- $\Delta OC_i(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava u promatranom godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži,
 $\Delta C_{P,i}(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih troškova proizvodnje u promatranom godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži (troškovi redispečinga elektrana u odnosu na ekonomski dispečing),
 $\Delta C_{EENS,i}(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih troškova neisporučene električne energije u promatranom godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži,

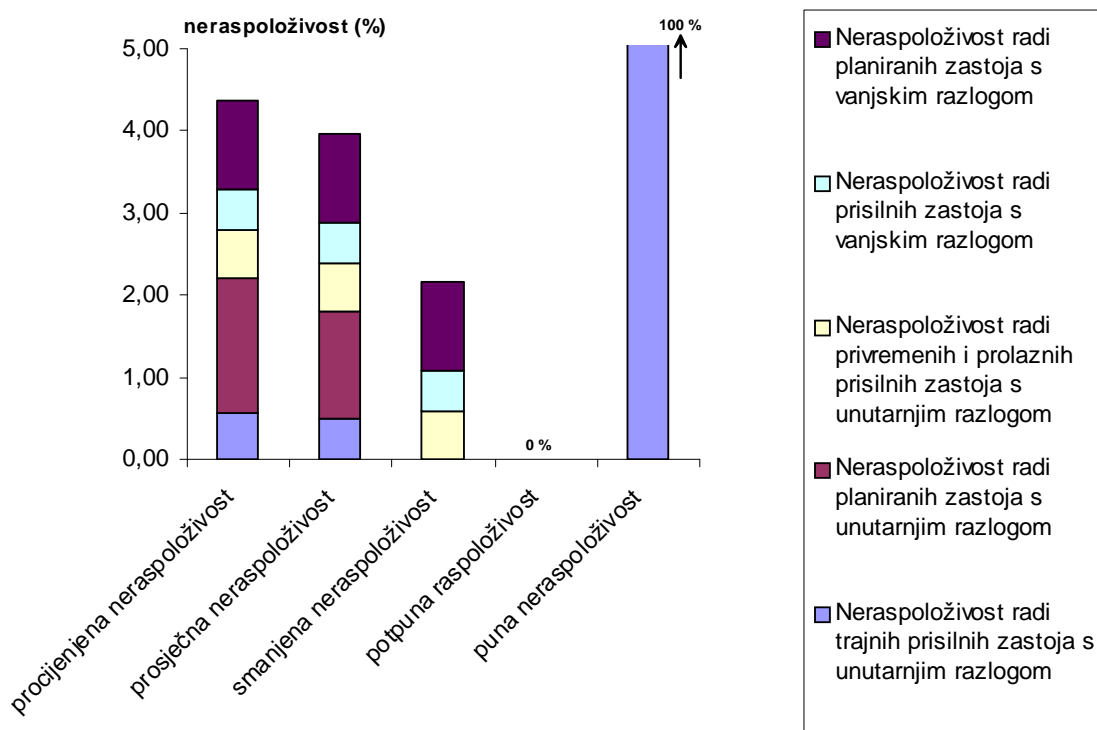
Prosječne vrijednosti za sve scenarije izračunavaju se analogno izrazu (49), odnosno (50).

Prema tome, u opisu rezultata proračuna nije potrebno navoditi ukupne operativne troškove rada elektroenergetskog sustava već samo povećanja tih troškova do kojih dolazi radi ograničenja u prijenosnoj mreži. Ograničenja u prijenosnoj mreži se u korištenoj metodi pokušavaju izbjeći prvo preraspodjelom angažmana elektrana koja rezultira minimalnim povećanjem troškova goriva ili dodatne hidroproizvodnje, a ukoliko nije moguće otkloniti ograničenje u mreži na taj način onda dolazi do redukcije potrošnje u iznosu takvom da troškovi neisporučene električne energije budu minimalni.

U svim analiziranim scenarijima pogona sustava za svaki se vod i transformator – kandidat za zamjene i rekonstrukcije, promatra pet razina njegove neraspoloživosti (slika 41), te se za svaku izračunava povećanje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada EES radi poremećaja (slabosti) u mreži:

- prosječna (vodovi i transformatori mlađi od 40 godina) ili procijenjena neraspoloživost vodova i transformatora (stariji od 40 godina), određene metodom opisanom u poglavlju 5,
- prosječna neraspoloživost svih vodova i transformatora (pa i onih starijih od 40 godina), na temelju statistike pogonskih događaja,
- reducirana neraspoloživost vodova i transformatora starijih od 40 godina nakon izvođenja zamjena i rekonstrukcija, pri čemu se neraspoloživost pojedinačnih kandidata za zamjene i rekonstrukcije određuje uz pretpostavku idealnog smanjenja na nulu trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom,
- trajna neraspoloživost voda ili transformatora (neraspoloživost 100 %),
- potpuna raspoloživost voda ili transformatora (neraspoloživost 0 %).

Uloga pojedinog voda ili transformatora ocjenjuje se na temelju povećanja troškova rada sustava uzrokovanih slabostima u mreži za sve ispitivane razine raspoloživosti promatranih vodova i transformatora.



Slika 41 Promatrane razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Za ocjenu uloge pojedinih vodova i transformatora uvode se slijedeće oznake:

$\Delta MC_{i,k}(j)$ - marginalna dobit od povećanja kapaciteta voda ili transformatora k (smanjenje operativnih troškova rada EES pri povećanju prijenosne moći voda ili prividne snage transformatora k za 1 MW) u i -toj godini, za j -ti analizirani scenarij, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži.

$\Delta OC_i(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij ovisan o modeliranim nesigurnostima, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži.

$\Delta OC_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda i transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenim statistikom pogonskih događaja.

$\Delta OC'_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda ili transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja umanjenoj za trajne prisilne i planirane zastoje s unutarnjim razlogom.

$\Delta OC_{i,kl}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu neraspoloživost voda ili transformatora k .

$\Delta OC_{i,ko}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu raspoloživost voda ili transformatora k .

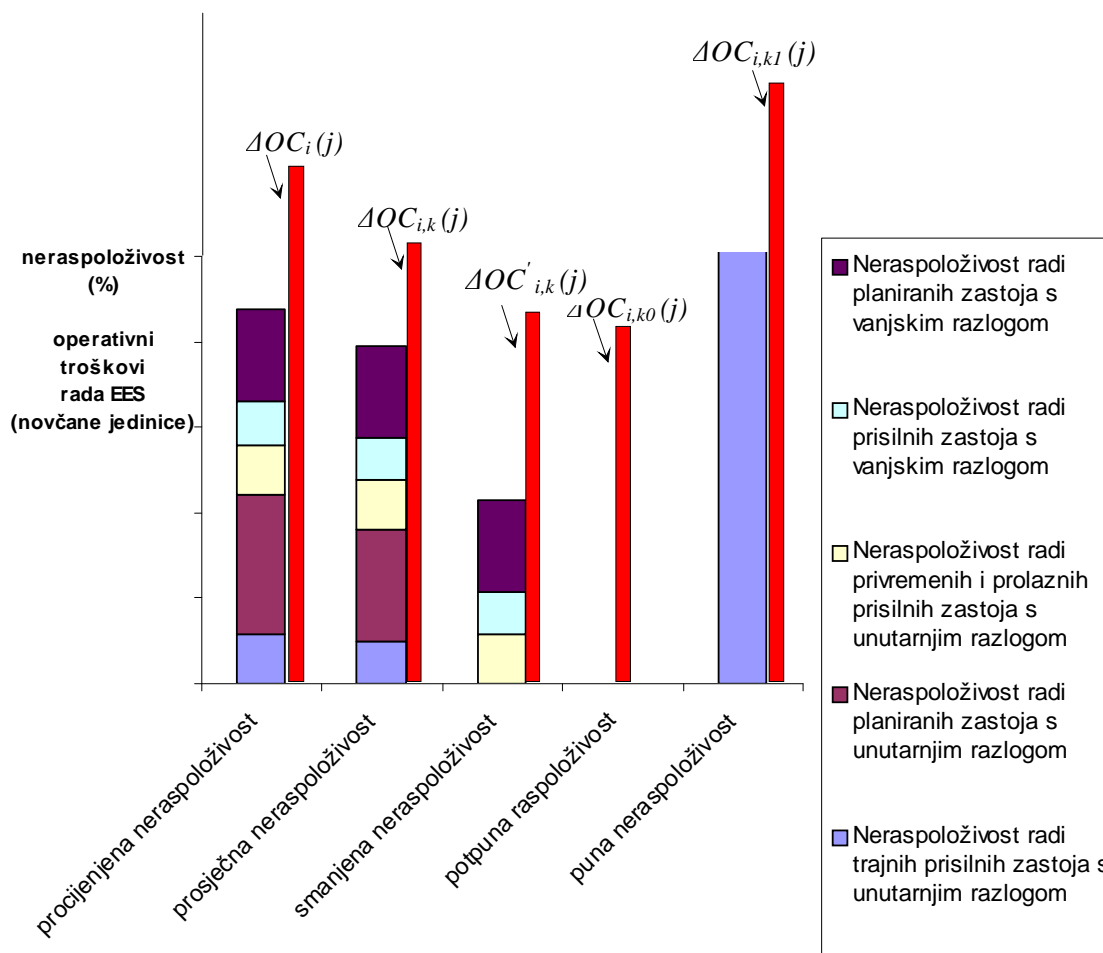
Veličina $\Delta OC_i(j)$ daje nam uvid u očekivane godišnje operativne troškove rada sustava uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u promatranom budućem vremenskom presjeku.

Veličine $\Delta OC_{i,kl}(j)$ i $\Delta OC_{i,ko}(j)$ daju uvid u očekivane godišnje operativne troškove rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti određene grane (potpuni otkaz voda ili transformatora), odnosno troškove rada sustava pri potpunoj raspoloživosti promatrane grane.

Veličina $\Delta OC_{i,k}(j)$ pokazuje očekivane godišnje operativne troškove rada sustava ako bi u promatranom godini i , u scenariju pogona j , neraspoloživost nekog kandidata za zamjene i rekonstrukcije k odgovarala prosječnoj neraspoloživosti u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja.

Veličina $\Delta OC'_{i,k}(j)$ određuje očekivane godišnje operativne troškove rada sustava ako bi u promatranom godini i , u scenariju pogona j , neraspoloživost nekog kandidata za zamjene i rekonstrukcije k bila određena uzevši u obzir samo vanjske utjecaje (neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom jednaka nuli).

Veličina $\Delta MC_{i,k}(j)$ daje nam uvid u značaj voda ili transformatora k izražen preko njegove prijenosne moći (prividne snage), koju on ima u mreži pri scenariju pogona označenim s j . Za vodove i transformatore s velikom marginalnom dobiti očekuje se značajnije smanjenje troškova rada sustava ukoliko se zamjenama i rekonstrukcijama tog voda ili transformatora poveća njegova prijenosna moć (ugradnja vodiča većeg presjeka ili drugog materijala) ili prividna snaga (zamjena transformatora).



Slika 42 Primjer ovisnosti očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava o promatranim razinama neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije u j -tom scenariju, te i -tom vremenskom presjeku

Slika 42 prikazuje primjer ovisnosti očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava ($OC_i(j)$) prikazanih tanjim crvenim stupcima, odnosno povećanja tih troškova uzrokovanih slabostima u mreži ($\Delta OC_i(j)$), u promatranom vremenskom presjeku (godini) i , unutar analiziranog scenarija j , o promatranj razini neraspoloživosti (prikazanim debljim stupcima) nekog kandidata za zamjene i rekonstrukcije (voda ili transformatora). Očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava u promatranj godini i te scenariju j , odnosno povećanje tih troškova ovisno o slabostima mreže, rasti će uz procijenjenu neraspoloživost kandidata za zamjene i rekonstrukcije u odnosu na iste te troškove određene uz prosječnu neraspoloživost tih kandidata u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja, ili će ostati na istoj vrijednosti.

U slučaju neraspoloživosti nekog kandidata za zamjene i rekonstrukcije označenom s k u budućem vremenskom presjeku i , te analiziranom scenariju j , određenom na temelju samo privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, te prisilnih i planiranih zastoja s vanjskim razlogom (pretpostavlja se da nema trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom, odnosno $q_{prisilno\ Un-tr}$ i $q_{planirano\ Un} = 0$), očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava smanjuju se u odnosu na iste troškove pri procijenjenoj neraspoloživosti grana ili prosječnoj neraspoloživosti grana, ili ostaju isti.

Očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti nekog kandidata za zamjene i rekonstrukcije biti će najveći, dok će ti troškovi biti najmanji pri punoj raspoloživosti tog kandidata, pa možemo postaviti konačnu nejednakost koja definira odnose između svih promatranih troškova ovisno o razini neraspoloživosti neke grane sustava:

$$\Delta OC_{i,kl}(j) \geq \Delta OC_i(j) \geq \Delta OC_{i,k}(j) \geq \Delta OC'_{i,k}(j) \geq \Delta OC_{i,k0}(j) \quad (52)$$

7.2. Povećanje troškova rada elektroenergetskog sustava radi starosti pojedinih jedinica prijenosne mreže

U poglavlju 5 opisana je metoda procjene buduće neraspoloživosti vodova i transformatora na temelju podataka iz statistike pogonskih događaja i korištenja dvije teorijske funkcije razdiobe slučajne varijable (normalna i weibullova). U korištenoj metodi polazi se od statističke obrade podataka o vrstama i uzrocima zastoja pojedinačnih vodova i transformatora u prošlosti, te pretpostavke ovisnosti starosti istih na visine trajnih prisilnih zastoja i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom. Slika 26 prikazuje primjer procjene neraspoloživosti za stariji vod, dok slika 27 prikazuje isto ali za mlađi vod. Pri tom se postavlja granica između „starijeg“ i „mlađeg“ voda na životnu dob od 40 godina.

U korištenoj metodi pretpostavlja se porast neraspoloživosti starijih jedinica mreže, te konstantna neraspoloživost mlađih jedinica jednaka prosječnoj neraspoloživosti u promatranom budućem razdoblju. Ukoliko se izvrše probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava u dva susjedna vremenska presjeka $i-1$ i i unutar promatranog scenarija j , očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava, $\Delta OC_i(j)$ i $\Delta OC_{i-1}(j)$, bit će u slijedećem odnosu ukoliko topologija mreže ostane nepromijenjena (bez izgradnje novih jedinica mreže, te priključka novih generatora):

$$\Delta OC_i(j) \geq \Delta OC_{i-1}(j) \quad (53)$$

Do porasta očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava radi slabosti mreže u dvije susjedne godine ili vremenska presjeka (slika 43), na istovjetnoj topologiji mreže koja ne uključuje priključak novih proizvodnih postrojenja, te za istovjetne analizirane scenarije j , doći će zbog slijedećih razloga:

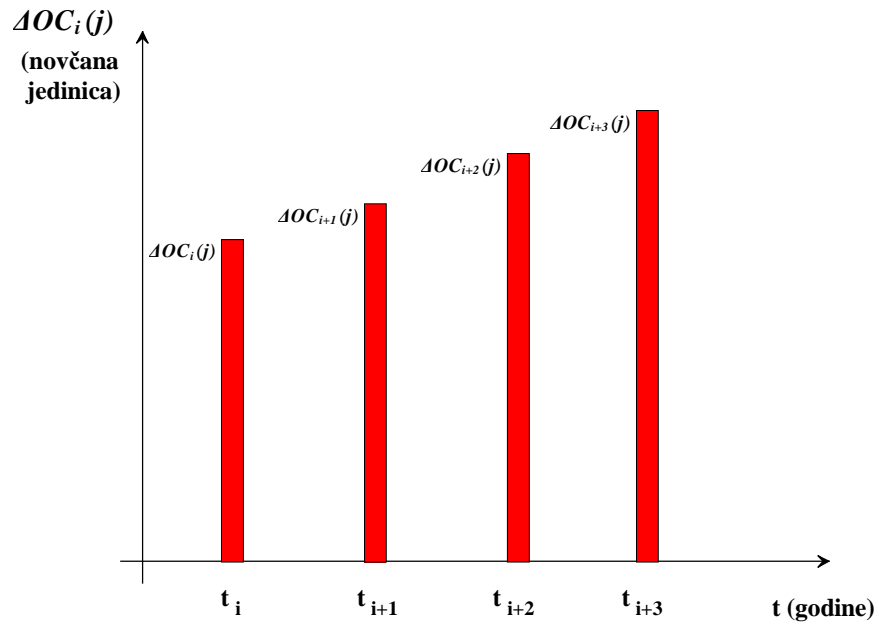
- zbog porasta opterećenja odnosno potrošnje električne energije,
- zbog porasta neraspoloživosti starijih jedinica mreže.

Ukoliko se ograničimo samo na promatranje druge kategorije porasta neraspoloživosti starijih jedinica mreže, možemo zaključiti da postoji određene funkcionalna veza između očekivanih

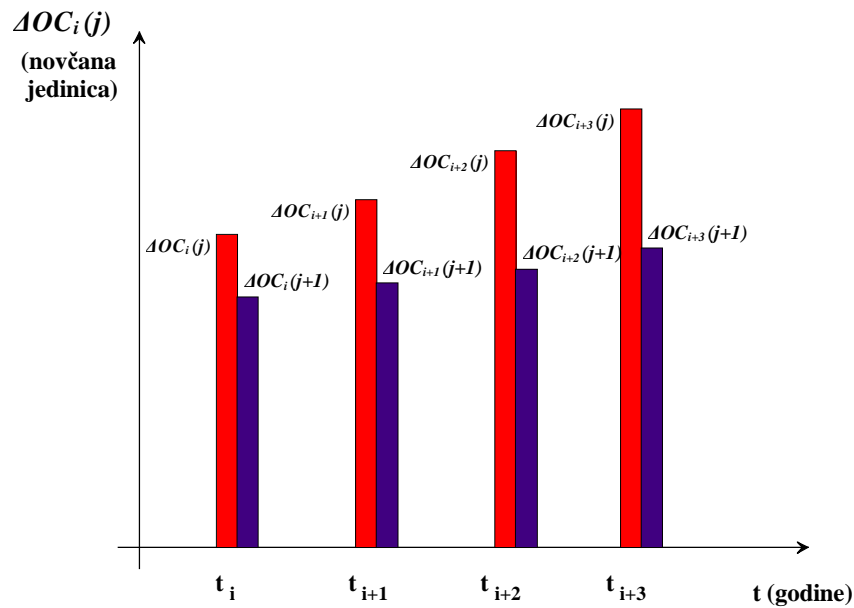
godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava i neraspoloživosti svakog pojedinačnog voda ili transformatora (označenim s k) u mreži:

$$\Delta OC_i(j) = f(q_k) \quad (54)$$

gdje je q_k procijenjena neraspoloživost voda ili transformatora k u promatranoj godini i .



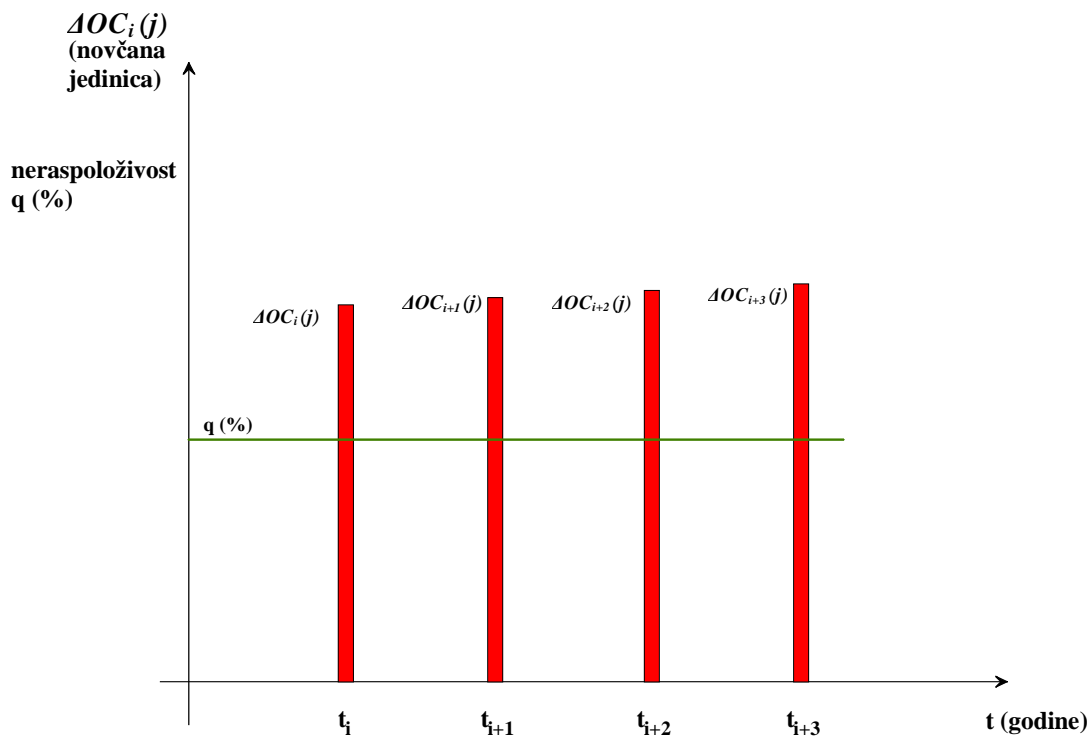
Slika 43 Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi porasta opterećenja i neraspoloživosti starijih jedinica mreže u scenariju j



Slika 44 Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena u više analiziranih scenarija (j i $j+1$) radi porasta opterećenja i neraspoloživosti starijih jedinica mreže

Porast očekivanih godišnjih troškova rada elektroenergetskog sustava uzrokovanih slabostima u mreži ovisan o procijenjenoj neraspoloživosti voda ili transformatora k , neće biti jednak u svim promatranim scenarijima j unutar godine dana. U pojedinim scenarijima promatrana grana mreže će više, a u pojedinim scenarijima manje utjecati na porast očekivanih operativnih troškova rada sustava (slika 44).

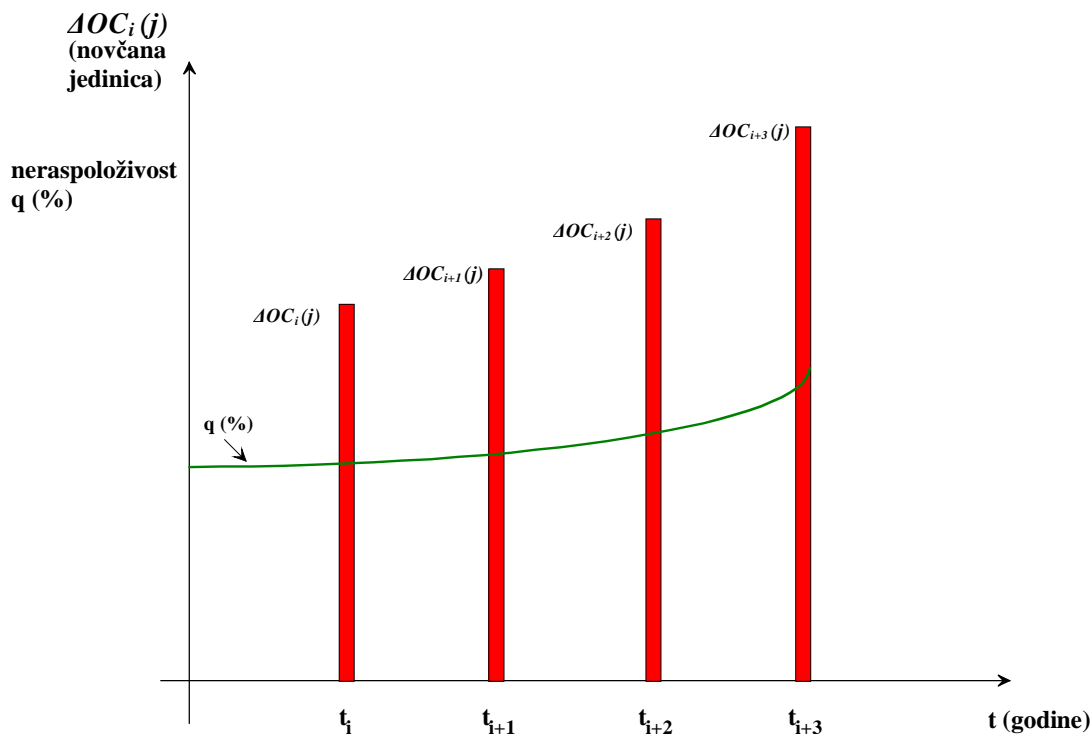
U pojedinim ili svim analiziranim scenarijima može se dogoditi da neraspoloživost promatrane grane k ne utječe na očekivane godišnje troškove rada elektroenergetskog sustava u dvije ili više promatranih godina (vremenska presjeka). To se događa onda kada je uloga promatrane grane u mreži slabije izražena, ili kada je porast neraspoloživosti vrlo blag. Takva situacija događa se i kod svih vodova i transformatora koji su svojom starošću unutar razdoblja normalnog korištenja pa im je procijenjena neraspoloživost jednaka prosječnoj neraspoloživosti unutar razdoblja obuhvaćenog statistikom pogonskih događaja (slika 45).



Slika 45 Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi porasta opterećenja uz konstantnu neraspoloživost jedinica mreže

Ukoliko bi zanemarili porast opterećenja unutar sustava, odnosno pretpostavili da opterećenje ostaje isto unutar analiziranog vremenskog razdoblja, do porasta očekivanih godišnjih troškova rada elektroenergetskog sustava dolazi samo zbog procijenjenog porasta neraspoloživosti starijih jedinica mreže (slika 46). Pri tom razlike između očekivanih operativnih troškova rada sustava u promatranim susjednim godinama općenito nisu jednake, odnosno vrijedi:

$$\Delta OC_{i+1}(j) - \Delta OC_i(j) \neq \Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i-1}(j) \quad (55)$$



Slika 46 Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi procijenjenog porasta neraspoloživosti jedinica mreže

Svi prethodno prikazani jednostavni odnosi dodatno se kompliciraju promjenom topologije mreže odnosno izgradnjom novih vodova i transformatorskih stanica, priključkom novih generatora na mrežu, promjenama angažmana generatora, hidroloških okolnosti, bilance sustava, pravaca razmjena snaga, porijekla uvoza i izvoza, smjera tranzita za potrebe trećih strana i drugim.

7.3. Očekivano smanjenje troškova rada elektroenergetskog sustava nakon zamjena i rekonstrukcija

Aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama provode se kako bi se očuvala funkcionalnost jedinica mreže, odnosno produžila njihova očekivana životna dob što se mora odraziti i na buduću neraspoloživost jedinica nad kojima je izvršena određena aktivnost na zamjenama i rekonstrukcijama. Te aktivnosti mogu biti slijedeće:

- popravci jedinica,
- zamjene pojedinih komponenti,
- zamjene cjelokupnih jedinica.

Očekivano smanjenje neraspoloživosti neće biti jednako za različite aktivnosti prethodno navedene. Zamjenom cjelokupne jedinice prijenosne mreže praktično se nova jedinica uvodi u stanje početnog korištenja a uskoro i u razdoblje normalnog korištenja, dok se popravkom jedinice samo utječe na veći ili manji pomak očekivane životne dobi, odnosno produljenje razdoblja normalnog korištenja. Tema priložene radnje nije određivanje potrebnih aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama već izrada liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije, uz

pomoć koje se naknadno određuju vrste aktivnosti koje je potrebno provesti, ovisne još i o stvarnom stanju promatranih jedinica.

U slučaju idealne zamjene i rekonstrukcije možemo očekivati značajnije smanjenje, odnosno poništenje, nerasploživosti radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, te planiranih zastoja s unutarnjim razlogom, za koje smo već prije konstatairali da ovise o starosti promatrane jedinice. U praksi te vrste zastoja neće ovisiti samo o starosti jedinice mreže, već će biti posljedica i različitih konstrukcijskih pogrešaka i nesavršenosti.

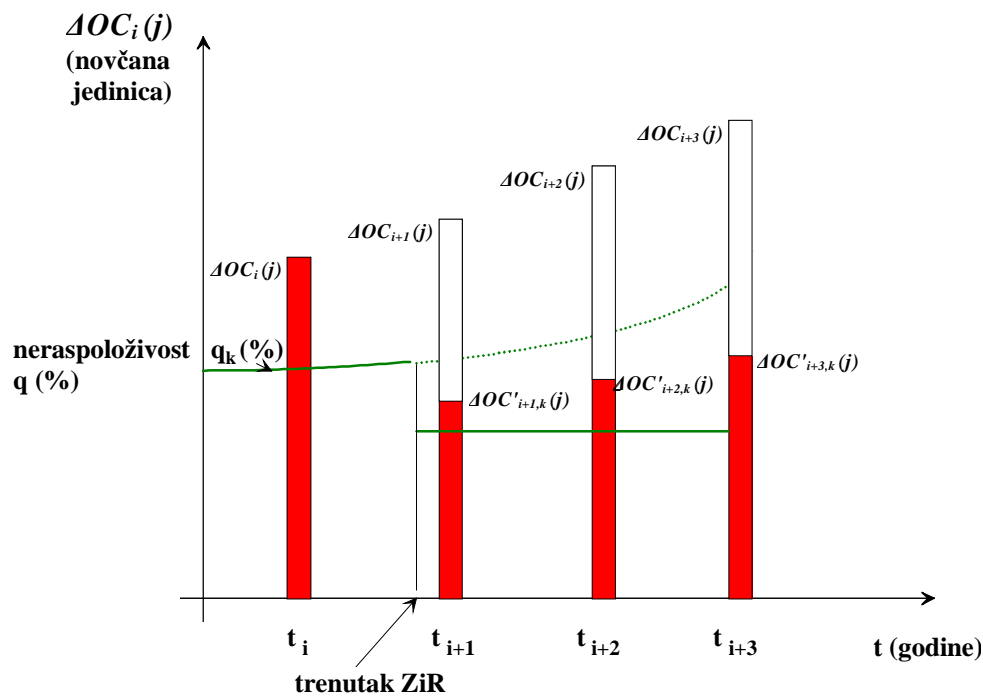
U slučaju smanjenja nerasploživosti starije jedinice mreže poništenjem trajnih prisilnih zastoja i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom ($q_{prisilno\ Un-tr} = 0$, $q_{planirano\ Un} = 0$) doći će do inicijalnog smanjenja očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava (slika 47), odnosno vrijediti će slijedeća relacija ukoliko razina opterećenja ostane ista uz nepromijenjenu topologiju mreže:

$$\Delta OC_{i+1}(j) \leq \Delta OC_i(j) \quad (56)$$

gdje se aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama provode u razdoblju između i i $i+1$.

Ukoliko se u obzir uzme i porast opterećenja u susjednoj budućoj godini moguće je očekivati porast godišnjih operativnih troškova rada sustava pa nejednakost (56) neće vrijediti.

Daljnijim protokom vremena očekivani operativni troškovi rada sustava opet će rasti nakon inicijalnog pada, no moguće je očekivati konstantnu nerasploživost jedinice nad kojom su provedene aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, pa i porast operativnih troškova rada sustava neće biti toliko izražen.

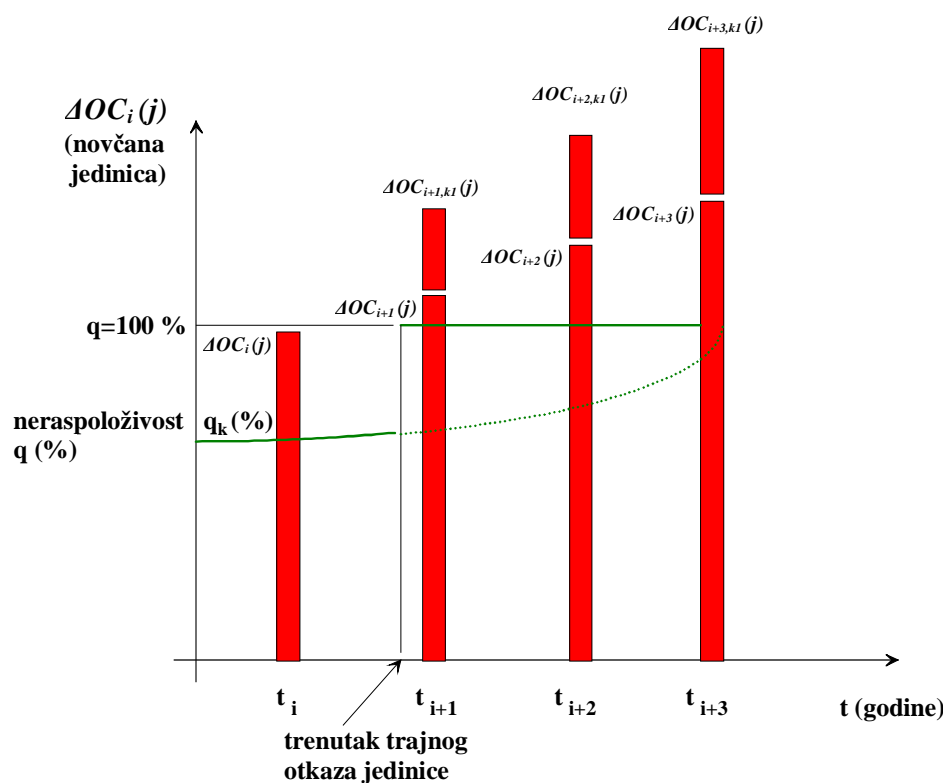


Slika 47 Inicijalno smanjenje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon aktivnostima na zamjenama i rekonstrukcijama

7.4. Povećanje troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnom otkazu pojedinačnih jedinica prijenosne mreže

Metoda za procjenu buduće nerasploživosti jedinica prijenosne mreže opisana u poglavlju 5 polazi od pretpostavke da u promatranom budućem razdoblju neće doći do trajnog otkaza promatrane jedinice. U stvarnosti ova pretpostavka neće biti uvijek zadovoljena, odnosno postoji određena vjerojatnost koju unaprijed nije moguće odrediti da će u budućem razdoblju doći do uništenja odnosno kvara neke jedinice mreže kojeg neće biti isplativo popravljati i dovoditi jedinicu u stanje neposredno pred kvar (npr. uništenje transformatora, pad stupova dalekovoda, prekid kabela i dr.).

Očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava općenito će rasti trajnim otkazom promatrane jedinice (slika 48).

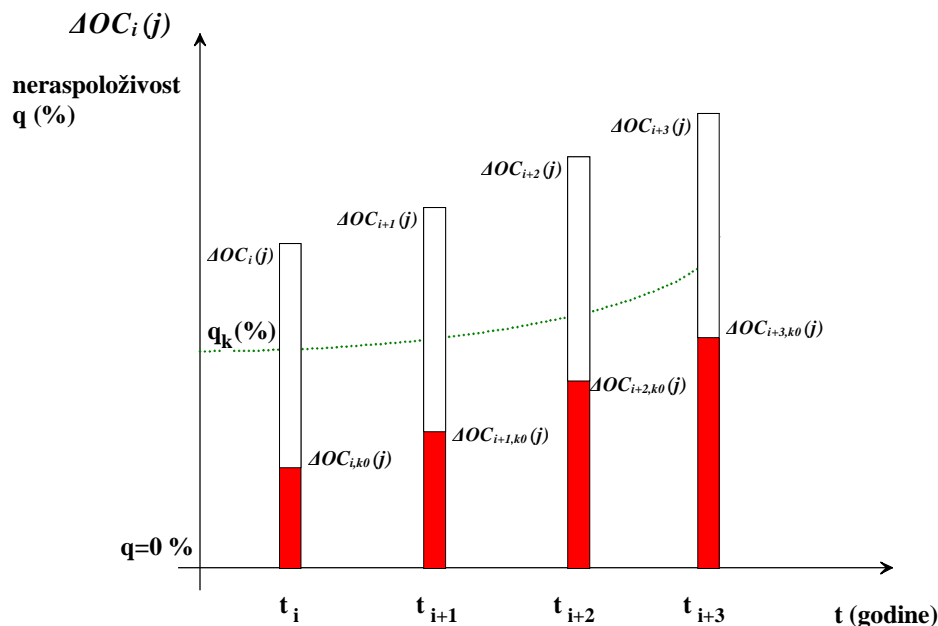


Slika 48 Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon trajnog otkaza jedinice prijenosne mreže

Vrijednosti razlike $\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$ predstavljat će povećanje očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u slučaju trajnog otkaza promatrane jedinice k , u promatranom godini i te analiziranom scenariju j .

7.5. Razlika u troškovima rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti pojedinačnih jedinica prijenosne mreže

Analogno trajnoj neraspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže k , moguće je promatrati i stanje pune raspoloživosti te jedinice, te s njom povezane očekivane godišnje operativne troškove rada elektroenergetskog sustava $\Delta OC_{i,k0}(j)$ – slika 49.



Slika 49 Smanjenje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri punoj raspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže

Ovisno o neraspoloživosti u budućnosti, koja će više ili manje odstupati od neraspoloživosti procijenjene korištenjem metode opisane u poglavlju 5, stvarni budući očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava kretati će se sigurno između vrijednosti $\Delta OC_{i,k0}(j)$ i $\Delta OC_{i,k1}(j)$ (slika 50).

$$\Delta OC_i(j) \leq \Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j) \quad (57)$$

gdje su $\Delta OC_i(j)$ očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava za scenarij j u promatranoj godini i .

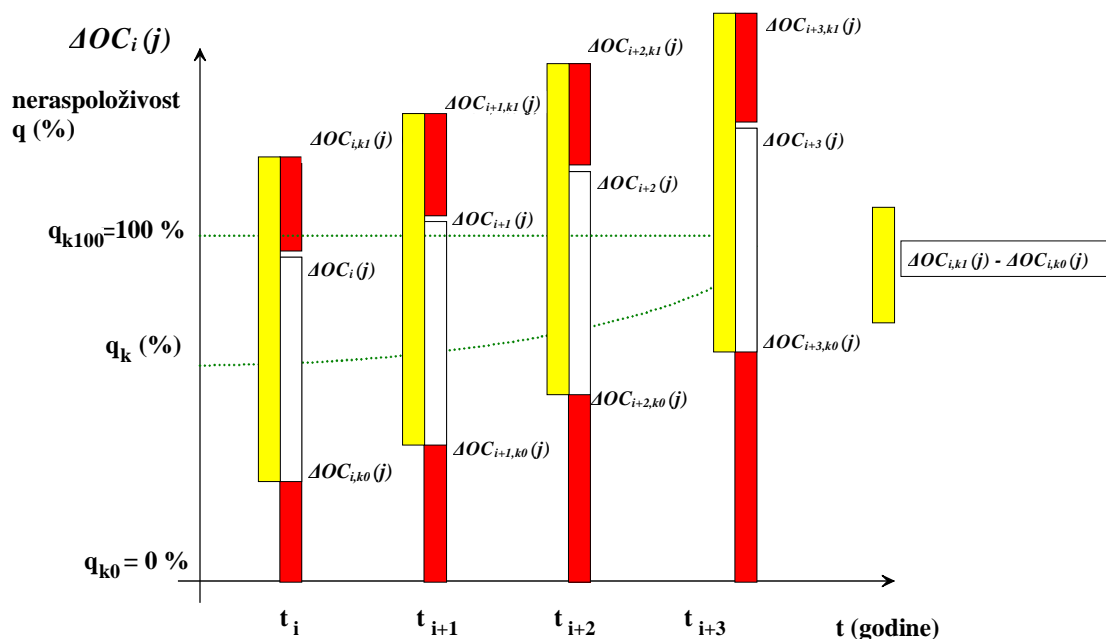
Na temelju razlike između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u promatranoj godini i , unutar analiziranog scenarija j , možemo zaključiti koja je uloga i važnost promatrane jedinice k u elektroenergetskom sustavu, neovisno o njejoj neraspoloživosti. U slučaju da je:

$$\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j) = 0$$

promatrana jedinica k u scenariju j nema nikakvu ulogu unutar elektroenergetskog sustava pa će nejednakost (52) preći u jednakost (58), odnosno očekivani operativni troškovi rada sustava u godini i unutar promatranog scenarija j neće ovisiti o neraspoloživosti grane k . Ukoliko isto vrijedi za sve analizirane scenarije j jasno je da grana k neće ući na listu

prioriteta za zamjene i rekonstrukcije, a također neće biti ekonomski opravdano vršiti i bilo kakve aktivnosti na održavanju te grane.

$$\Delta OC_{i,k1}(j) = \Delta OC_i(j) = \Delta OC_{i,k}(j) = \Delta OC'_{i,k}(j) = \Delta OC_{i,k0}(j) \quad (58)$$

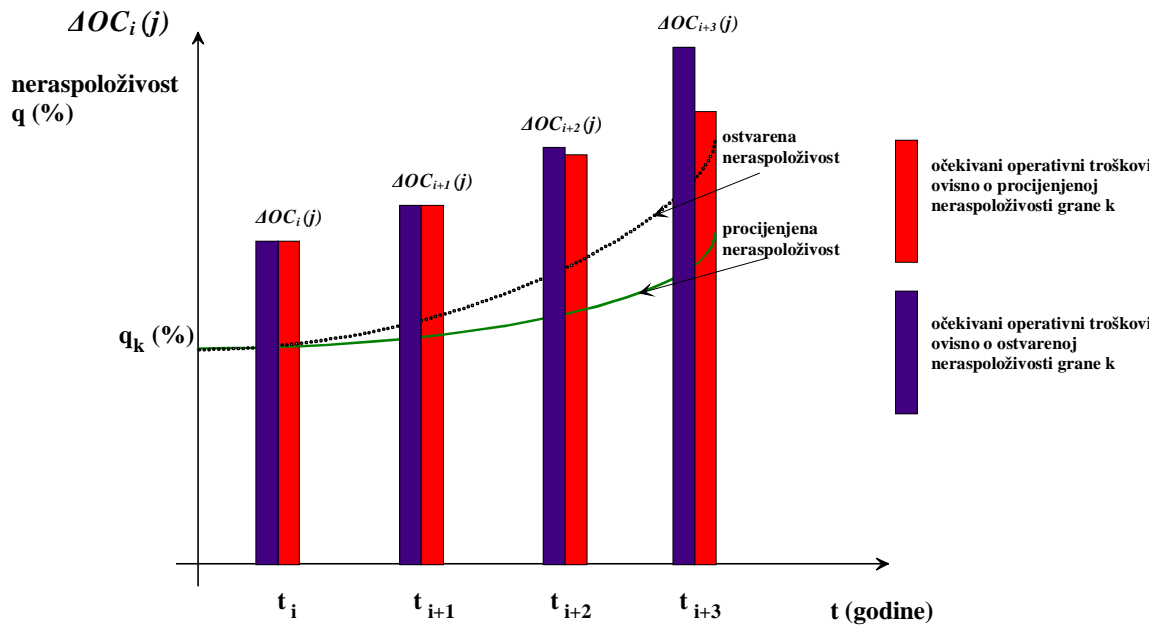


Slika 50 Razlika između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže

Vod ili transformator k , kandidat za zamjene i rekonstrukcije, za kojega vrijedi:

$$\text{Max} [\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)]$$

odnosno, koji ima najveću razliku očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u godini i unutar scenarija j , pri njegovoj trajnoj neraspoloživosti i pri njegovoj punoj raspoloživosti, ima najznačajniju ulogu unutar sustava ali nije automatski i najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije budući da njegova raspoloživost u budućem razdoblju može biti takva da ne utječe na povećanje očekivanih operativnih troškova rada sustava. Naime, kod određenih grana opaža se značajniji utjecaj na očekivane operativne troškove rada elektroenergetskog sustava tek nakon određene razine neraspoloživosti (slika 51), pa ukoliko je procijenjena neraspoloživost za promatrano buduće razdoblje niža od neraspoloživosti uz koju se opaža značajniji utjecaj na visinu očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava, isti se neće značajnije mijenjati u budućnosti ovisno o promatranoj grani, odnosno njenoj neraspoloživosti.



Slika 51 Ovisnost očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava o neraspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže

8. KRITERIJI ZA ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE VODOVA I TRANSFORMATORA

Kriteriji i metodologija određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije definira se u ovom radu na razini jedinica prijenosne mreže, i to vodova (nadzemni vodovi, kabeli, kombinirani nadzemno-kabelski vodovi) i transformatora, te se ne promatraju ostale jedinice mreže te mreža na razini komponenata, elemenata i dijelova koji sačinjavaju razmatrane jedinice mreže. To znači da se u radu promatraju nadzemni vod ili transformator kao jedna cjelina, a ne promatraju se u detalje komponente tih jedinica poput vodiča, izolatorskih lanaca, stupova, zaštitnog užeta i drugog kod vodova, odnosno kotla, ulja, namota i drugog kod transformatora.

8.1. Kriteriji ovisni o stvarnom stanju promatrane jedinice

U cilju određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije potrebno je postaviti što jasnije kriterije na temelju kojih bi se određivala potreba uvrštenja kandidata za zamjene i rekonstrukcije na tu listu i omogućilo određeno rangiranje istih radi postavljanja prioriteta, te planiranja budućih ulaganja i aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama. Kriterije za zamjene i rekonstrukcije postavljamo s obzirom na: stvarno stanje promatranih jedinica prijenosne mreže, te ulogu i značaj jedinica u elektroenergetskom sustavu.

Stvarno stanje jedinica prijenosne mreže moguće je ocijeniti analizom i obradom različitih podataka vezanih za starost jedinice, pogonske uvjete kojima je bila izložena, povijest održavanja, vizualne inspekcije, dijagnostičke rezultate i dr. Cilj ocjenjivanja stvarnog stanja jedinica je prvenstveno određivanje kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te određivanje visine ulaganja financijskih sredstava i aktivnosti koje je potrebno izvršiti nad promatranom jedinicom.

8.1.1. Starost jedinice

Kako je opisano u poglavlju 3, starenje jedinica prijenosne mreže kontinuirani je proces tijekom kojega se narušava funkcionalnost istih. Za sve grupe istovrsnih jedinica prijenosne mreže (u ovom se radu promatra četiri grupe: 1. nadzemni vodovi, 2. kabelski vodovi, 3. kombinirani nadzemno-kabelski vodovi, 4. transformatori) definira se očekivana životna dob tih jedinica na temelju statističke analize podataka iz prošlosti (koji su ograničeni zbog relativno kratkog razdoblja funkcioniranja modernih izmjeničnih sustava električne energije).

Starost jedinice, u odnosu na očekivanu životnu dob grupe istovrsnih jedinica, određeni je pokazatelj njenog mogućeg stanja. Sve jedinice starije od očekivane životne dobi grupe istovrsnih jedinica potencijalni su kandidati za zamjene i rekonstrukcije, iako u konačnici možda neće biti nužno izvoditi bilo kakve aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama ukoliko su ostali pokazatelji stanja promatrane jedinice povoljni. Prema tome, kandidat za zamjene i rekonstrukcije svaka je jedinica prijenosne mreže za koju je zadovoljeno:

$$T_k \geq T \quad (59)$$

gdje je T_k starost promatrane jedinice k , a T očekivana životna dob istovrsne grupe jedinica prijenosne mreže (može se uzeti $T = 40$ godina za promatrane grupe jedinica, tj. za vodove i transformatore).

8.1.2. Neraspoloživost jedinice

Za starije jedinice prijenosne mreže očekuje se porast njihove neraspoloživosti. Utjecaj neraspoloživosti pojedinih jedinica na očekivane operativne troškove rada elektroenergetskog sustava opisan je u prethodnom poglavlju. Kao kandidate za zamjene i rekonstrukcije potrebno je izdvojiti sve jedinice čija je prosječna neraspoloživost u proteklom petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veća od prosječne neraspoloživosti u istom razdoblju cjelokupne grupe istovrsnih jedinica, odnosno one jedinice kod kojih je:

$$\begin{aligned} \bar{q}_k &\geq \bar{q}_{NV} \\ \bar{q}_k &\geq \bar{q}_K \\ \bar{q}_k &\geq \bar{q}_{NK} \\ \bar{q}_k &\geq \bar{q}_T \end{aligned} \tag{60}$$

gdje su:

- \bar{q}_k - prosječna neraspoloživost promatrane jedinice k (nadzemni vod ili kabelski vod ili kombinirani nadzemno-kabelski vod ili transformator) u zadnjem petogodišnjem razdoblju,
- \bar{q}_{NV} - prosječna neraspoloživost svih nadzemnih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju,
- \bar{q}_K - prosječna neraspoloživost svih kabelskih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju,
- \bar{q}_{NK} - prosječna neraspoloživost svih kombiniranih nadzemno-kabelskih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju,
- \bar{q}_T - prosječna neraspoloživost svih transformatora u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju (prema nazivnim naponima).

8.1.3. Rezultati pregleda i dijagnostike jedinice

Stanje promatrane jedinice prijenosne mreže moguće je ocijeniti vizualnim pregledom ili podvrgavanjem određenim dijagnostičkim postupcima. Kompanija u vlasništvu jedinica prijenosne mreže, odnosno posebni odjeli zaduženi za upravljanje imovinom, redovito provode vizualne inspekcije opreme, a po potrebi podvrgavaju određenu opremu i dijagnostičkim ispitivanjima.

Za kandidate za zamjene i rekonstrukcije uvrštavaju se sve one jedinice čiji vizualni pregledi ili rezultati dijagnostike ukazuju na njihovu smanjenu funkcionalnost i općenito ugroženost.

8.1.4. Troškovi održavanja jedinice

Svaka jedinica tijekom svog životnog vijeka redovito se održava kako bi se očuvala njena funkcionalnost. U održavanje se ulažu određena financijska sredstva koja su na razini pojedinih vremenskih razdoblja približno konstantna. U slučaju da održavanje nije uzrokovano nekim izvanrednim događajima kao što je unutarnji kvar pojedine komponente, govorimo o preventivnom održavanju.

Starije jedinice mreže generalno zahtijevaju veća financijska sredstva potrebna za njihovo održavanje. Broj unutarnjih kvarova sve je veći pa raste i potreba za aktivnostima na njihovom otklanjanju. Istovremeno raste i potreba preventivnog održavanja, odnosno planiranih zastoja, kako bi se otklanjali pojedini nedostaci i omogućilo normalno funkcioniranje jedinice.

Kao kandidate za zamjene i rekonstrukcije možemo izdvojiti one jedinice čiji su troškovi održavanja, promatrano u određenom vremenskom razdoblju (na primjer u godini dana), znatno veći od troškova preventivnog održavanja, odnosno troškova održavanja istovrsnih novijih jedinica mreže. Prema tome, kandidat za zamjene i rekonstrukcije svaka je jedinica prijenosne mreže za koju je zadovoljeno:

$$C_m(k) \geq C_{pm}(k) \quad (61)$$

gdje su $C_m(k)$ aktualni godišnji troškovi održavanja promatrane jedinice k , a $C_{pm}(k)$ godišnji troškovi preventivnog održavanja novije jedinice istovjetne jedinici k .

8.1.5. Tehničko stanje jedinica

Pod kriterijima za ocjenu tehničkog stanja jedinica prijenosne mreže ubrajamo:

- tehnička neispravnost jedinice ili komponente,
- tehnička greška jedinice ili komponente mreže takva da je ekonomski neisplativo tu grešku otkloniti,
- nezadovoljavajuće karakteristike jedinice ili komponente mreže s obzirom na očekivane pogonske uvjete u planskom razdoblju (opterećenja, kratki spoj),
- nezadovoljavanje postojećih i budućih tehničkih propisa koje jedinica mreže mora zadovoljavati.

Pod tehnički neispravnom jedinicom ili komponentom mreže podrazumijevamo:

- one jedinice i komponente mreže koje su trajno u stanju zastoja radi kvara,
- one jedinice i komponente mreže koje su u pogonu ali predstavljaju opasnost ili rizik za ljude ili imovinu i ispravno funkcioniranje ostalih jedinica i komponenti mreže.

Pod tehničkom greškom jedinice ili komponente prijenosne mreže podrazumijevamo posljedice događaja koji promatranu jedinicu postavlja u stanje privremene ili trajne neispravnosti.

Pod nezadovoljavajućim karakteristikama jedinice ili komponente prijenosne mreže podrazumijevamo:

- prijenosnu moć voda manju od očekivanog opterećenja tog voda u normalnom pogonu (pri punoj raspoloživosti grana) ili u poremećenom pogonu pri (n-1) raspoloživosti grana,
- nazivnu snagu transformatora manju od očekivane snage kroz transformator u normalnom pogonu ili u poremećenom pogonu pri (n-1) raspoloživosti grana,
- rasklopnu moć prekidača manju od očekivanih najvećih vrijednosti struja tropskih i jednopolnih kratkih spojeva,
- nazivnu struju sabirnica manju od očekivanog strujnog opterećenja u normalnom pogonu ili u poremećenom pogonu pri (n-1) raspoloživosti grana.

Kao kandidate za zamjene i rekonstrukcije izdvajaju se sve jedinice koje ne zadovoljavaju neki od gore nabrojanih tehničkih kriterija.

8.1.6. Ostali pokazatelji stanja jedinice

Osim prethodno navedenog na stanje jedinica prijenosne mreže i potrebe zamjena i rekonstrukcija značajan utjecaj mogu imati i određene okolnosti izvan promatranih jedinica, kao što su:

- nedostatak osoblja obučenog za održavanje pojedinih tipova starih komponenata mreže,
- nedostatak rezervnih dijelova nužnih za normalan pogon jedinice ili komponente mreže,
- nezadovoljenje različitih propisa vezanih za zaštitu okoliša,
- nezadovoljenje različitih zahtjeva regulatorne agencije,
- ugroženost osoblja zaduženog za održavanje i okolne opreme (jedinica mreže), i dr.

Jedinice mreže koje zadovoljavaju jedan od gore navedenih uvjeta također su kandidati za zamjene i rekonstrukcije.

8.2. Kriteriji ovisni o ulozi i značaju jedinice unutar elektroenergetskog sustava

8.2.1. Kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava (starosni kriterij)

Unutar razmatranog kriterija izračunavaju se očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti voda ili transformatora k , kandidata za zamjene i rekonstrukcije ($OC_i(j)$), za sve analizirane vremenske presjeke i i scenarije pogona j , te očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava pri prosječnoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja ($OC_{i,k}(j)$). Za sve promatrane vremenske presjeke i , i scenarije pogona j , izračunavaju se prosječne vrijednosti te razlike:

- a) za slučaj kada su definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i

$$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)] \cdot p_j}{N_i} \quad (62)$$

gdje su p_j vjerojatnost nastanka scenarija j unutar promatrane godine i , a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

- b) za slučaj kada nisu definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i , odnosno kada scenarije j smatramo jednako vjerojatnim

$$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)]}{N_i \cdot N_j} \quad (63)$$

gdje je N_j broj analiziranih scenarija unutar jedne godine.

Parcijalna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora s obzirom na promatrani kriterij određuje se na temelju maksimalne prosječne razlike između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti voda ili transformatora k , kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri prosječnoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja:

$$\text{Max } \left\{ \overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)} \right\} \quad (64)$$

Za sve analizirane vremenske presjeka i , te scenarije pogona j , traži se maksimalna razlika između povećanja operativnih troškova rada sustava uzrokovanih slabostima u mreži pri procijenjenoj neraspoloživosti vodova ili transformatora i povećanja operativnih troškova rada sustava pri raspoloživosti pojedinačnih vodova ili transformatora određenoj na temelju prosjeka u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja. Vod ili transformator s najvećom razlikom između te dvije veličine najvažniji je kandidat za zamjene i rekonstrukcije u promatranoj kategoriji.

Za razmatranje ovog kriterija osnovna je pretpostavka da će se za vodove i transformatore starije od 40 godina neraspoloživost povećavati u svakoj promatranoj godini u kratkoročnom razdoblju, što će rezultirati u povećanju troškova rada elektroenergetskog sustava za pojedine vodove i transformatore. Razlika između tako određenih troškova rada sustava i troškova rada sustava ukoliko bi se neraspoloživosti pojedinačnih vodova ili transformatora održavale na postignutom prosjeku u proteklom razdoblju ujedno prikazuje i djelomičnu procjenu ekonomske opravdanosti ulaganja u održavanje ili zamjene i rekonstrukcije pojedinih vodova i transformatora kojim bi se izbjeglo povećanje njihove neraspoloživosti.

8.2.2. Kriterij smanjenja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama (ekonomski kriterij)

Unutar razmatranog kriterija zamjena i rekonstrukcija promatra se najveća prosječna razlika očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti pojedinačnih vodova i transformatora k , kandidata za zamjene i rekonstrukcije ($OC_i(j)$), te neraspoloživosti tih vodova jednakoj prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja umanjenoj za trajne prisilne i planirane zastoje s unutarnjim razlogom ($OC'_{i,k}(j)$). Za sve promatrane vremenske presjeka i , i scenarije pogona j , izračunavaju se prosječne vrijednosti te razlike:

- a) za slučaj kada su definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i

$$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)] \cdot p_j}{N_i} \quad (65)$$

gdje su p_j vjerojatnost nastanka scenarija j unutar promatrane godine i , a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

b) za slučaj kada nisu definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i , odnosno kada scenarije j smatramo jednako vjerojatnim

$$\frac{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)}{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)]}{N_i \cdot N_j} \quad (66)$$

gdje je N_j broj analiziranih scenarija unutar jedne godine.

Parcijalna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora s obzirom na promatrani kriterij određuje se na temelju maksimalne prosječne razlike između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava za promatrane razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije k :

$$Max \left\{ \overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)} \right\} \quad (67)$$

Pretpostavka je da će se za vodove i transformatore starije od 40 godina neraspoloživost povećavati u svakoj promatranoj godini u kratkoročnom razdoblju, što će rezultirati u povećanju troškova rada elektroenergetskog sustava. Razlika između tako određenih troškova rada sustava i troškova rada sustava ukoliko bi svaki pojedinačni vod i transformator imao manju neraspoloživost kao rezultat određenih aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, prikazuje procjenu ekonomske opravdanosti ulaganja u zamjene i rekonstrukcije pojedinih vodova i transformatora kojim bi se povećala njihova raspoloživost, u idealnom slučaju do vrijednosti određene samo pod utjecajem zastoja s vanjskim razlozima, te privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom. U stvarnim okolnostima neće se moći postići nulta neraspoloživost radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom niti jednog voda i transformatora na kojem su provedene aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, pa promatramo idealnu ekonomsku dobit od zamjena i rekonstrukcija.

8.2.3. Kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u slučaju trajne neraspoloživosti promatranog kandidata (kriterij opasnosti od trajnog otkaza)

Za razmatrani kriterij zamjena i rekonstrukcija promatra se najveća razlika između prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti ($OC_{i,kl}(j)$) i procijenjenoj neraspoloživosti pojedinačnih vodova i transformatora k ($OC_i(j)$), kandidata za zamjene i rekonstrukcije. Izračunavaju se očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima u mreži pri trajno isključenoj pojedinačnoj grani (vodu ili transformatoru) tijekom čitavog promatranog razdoblja za sve analizirane scenarije pogona, te se nadalje izračunava razlika između tako određenih troškova i troškova u baznom stanju definiranim procijenjenom neraspoloživosti vodova i transformatora. Na temelju razmatranog kriterija, a ovisno o stvarnom stanju vodova, može se definirati operativna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova u cilju izbjegavanja porasta troškova rada sustava kod trajne obustave pogona nekog voda (npr. radi lošeg stanja stupova, pucanja vodiča, ugrožavanja sigurnosnih propisa i sl.) ili transformatora (npr. radi curenja ulja, korozije kotla i dr.). Za sve promatrane vremenske presjeke i , i scenarije pogona j , izračunavaju se prosječne vrijednosti razlike očekivanih operativnih troškova rada sustava

pri trajnoj neraspoloživosti i procijenjenoj neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije:

- a) za slučaj kada su definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i

$$\frac{\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)}}{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)] \cdot p_j}{N_i} \quad (68)$$

gdje su p_j vjerojatnost nastanka scenarija j unutar promatrane godine i , a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

- b) za slučaj kada nisu definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i , odnosno kada scenarije j smatramo jednako vjerojatnim

$$\frac{\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)}}{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)]}{N_i \cdot N_j} \quad (69)$$

gdje je N_j broj analiziranih scenarija unutar jedne godine.

Parcijalna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora prema razmatranom kriteriju određuje se na temelju maksimalne prosječne razlike između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava za promatrane razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije k :

$$Max \left\{ \overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)} \right\} \quad (70)$$

Za sve analizirane vremenske presjeke i , i scenarije pogona j , traži se maksimalna razlika između povećanja operativnih troškova rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti pojedinog voda ili transformatora i povećanja operativnih troškova rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti vodova i transformatora. Vod ili transformator s najvećom razlikom između te dvije veličine najvažniji je kandidat za zamjene i rekonstrukcije u promatranj kategoriji.

8.2.4. Kriterij razlike očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti promatranog kandidata (kriterij značaja u elektroenergetskom sustavu)

Unutar razmatranog kriterija izračunavaju se očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti voda ili transformatora k , kandidata za zamjene i rekonstrukcije ($OC_{i,k1}(j)$), za sve analizirane vremenske presjeke i i scenarije pogona j , te očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava pri punoj raspoloživosti promatranog voda ili transformatora k ($OC_{i,k0}(j)$). Za sve promatrane vremenske presjeke i , i scenarije pogona j , izračunavaju se prosječne vrijednosti te razlike:

- a) za slučaj kada su definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i

$$\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)] \cdot p_j}{N_i} \quad (71)$$

gdje su p_j vjerojatnost nastanka scenarija j unutar promatrane godine i , a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

b) za slučaj kada nisu definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i , odnosno kada scenarije j smatramo jednako vjerojatnim

$$\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} [\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)]}{N_i \cdot N_j} \quad (72)$$

gdje je N_j broj analiziranih scenarija unutar jedne godine.

Parcijalna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora s obzirom na promatrani kriterij određuje se na temelju maksimalne prosječne razlike između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti voda ili transformatora k , kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri punoj raspoloživosti promatranog voda ili transformatora k :

$$\text{Max} \left\{ \overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)} \right\} \quad (73)$$

Vod ili transformator s najvećom razlikom između te dvije veličine najvažniji je kandidat za zamjene i rekonstrukcije u promatranj kategoriji.

Razlika između prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije ukazuje na značaj tog kandidata u elektroenergetskom sustavu. Kandidat s maksimalnom razlikom promatranih troškova najznačajnija je grana unutar sustava.

8.2.5. Kriterij maksimalne marginalne dobiti

Unutar razmatranog kriterija zamjena i rekonstrukcija promatra se najveća marginalna dobit neke grane (voda ili transformatora) za sve analizirane vremenske presjeka i i scenarije pogona j . Marginalna dobit pokazuje promjenu očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri povećanju prijenosne moći (ili prividne snage) pojedinačne grane za 1 MW. Na taj način definiramo listu prioriteta onih vodova i transformatora kojima kroz zamjene i rekonstrukcije eventualno treba povećati prijenosnu moć ili prividnu snagu, ugradnjom vodiča većeg presjeka, vodiča s većim dozvoljenim termičkim opterećenjem ili zamjenom transformatora jedinicom veće prividne snage. Prije donošenja odluke o takvoj zamjeni vodiča ili transformatora potrebno je detaljno sagledati ekonomsku dobit koja iz te zamjene slijedi.

Za sve promatrane vremenske presjeka i , i scenarije pogona j , izračunavaju se prosječne marginalne dobiti grana:

- a) za slučaj kada su definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i

$$\overline{MC}_{i,k}(j) = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} |MC_{i,k}(j)| \cdot p_j}{N_i} \quad (74)$$

gdje su $MC_{i,k}(j)$ marginalne dobiti grane k u godini i i scenariju pogona j , p_j vjerojatnost nastanka scenarija j unutar promatrane godine i , a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

- b) za slučaj kada nisu definirane vjerojatnosti nastanka scenarija j u promatranim vremenskim presjecima i , odnosno kada scenarije j smatramo jednako vjerojatnim

$$\overline{MC}_{i,k}(j) = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} |MC_{i,k}(j)|}{N_i \cdot N_j} \quad (75)$$

gdje je N_j broj analiziranih scenarija unutar jedne godine, a N_i broj godina unutar promatranog vremenskog razdoblja.

Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora prema razmatranom kriteriju određuje se na temelju maksimalne prosječne marginalne dobiti:

$$Max \{ \overline{MC}_{i,k}(j) \} \quad (76)$$

Za sve analizirane vremenske presjeke i scenarije pogona traži se maksimalna marginalna dobit pojedinog voda ili transformatora. Vod ili transformator s najvećom marginalnom dobiti najvažniji je kandidat za zamjene i rekonstrukcije u promatranj kategoriji.

9. METODOLOGIJA IZRADE LISTE PRIORITETA ZA ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE VODOVA I TRANSFORMATORA U PRIJENOSNOJ MREŽI

9.1. Odabir kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Budući da se elektroenergetski sustavi i prijenosne mreže sastoje od velikog broja vodova i transformatora, a da nije potrebno ispitivati opravdanost aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama za sve jedinice mreže, ograničavamo se samo na starije jedinice odnosno na one jedinice kod kojih je:

1. zadovoljena relacija (59) ili (60) ili (61) – poglavlje 8
2. operator prijenosnog sustava kroz vizualnu inspekciju ili dijagnostički postupak utvrdio nezadovoljavajuće stanje,
3. nezadovoljen neki od tehničkih kriterija opisanih u poglavlju 8.1.5 i 8.1.6

Iz ukupnog uzorka svih nadzemnih vodova, kablinskih vodova, kombiniranih nadzemno-kablinskih vodova i transformatora izdvajamo one jedinice:

- čija je starost veća od očekivane dobi grupe istovrsnih jedinica mreže ($T = 40$ godina),
- čija je neraspoloživost u proteklom petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veća od prosječne neraspoloživosti svih jedinica unutar grupe istovrsnih jedinica (izuzev onih jedinica kod kojih je taj uvjet zadovoljen ali su mlađe od 30 godina),
- čiji su troškovi održavanja u određenom razdoblju (godišnje) znatno veći od troškova održavanja novih istovjetnih jedinica mreže,
- kod kojih su vizualna inspekcija ili dijagnostički postupci ukazali na nezadovoljavajuće stanje,
- koje su tehnički neispravne,
- jedinice u stanju tehničke greške ekonomski neisplative za otklanjanje,
- jedinice s nezadovoljavajućim karakteristikama s obzirom na očekivane pogonske uvjete,
- jedinice koje ne zadovoljavaju tehničke i druge propise te zahtjeve regulatorne agencije,
- jedinice mreže čije rezervne dijelove više nije moguće nabaviti ili je to ekonomski neisplativo,
- jedinice za koje je evidentan nedostatak osoblja obučenog za njihovo održavanje, te
- jedinice koje predstavljaju ozbiljan rizik za ljude ili imovinu i ispravno funkcioniranje ostalih jedinica i komponenti mreže.

Samo jedinice prijenosne mreže koje zadovoljavaju gornje uvjete smatramo kandidatima za zamjene i rekonstrukcije, te nad njima primjenjujemo nadalje opisane proračune, te ih kasnije uvrštavamo na listu prioriteta.

9.2. Probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava i rezultati simulacija

Za promatrano kratkoročno buduće razdoblje definiramo topologiju mreže uključujući i nove vodove i transformatorske stanice predviđene za izgradnju unutar razmatranog razdoblja, proizvodna postrojenja odnosno generatore koji će biti priključeni na mrežu unutar razmatranog razdoblja, njihove ponude na tržištu odnosno troškove proizvodnje, početni angažman hidroelektrana ovisan o hidrologiji, visinu opterećenja odnosno godišnje krivulje trajanja opterećenja i raspodjelu opterećenja na pojedina čvorišta prijenosne mreže.

Scenarije pogona unutar razmatranog vremenskog razdoblja definiramo kako bi uključili određene važnije nesigurnosti koje se pojavljuju u kratkoročnom razdoblju (poglavlje 6.4).

Metodom opisanom u poglavlju 5, odnosno statističkom obradom podataka iz statistike pogonskih događaja, određujemo buduće neraspoloživosti svih vodova i transformatora u mreži.

Nakon pripreme ulaznih podataka vršimo probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava opisane u poglavljima 6.2 i 6.3, te za svaku analiziranu godinu (vremenski presjek) i scenarij pogona označen s j bilježimo očekivane operativne godišnje troškove rada elektroenergetskog sustava uzrokovane slabostima mreže ($\Delta OC_i(j)$) i marginalne dobiti za pojedine grane označene s k ($MC_{i,k}(j)$), te ih prikazujemo tablično u slijedećoj formi.

Tablica 10a – Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: operativni troškovi

Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	Dodatni troškovi termoproizvodnje	Dodatni troškovi hidroproizvodnje	Troškovi neisporučene električne energije	Ukupno
Vršno opterećenje	$\Delta C_{PTE,i}(j)_{peak}$	$\Delta C_{PHE,i}(j)_{peak}$	$\Delta C_{EENS,i}(j)_{peak}$	$\Delta OC_i(j)_{peak}$
Visoka zimaska opterećenja	$\Delta C_{PTE,i}(j)_{whl}$	$\Delta C_{PHE,i}(j)_{whl}$	$\Delta C_{EENS,i}(j)_{whl}$	$\Delta OC_i(j)_{whl}$
Niska zimaska opterećenja	$\Delta C_{PTE,i}(j)_{wop}$	$\Delta C_{PHE,i}(j)_{wop}$	$\Delta C_{EENS,i}(j)_{wop}$	$\Delta OC_i(j)_{wop}$
Visoka ljetna opterećenja	$\Delta C_{PTE,i}(j)_{shl}$	$\Delta C_{PHE,i}(j)_{shl}$	$\Delta C_{EENS,i}(j)_{shl}$	$\Delta OC_i(j)_{shl}$
Niska ljetna opterećenja	$\Delta C_{PTE,i}(j)_{sop}$	$\Delta C_{PHE,i}(j)_{sop}$	$\Delta C_{EENS,i}(j)_{sop}$	$\Delta OC_i(j)_{sop}$
Ukupno	$\Delta C_{PTE,i}(j)$	$\Delta C_{PHE,i}(j)$	$\Delta C_{EENS,i}(j)$	$\Delta OC_i(j)$

$\Delta C_{PTE,i}(j)_{peak}$ – dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom vršnog opterećenja sustava

$\Delta C_{PHE,i}(j)_{peak}$ – dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom vršnog opterećenja sustava

$\Delta C_{EENS,i}(j)_{peak}$ – dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom vršnog opterećenja sustava

$\Delta OC_i(j)_{peak}$ – dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom vršnog opterećenja sustava

$$(\Delta OC_i(j)_{peak} = \Delta C_{PTE,i}(j)_{peak} + \Delta C_{PHE,i}(j)_{peak} + \Delta C_{EENS,i}(j)_{peak})$$

$\Delta C_{PTE,i}(j)_{whl}$ – dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih zimskih opterećenja sustava

$\Delta C_{PHE,i}(j)_{whl}$ – dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih zimskih opterećenja sustava

$\Delta C_{EENS,i}(j)_{whl}$ – dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih zimskih opterećenja sustava

$\Delta OC_i(j)_{whl}$ – dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih zimskih opterećenja sustava

$$(\Delta OC_i(j)_{whl} = \Delta C_{PTE,i}(j)_{whl} + \Delta C_{PHE,i}(j)_{whl} + \Delta C_{EENS,i}(j)_{whl})$$

$\Delta C_{PTE,i}(j)_{wop}$ – dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih zimskih opterećenja sustava

$\Delta C_{PHE,i}(j)_{wop}$ – dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih zimskih opterećenja sustava

- $\Delta C_{EENS,i}(j)_{wop}$ – dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih zimskih opterećenja sustava
- $\Delta OC_i(j)_{wop}$ – dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih zimskih opterećenja sustava
 $(\Delta OC_i(j)_{wop} = \Delta C_{PTE,i}(j)_{wop} + \Delta C_{PHE,i}(j)_{wop} + \Delta C_{EENS,i}(j)_{wop})$
- $\Delta C_{PTE,i}(j)_{shl}$ – dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta C_{PHE,i}(j)_{shl}$ – dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta C_{EENS,i}(j)_{shl}$ – dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta OC_i(j)_{shl}$ – dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom visokih ljetnih opterećenja sustava
 $(\Delta OC_i(j)_{shl} = \Delta C_{PTE,i}(j)_{shl} + \Delta C_{PHE,i}(j)_{shl} + \Delta C_{EENS,i}(j)_{shl})$
- $\Delta C_{PTE,i}(j)_{sop}$ – dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta C_{PHE,i}(j)_{sop}$ – dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta C_{EENS,i}(j)_{sop}$ – dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih ljetnih opterećenja sustava
- $\Delta OC_i(j)_{sop}$ – dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j tijekom niskih ljetnih opterećenja sustava
 $(\Delta OC_i(j)_{sop} = \Delta C_{PTE,i}(j)_{sop} + \Delta C_{PHE,i}(j)_{sop} + \Delta C_{EENS,i}(j)_{sop})$
- $\Delta C_{PTE,i}(j)$ – ukupni dodatni troškovi termoproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j
- $\Delta C_{PHE,i}(j)$ – ukupni dodatni troškovi hidroproizvodnje uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j
- $\Delta C_{EENS,i}(j)$ – ukupni dodatni troškovi neisporučene el. energije uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j
- $\Delta OC_i(j)$ – ukupni dodatni očekivani operativni troškovi rada sustava uzrokovani slabostima mreže u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j
 $(\Delta OC_i(j) = \Delta OC_i(j)_{peak} + \Delta OC_i(j)_{whl} + \Delta OC_i(j)_{wop} + \Delta OC_i(j)_{shl} + \Delta OC_i(j)_{sop})$

Tablica 10b – Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: marginalne dobiti

Kandidat za ZiR (k)	Vršno opterećenje	Visoka zimska opterećenja	Niska zimska opterećenja	Visoka ljetna opterećenja	Niska ljetna opterećenja	Ukupno
k_1	$MC_{i,k_1}(j)_{peak}$	$MC_{i,k_1}(j)_{whl}$	$MC_{i,k_1}(j)_{wop}$	$MC_{i,k_1}(j)_{shl}$	$MC_{i,k_1}(j)_{sop}$	$MC_{i,k_1}(j)$
k_2	$MC_{i,k_2}(j)_{peak}$	$MC_{i,k_2}(j)_{whl}$	$MC_{i,k_2}(j)_{wop}$	$MC_{i,k_2}(j)_{shl}$	$MC_{i,k_2}(j)_{sop}$	$MC_{i,k_2}(j)$
k_3	$MC_{i,k_3}(j)_{peak}$	$MC_{i,k_3}(j)_{whl}$	$MC_{i,k_3}(j)_{wop}$	$MC_{i,k_3}(j)_{shl}$	$MC_{i,k_3}(j)_{sop}$	$MC_{i,k_3}(j)$
k_4	$MC_{i,k_4}(j)_{peak}$	$MC_{i,k_4}(j)_{whl}$	$MC_{i,k_4}(j)_{wop}$	$MC_{i,k_4}(j)_{shl}$	$MC_{i,k_4}(j)_{sop}$	$MC_{i,k_4}(j)$
...

$MC_{i,k}(j)_{peak}$ – marginalna dobit za granu k tijekom vršnog opterećenja sustava u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j

$MC_{i,k}(j)_{whl}$ – marginalna dobit za granu k tijekom visokih zimskih opterećenja sustava u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j

$MC_{i,k}(j)_{wop}$ – marginalna dobit za granu k tijekom niskih zimskih opterećenja sustava u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j

$MC_{i,k}(j)_{shl}$ – marginalna dobit za granu k tijekom visokih ljetnih opterećenja sustava u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j

$MC_{i,k}(j)_{sop}$ – marginalna dobit za granu k tijekom niskih ljetnih opterećenja sustava u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j

$MC_{i,k}(j)$ – marginalna dobit za granu k u vremenskom presjeku i i scenariju pogona j
 $(MC_{i,k}(j) = MC_{i,k}(j)_{peak} + MC_{i,k}(j)_{whl} + MC_{i,k}(j)_{wop} + MC_{i,k}(j)_{shl} + MC_{i,k}(j)_{sop})$

Ukoliko izradujemo listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u trogodišnjem budućem razdoblju, uz definirana tri scenarija pogona (npr. ovisna o hidrologiji: suha, normalna i vlažna hidrologija) izračunat ćemo slijedeće veličine:

- $\Delta OC_1(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $\Delta OC_1(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $\Delta OC_1(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).
- $\Delta OC_2(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $\Delta OC_2(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $\Delta OC_2(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).
- $\Delta OC_3(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $\Delta OC_3(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $\Delta OC_3(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).
- $MC_{1,k}(a)$ - marginalna dobit grane k u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $MC_{1,k}(b)$ - marginalna dobit grane k u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $MC_{1,k}(c)$ - marginalna dobit grane k u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).
- $MC_{2,k}(a)$ - marginalna dobit grane k u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $MC_{2,k}(b)$ - marginalna dobit grane k u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $MC_{2,k}(c)$ - marginalna dobit grane k u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).
- $MC_{3,k}(a)$ - marginalna dobit grane k u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije).
- $MC_{3,k}(b)$ - marginalna dobit grane k u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije).
- $MC_{3,k}(c)$ - marginalna dobit grane k u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije).

Nakon toga ponavljamo probabilističke simulacije rada sustava pojedinačno varirajući neraspoloživosti pojedinih grana, kandidata za zamjene i rekonstrukcije k , na slijedeće iznose:

- prosječna neraspoloživost prema statistici pogonskih događaja,
- smanjena neraspoloživost ($q_{prisilno\ Un-tr} = 0$, $q_{planirano\ Un} = 0$)
- trajna neraspoloživost,
- puna raspoloživost,

te za svaku granu, kandidat za zamjene i rekonstrukcije k , izračunavamo očekivane godišnje operative troškove rada elektroenergetskog sustava pri različitim razinama njegove neraspoloživosti ($\Delta OC_{i,k}(j)$, $\Delta OC'_{i,k}(j)$, $\Delta OC_{i,k1}(j)$, $\Delta OC_{i,k0}(j)$). Rezultate prikazujemo tablično prema slijedećem primjeru.

Tablica 11 – Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: operativni troškovi ovisni o neraspoloživosti grana

Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\Delta OC_{i,k}(j)$	$\Delta OC'_{i,k}(j)$	$\Delta OC_{i,k1}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$
k_1	$\Delta OC_{i,k1}(j)$	$\Delta OC'_{i,k1}(j)$	$\Delta OC_{i,k11}(j)$	$\Delta OC_{i,k10}(j)$
k_2	$\Delta OC_{i,k2}(j)$	$\Delta OC'_{i,k2}(j)$	$\Delta OC_{i,k21}(j)$	$\Delta OC_{i,k20}(j)$
k_3	$\Delta OC_{i,k3}(j)$	$\Delta OC'_{i,k3}(j)$	$\Delta OC_{i,k31}(j)$	$\Delta OC_{i,k30}(j)$
k_4	$\Delta OC_{i,k4}(j)$	$\Delta OC'_{i,k4}(j)$	$\Delta OC_{i,k41}(j)$	$\Delta OC_{i,k40}(j)$
k_5	$\Delta OC_{i,k5}(j)$	$\Delta OC'_{i,k5}(j)$	$\Delta OC_{i,k51}(j)$	$\Delta OC_{i,k50}(j)$
...

Za primjer trogodišnjeg promatranog razdoblja i tri scenarija pogona izračunavat ćemo slijedeće:

$\Delta OC_{1,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .

$\Delta OC'_{1,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .

$\Delta OC_{1,k1}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .

$\Delta OC_{1,k0}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .

- $\Delta OC_{1,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{1,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{1,kl}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{1,k0}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{1,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{1,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{1,kl}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{1,k0}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u prvoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{2,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,kl}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,k0}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{2,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .

- $\Delta OC_{2,kl}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,ko}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{2,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,kl}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{2,ko}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u drugoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{3,k}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,kl}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,ko}(a)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s a (stanje suhe hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{3,k}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,kl}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,ko}(b)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s b (stanje normalne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .

- $\Delta OC_{3,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri prosječnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC'_{3,k}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri smanjenoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,k1}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri trajnoj neraspoloživosti grane k .
- $\Delta OC_{3,k0}(c)$ - očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava u trećoj godini promatranja i scenariju pogona označenim s c (stanje vlažne hidrologije), pri punoj raspoloživosti grane k .

Nakon izračunavanja svih kategorija očekivanih godišnjih troškova rada elektroenergetskog sustava za različite razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije, unutar svih promatranih vremenskih presjeka i scenarija pogona, izračunavamo slijedeće veličine:

$$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j),$$

$$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j),$$

$$\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j),$$

$$\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j),$$

te ih prikazujemo u tabličnoj formi za svaki analizirani vremenski presjek i i scenarij pogona j .

Tablica 12 – Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: razlike u operativnim troškovima rada sustava

Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)$	$\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$MC_{i,k}(j)$
k_1	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k1}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k1}(j)$	$\Delta OC_{i,k11}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k11}(j) - \Delta OC_{i,k10}(j)$	$MC_{i,k1}(j)$
k_2	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k2}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k2}(j)$	$\Delta OC_{i,k21}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k21}(j) - \Delta OC_{i,k20}(j)$	$MC_{i,k2}(j)$
k_3	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k3}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k3}(j)$	$\Delta OC_{i,k31}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k31}(j) - \Delta OC_{i,k30}(j)$	$MC_{i,k3}(j)$
k_4	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k4}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k4}(j)$	$\Delta OC_{i,k41}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k41}(j) - \Delta OC_{i,k40}(j)$	$MC_{i,k4}(j)$
k_5	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k5}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k5}(j)$	$\Delta OC_{i,k51}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,k51}(j) - \Delta OC_{i,k50}(j)$	$MC_{i,k5}(j)$
...

Nakon formiranja tablice s rezultatima svih proračuna izračunavamo prosječne vrijednosti promatranih razlika u očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada elektroenergetskog

sustava. U tu svrhu koristimo izraze (62), (63), (65), (66), (68), (69), (71), (72), (74) i (75), a rezultate upisujemo prema slijedećoj tablici.

Tablica 13 – Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: prosječne razlike u operativnim troškovima rada sustava

Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_1}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_1}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k}(j)}$
k_1	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k_1}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_1}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_1}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_1}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k_1}(j)}$
k_2	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k_2}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_2}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_2}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_2}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k_2}(j)}$
k_3	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k_3}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_3}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_3}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_3}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k_3}(j)}$
k_4	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k_4}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_4}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_4}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_4}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k_4}(j)}$
k_5	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k_5}(j)}$	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_5}(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_5}(j) - \Delta OC_i(j)}$	$\overline{\Delta OC_{i,k_5}(j) - \Delta OC_{i,k_0}(j)}$	$\overline{MC_{i,k_5}(j)}$
...

Time smo izvršili sve potrebne probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava i pristupamo slijedećim koracima:

- izradi parcijalnih lista prioriteta prema definiranim kriterijima,
- proračun indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu svih kandidata za zamjene i rekonstrukcije,
- izrada konačne liste prioriteta vodova i transformatora za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži.

9.3. Parcijalne liste prioriteta prema zadanim kriterijima

Parcijalne liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži izrađuju se prema kriterijima opisanim u poglavlju 8. Subjekt u vlasništvu prijenosne mreže ili subjekt nadležan za pogon prijenosne mreže, u većini slučajeva operator prijenosnog sustava, može dati veću ili manju važnost definiranim kriterijima pri određivanju prioriteta za zamjene i rekonstrukcije, pa je značajno izraditi parcijalne liste prema pojedinim kriterijima.

Parcijalne liste se izrađuju ovisno o stvarnom stanju kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te ovisno o njihovoj ulozi i značaju unutar elektroenergetskog sustava.

9.3.1. Parcijalne liste prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Izrađuju se slijedeće liste prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije:

- lista prioriteta na temelju starosti kandidata,
- lista prioriteta na temelju prosječne nerasploživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja,
- lista prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima,
- lista prioriteta na temelju povećanja troškova održavanja kandidata,
- lista prioriteta na temelju ostalih tehničkih kriterija i pokazatelja stanja kandidata.

Lista prioriteta na temelju starosti kandidata određuje se promatrajući omjer između starosti kandidata i očekivane životne dobi grupe istovrsnih jedinica mreže, a jedinice se rangiraju prema padajućim iznosima tog omjera (počevši od najstarijeg prema najmlađem kandidatu, jedinici prijenosne mreže). U svakom koraku traži se:

$$\text{Max} \{T_k / T\} \quad (77)$$

Parcijalna lista prioriteta prema starosti jedinica ima oblik prikazan tablicom 14.

Tablica 14 – Parcijalna lista prioriteta na temelju starosti kandidata

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	T_k / T
1.	k_3	$T_{k_3} / 40$
2.	k_7	$T_{k_7} / 40$
3.	k_{14}	$T_{k_{14}} / 40$
4.	k_{21}	$T_{k_{21}} / 40$
5.	k_6	$T_{k_6} / 40$
6.

Lista prioriteta na temelju prosječne nerasploživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja određuje se promatrajući omjer između prosječne nerasploživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja i prosječne nerasploživosti grupe istovrsnih jedinica mreže u istom tom razdoblju, a jedinice se rangiraju prema padajućim iznosima tog omjera. U svakom koraku traži se:

$$\begin{aligned} & \text{Max} \left\{ \frac{\bar{q}_k}{q_{NV}} \right\} \\ & \text{Max} \left\{ \frac{\bar{q}_k}{q_K} \right\} \\ & \text{Max} \left\{ \frac{\bar{q}_k}{q_{NK}} \right\} \\ & \text{Max} \left\{ \frac{\bar{q}_k}{q_T} \right\} \end{aligned} \quad (78)$$

Parcijalna lista prioriteta prema prosječnim neraspoloživostima kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja ima oblik prikazan tablicom 15.

Tablica 15 – Parcijalna lista prioriteta na temelju prosječnih neraspoloživosti kandidata

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\frac{\bar{q}_k}{q_J}$
1.	k_5	$\frac{q_{k_5}}{q_J}$
2.	k_{14}	$\frac{q_{k_{14}}}{q_J}$
3.	k_7	$\frac{q_{k_7}}{q_J}$
4.	k_6	$\frac{q_{k_6}}{q_J}$
5.	k_{22}	$\frac{q_{k_{22}}}{q_J}$
6.

q_J – prosječna neraspoloživost odgovarajuće grupe istovrsnih jedinica prijenosne mreže u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja

Lista prioriteta na temelju povećanja troškova održavanja kandidata određuje se promatrajući omjer između stvarnih troškova održavanja u određenom vremenskom razdoblju (godišnje) i uobičajenih troškova održavanja istovrsne novije jedinice mreže, a jedinice se rangiraju prema padajućim iznosima tog omjera. U svakom koraku traži se:

$$\text{Max} \{ C_m(k) / C_{pm}(k) \} \quad (79)$$

Parcijalna lista prioriteta prema troškovima održavanja kandidata ima oblik prikazan tablicom 16.

Tablica 16 – Parcijalna lista prioriteta na temelju troškova održavanja kandidata

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$C_m(k) / C_{pm}(k)$
1.	k_3	$C_m(k_3) / C_{pm}(k)$
2.	k_7	$C_m(k_7) / C_{pm}(k)$
3.	k_{22}	$C_m(k_{22}) / C_{pm}(k)$
4.	k_1	$C_m(k_1) / C_{pm}(k)$
5.	k_6	$C_m(k_6) / C_{pm}(k)$
6.

Liste prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima, te lista prioriteta na temelju ostalih tehničkih

kriterija i pokazatelja stanja kandidata određuje se subjektivno sa strane operatora prijenosnog sustava na temelju kriterija opisanih u poglavlju 8.1.3, 8.1.5 i 8.1.6.

9.3.2. *Parcijalne liste prioriteta na temelju uloge i značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije*

Izrađuju se slijedeće liste prioriteta na temelju uloge i značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije:

- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri prosječnoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja (prema starosnom kriteriju),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri smanjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema ekonomskom kriteriju),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri punoj raspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu),
- lista prioriteta na temelju prosječnih maksimalnih marginalnih dobiti kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Lista prioriteta na temelju starosnog kriterija (poglavlje 8.2.1) izrađuje se tako da se jedinice rangiraju prema padajućim iznosima razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri prosječnoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja. U svakom koraku traži se:

$$Max \{ \overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)} \}$$

Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju ima oblik prikazan tablicom 17.

Lista prioriteta na temelju ekonomskog kriterija (poglavlje 8.2.2) izrađuje se tako da se jedinice rangiraju prema padajućim iznosima razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri smanjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k . U svakom koraku traži se:

$$\text{Max } \left\{ \overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)} \right\}$$

Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju ima oblik prikazan tablicom 18.

Tablica 17 – Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)}$
1.	k ₅	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_5}(j)}$
2.	k ₆	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_6}(j)}$
3.	k ₂₁	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_{21}}(j)}$
4.	k ₁	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_1}(j)}$
5.	k ₁₂	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_{12}}(j)}$
6.

Tablica 18 – Parcijalna lista prioriteta prema ekonomskom kriteriju

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)}$
1.	k ₆	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_6}(j)}$
2.	k ₂₁	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_{21}}(j)}$
3.	k ₅	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_5}(j)}$
4.	k ₁₂	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_{12}}(j)}$
5.	k ₁	$\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k_1}(j)}$
6.

Lista prioriteta na temelju kriterija opasnosti od trajnog otkaza (poglavlje 8.2.3) izrađuje se tako da se jedinice rangiraju prema padajućim iznosima razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora *k*. U svakom koraku traži se:

$$\text{Max } \left\{ \overline{\Delta OC_{i,k_1}(j) - \Delta OC_i(j)} \right\}$$

Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza ima oblik prikazan tablicom 19.

Lista prioriteta na temelju kriterija značaja u elektroenergetskom sustavu (poglavlje 8.2.4) izrađuje se tako da se jedinice rangiraju prema padajućim iznosima razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti

kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri punoj raspoloživosti promatranog voda ili transformatora k . U svakom koraku traži se:

$$\text{Max } \left\{ \overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)} \right\}$$

Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu ima oblik prikazan tablicom 20.

Tablica 19 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_i(j)}$
1.	k_{21}	$\overline{\Delta OC_{i,k_{21}1}(j) - \Delta OC_i(j)}$
2.	k_5	$\overline{\Delta OC_{i,k_51}(j) - \Delta OC_i(j)}$
3.	k_1	$\overline{\Delta OC_{i,k_11}(j) - \Delta OC_i(j)}$
4.	k_6	$\overline{\Delta OC_{i,k_61}(j) - \Delta OC_i(j)}$
5.	k_{12}	$\overline{\Delta OC_{i,k_{12}1}(j) - \Delta OC_i(j)}$
6.

Tablica 20 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)}$
1.	k_5	$\overline{\Delta OC_{i,k_51}(j) - \Delta OC_{i,k_50}(j)}$
2.	k_{21}	$\overline{\Delta OC_{i,k_{21}1}(j) - \Delta OC_{i,k_{21}0}(j)}$
3.	k_{12}	$\overline{\Delta OC_{i,k_{12}1}(j) - \Delta OC_{i,k_{12}0}(j)}$
4.	k_6	$\overline{\Delta OC_{i,k_61}(j) - \Delta OC_{i,k_60}(j)}$
5.	k_1	$\overline{\Delta OC_{i,k_11}(j) - \Delta OC_{i,k_10}(j)}$
6.

Lista prioriteta na temelju kriterija maksimalne marginalne dobiti (poglavlje 8.2.5) izrađuje se tako da se jedinice rangiraju prema padajućim iznosima prosječne marginalne dobiti. U svakom koraku traži se:

$$\text{Max } \left\{ \overline{MC_{i,k}(j)} \right\}$$

Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti ima oblik prikazan tablicom 21.

Tablica 21 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\overline{MC}_{i,k}(j)$
1.	k_8	$\overline{MC}_{i,k_8}(j)$
2.	k_{19}	$\overline{MC}_{i,k_{19}}(j)$
3.	k_{23}	$\overline{MC}_{i,k_{23}}(j)$
4.	k_1	$\overline{MC}_{i,k_1}(j)$
5.	k_3	$\overline{MC}_{i,k_3}(j)$
6.

9.4. Zajednička lista prioriteta za sve kriterije

Budući da imamo više zasebnih listi prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži potrebno je izraditi zajedničku listu prioriteta koja će uvažavati sve kriterije opisane u poglavlju 8. U tu svrhu definiramo dvije veličine:

1. indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije,
2. indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Obje veličine izračunavamo uključivanjem odgovarajućih kriterija u jedinstvenu funkciju pri čemu važnost pojedinih kriterija definiramo odgovarajućim težinskim faktorima (oznaka w). Težinski faktori se određuju subjektivno, na temelju procjene operatora prijenosnog sustava odnosno subjekta zaduženog za pogon prijenosne mreže i važnosti koju on daje pojedinim kriterijima. Ovisnost liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije o težinskim faktorima moguće je naknadno ispitivati analizom osjetljivosti, varirajući iste u određenom rasponu.

9.4.1. Indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije (oznaka ZiR_k (stanje)) izračunava se na temelju promatranih kriterija ovisnih o stvarnom stanju promatrane jedinice, na način da su za pojedine kriterije (starost, neraspoloživost, troškovi održavanja) promatrane veličine normalizirane (izražene kao omjer između promatrane veličine za neki kandidat i najveće promatrane veličine u toj kategoriji), a zatim pomnožene s određenim težinskim faktorima te zbrojene. Za slijedeće kriterije nisu kvantificirane veličine kojima bi ih jednoznačno mogli definirati:

- rezultati pregleda i dijagnostike jedinice,
- tehničko stanje jedinica,
- ostali pokazatelji stanja jedinice,

pa se postupa na način da operator prijenosnog sustava subjektivno pridružuje vrijednosti između 0 i 1 promatranim kriterijima (pri čemu se kriterij tehničkog stanja jedinica i kriterij ostalih pokazatelja stanja jedinica udružuje), pri čemu se vrijednost 1 pridružuje onim kandidatima kod kojih je:

- stanje utvrđeno vizualnim pregledom ili dijagnostikom potpuno nezadovoljavajuće,
- tehničko stanje ili ostali pokazatelji stanja prema poglavljima 8.1.5 i 8.1.6 potpuno nezadovoljavajući,

dok se vrijednost 0 pridružuje onim kandidatima kod kojih je:

- stanje utvrđeno vizualnim pregledom ili dijagnostikom potpuno zadovoljavajuće,
- tehničko stanje ili ostali pokazatelji stanja prema poglavljima 8.1.5 i 8.1.6 potpuno zadovoljavajući.

Matematički se indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije formulira na slijedeći način:

$$ZiR_k(\text{stanje}) = w_{s1} \cdot \frac{\frac{T_k}{T}}{\text{Max}\left\{\frac{T_k}{T}\right\}} + w_{s2} \cdot \frac{\frac{q_k}{q_J}}{\text{Max}\left\{\frac{q_k}{q_J}\right\}} + w_{s3} \cdot \frac{\frac{C_m(k)}{C_{pm}(k)}}{\text{Max}\left\{\frac{C_m(k)}{C_{pm}(k)}\right\}} + w_{s4} \cdot VID + w_{s5} \cdot TS \quad (80)$$

pri čemu je:

$ZiR_k(\text{stanje})$ - indeks stanja kandidata k ,

w_{s1} - težinski faktor pridružen kriteriju starosti kandidata ($0 \leq w_{s1} \leq 0.2$),

w_{s2} - težinski faktor pridružen kriteriju neraspoloživosti kandidata ($0 \leq w_{s2} \leq 0.2$),

w_{s3} - težinski faktor pridružen kriteriju troškova održavanja kandidata ($0 \leq w_{s3} \leq 0.2$),

w_{s4} - težinski faktor pridružen kriteriju rezultata vizualne inspekcije i dijagnostičkih pregleda ($0 \leq w_{s4} \leq 0.2$),

w_{s5} - težinski faktor pridružen kriteriju tehničkog stanja i ostalih pokazatelja stanja ($0 \leq w_{s5} \leq 0.2$).

VID - subjektivno određena ocjena vizualne inspekcije i dijagnostičkih pregleda ($0 \leq VID \leq 1$)

TS - subjektivno određena ocjena tehničkog stanja i ostalih pokazatelja stanja ($0 \leq TS \leq 1$)

Svi razlomci u gornjem izrazu poprimaju vrijednosti između 0 i 1, kao i subjektivno određene veličine VID i TS , a da bi omogućili usporedbu i jednako tretiranje indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije svi pojedinačni težinski faktori moraju biti određeni u rasponu od 0 do 0.2. Uz tako određene težinske faktore maksimalan mogući indeks stanja iznosi 1 ($w_{s1} = w_{s2} = w_{s3} = w_{s4} = w_{s5} = 0.2$, uz pretpostavku da je promatrani kandidat prvi na svim parcijalnim listama prioriteta prema kriterijima ovisnim o stvarnom stanju kandidata za zamjene i rekonstrukcije).

9.4.2. Indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije (oznaka $ZiR_k(\text{znacaj})$) izračunava se na temelju pet promatrana kriterija ovisna o ulozi i značaju jedinice unutar sustava, na način da su razlike troškova za pojedine kriterije normalizirane

(izražene kao omjer između razlike troškova pojedinog voda i maksimalne razlike troškova u promatranoj kategoriji), a zatim pomnožene s određenim težinskim faktorima te zbrojene. Kandidati su poredani prema padajućim vrijednostima tako zbrojenih veličina. Matematički se to može izraziti na slijedeći način:

$$\begin{aligned}
 ZiR_k(\text{znacaj}) = & w_{z1} \cdot \frac{\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)}}{\text{Max}\{\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{i,k}(j)\}} + w_{z2} \cdot \frac{\overline{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)}}{\text{Max}\{\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{i,k}(j)\}} + \\
 & w_{z3} \cdot \frac{\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k}(j)}}{\text{Max}\{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k}(j)\}} + w_{z4} \cdot \frac{\overline{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)}}{\text{Max}\{\Delta OC_{i,k1}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)\}} + \\
 & w_{z5} \cdot \frac{\overline{MC_{i,k}(j)}}{\text{Max}\{MC_{i,k}(j)\}}
 \end{aligned} \tag{81}$$

pri čemu je:

$ZiR_k(\text{znacaj})$ - indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata k ,

w_{z1} - težinski faktor pridružen starosnom kriteriju ($0 \leq w_{z1} \leq 0.2$),

w_{z2} - težinski faktor pridružen ekonomskom kriteriju ($0 \leq w_{z2} \leq 0.2$),

w_{z3} - težinski faktor pridružen kriteriju opasnosti od trajnog otkaza ($0 \leq w_{z3} \leq 0.2$),

w_{z4} - težinski faktor pridružen kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu ($0 \leq w_{z4} \leq 0.2$),

w_{z5} - težinski faktor pridružen kriteriju maksimalne marginalne dobiti ($0 \leq w_{z5} \leq 0.2$).

Svi razlomci u gornjem izrazu poprimaju vrijednosti između 0 i 1, a da bi omogućili usporedbu i jednako tretiranje indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije svi pojedinačni težinski faktori moraju biti određeni u rasponu od 0 do 0.2. Uz tako određene težinske faktore maksimalan mogući indeks značaja u elektroenergetskom sustavu iznosi 1 ($w_{z1} = w_{z2} = w_{z3} = w_{z4} = w_{z5} = 0.2$, uz pretpostavku da je promatrani kandidat prvi na svim parcijalnim listama prioriteta prema kriterijima ovisnim o ulozu i značaju kandidata za zamjene i rekonstrukcije).

Indeksi značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije ovisni su o iznosima neraspoloživosti svih grana u mreži, tako da promjena neraspoloživosti bilo koje grane dovodi do drugačijih rezultata i u konačnici utječe na listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije ostalih kandidata u mreži. Da bi se dobili točniji rezultati bilo bi nužno iterativno ponavljati čitav proces prethodno opisan, s novim vrijednostima neraspoloživosti grana nakon njihove zamjene i rekonstrukcije. Tako bi na primjer trebalo nakon izvođenja zamjena i rekonstrukcija na prvom kandidatu sa liste prioriteta procijeniti njegovu novu neraspoloživost, ponoviti sve proračune i odrediti novu listu prioriteta, što najčešće neće biti moguće napraviti zbog velikog broja proračuna.

Iskustveno se može reći da su najviše međuovisni električki bliski vodovi, pogotovo oni koji napajaju isto čvorište mreže. Promjena neraspoloživosti jednog takvog voda utječe na indeks značaja u elektroenergetskom sustavu ostalih kandidata za zamjene i rekonstrukcije, a time i na mjesto na listi prioriteta za drugi električki bliski kandidat, ali ne mijenja iznose indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu za ostale kandidate, pogotovo za one električki udaljene od svih kandidata prethodnih na listi.

9.4.3. Jedinstvena lista prioriteta vodova i transformatora za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži

Nakon izrade parcijalnih lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži, konačna i jedinstvena lista prioriteta određuje se na temelju maksimalnog zbroja indeksa stanja i indeksa značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

$$ZiR_k = \text{Max}\{ZiR_k(\text{stanje}) + ZiR_k(\text{znacaj})\} \quad (82)$$

Maksimalan iznos koji može poprimiti veličina ZiR_k je 2, i to u slučaju kad su svi težinski faktori kojima se određuje važnost pojedinih kriterija u određivanju indeksa stanja i indeksa značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije jednaki 0.2, i kada je promatrani kandidat prvi na parcijalnim listama prioriteta u svim kategorijama.

Konačnu listu prioriteta prikazujemo u obliku prikazanom slijedećom tablicom.

Tablica 22 – Konačna lista prioriteta kandidata za zamjene i rekonstrukcije

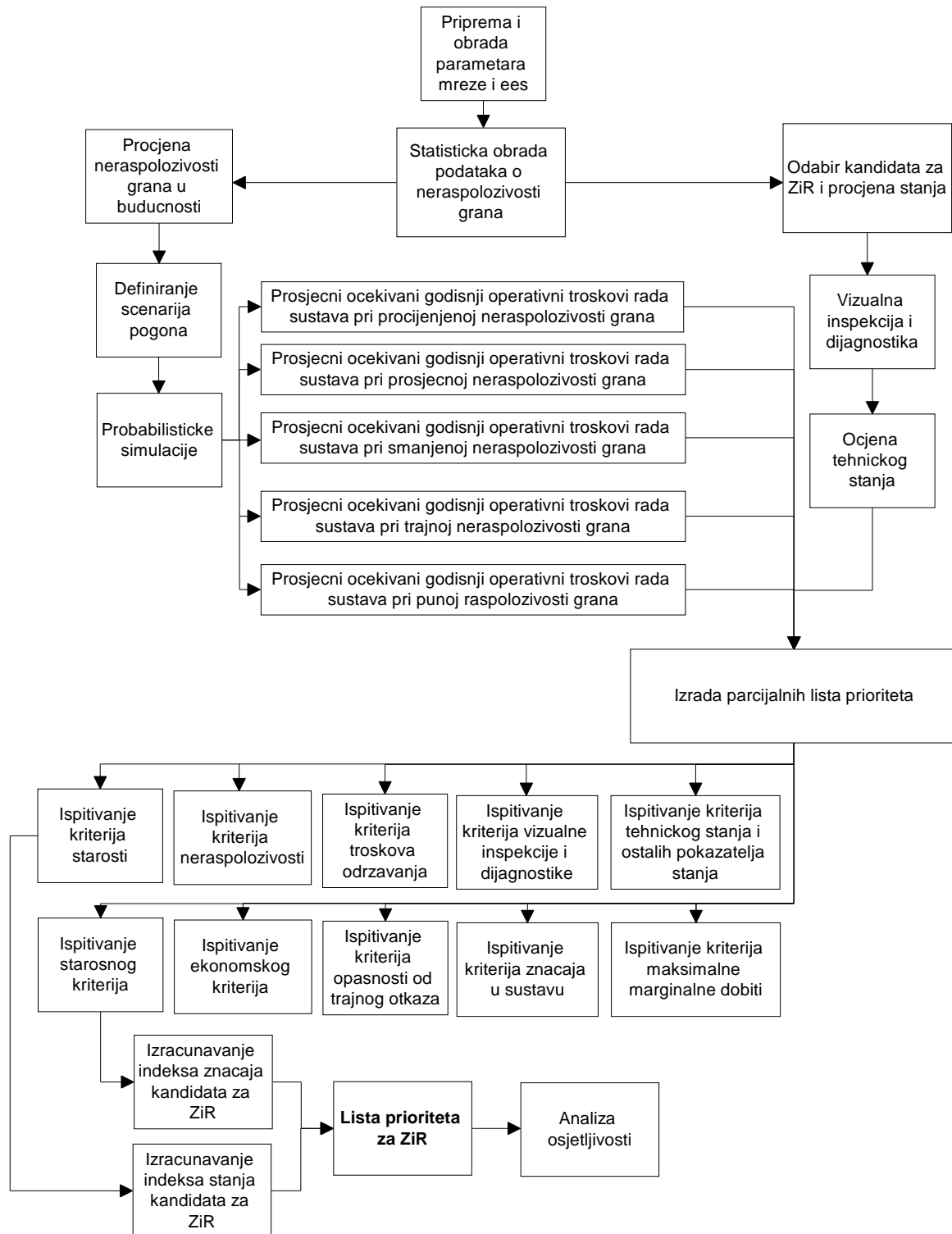
Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$ZiR_k(\text{stanje})$	$ZiR_k(\text{znacaj})$	$ZiR_k(\text{stanje}) + ZiR_k(\text{znacaj})$
1.	k_{23}	$ZiR_{k_{23}}(\text{stanje})$	$ZiR_{k_{23}}(\text{znacaj})$	$ZiR_{k_{23}}(\text{stanje}) + ZiR_{k_{23}}(\text{znacaj})$
2.	k_{19}	$ZiR_{k_{19}}(\text{stanje})$	$ZiR_{k_{19}}(\text{znacaj})$	$ZiR_{k_{19}}(\text{stanje}) + ZiR_{k_{19}}(\text{znacaj})$
3.	k_1	$ZiR_{k_1}(\text{stanje})$	$ZiR_{k_1}(\text{znacaj})$	$ZiR_{k_1}(\text{stanje}) + ZiR_{k_1}(\text{znacaj})$
4.	k_8	$ZiR_{k_8}(\text{stanje})$	$ZiR_{k_8}(\text{znacaj})$	$ZiR_{k_8}(\text{stanje}) + ZiR_{k_8}(\text{znacaj})$
5.	k_3	$ZiR_{k_3}(\text{stanje})$	$ZiR_{k_3}(\text{znacaj})$	$ZiR_{k_3}(\text{stanje}) + ZiR_{k_3}(\text{znacaj})$
6.

Pri tom mora važiti:

$$[ZiR_{k,rb}(\text{stanje}) + ZiR_{k,rb}(\text{znacaj})] > [ZiR_{k,rb+1}(\text{stanje}) + ZiR_{k,rb+1}(\text{znacaj})] \quad (83)$$

gdje je rb redni broj kandidata na listi ($rb = 1, 2, 3, 4 \dots$)

Pojednostavljeni dijagram toka postavljene metodologije za izradu liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnim elektroenergetskim mrežama prikazan je slijedećom slikom.



Slika 52 – Dijagram toka metodologije za izradu liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije

9.4.4. Analiza osjetljivosti

Uz korištenu metodologiju lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova ovisi najviše o slijedećim faktorima:

1. težinskim faktorima u određivanju indeksa stanja i indeksa značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije,
2. procjeni neraspoloživosti vodova i transformatora u budućnosti,
3. utjecaju mreža nižih naponskih razina (distribucijske mreže),
4. međuovisnosti između neraspoloživosti pojedinih kandidata u mreži.

Analiza osjetljivosti na težinske faktore

Pri određivanju indeksa stanja i indeksa značaja pojedinačnih kandidata u prijenosnoj mreži koristili su se subjektivno određeni težinski faktori pridruženi pojedinim kriterijima za zamjene i rekonstrukcije. Težinski faktori u osnovi predstavljaju odabir na temelju kojega operator prijenosnog sustava želi provoditi aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama. Ukoliko promotrimo samo težinske faktore pri određivanju indeksa značaja kandidata, operator prijenosnog sustava može aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama provoditi primarno u cilju smanjenja troškova rada elektroenergetskog sustava pri čemu veću važnost daje starosnom i ekonomskom kriteriju (izraženo preko težinskih faktora w_{z1} i w_{z2}), ili u cilju smanjenja opasnosti od trajnog otkaza nekog voda (izraženo preko težinskih faktora w_{z3} i w_{z4}).

Starosnom kriteriju koji promatra razliku između povećanja troškova uzrokovanih slabostima u mreži (u nastavku teksta samo troškova) pri procijenjenoj i prosječnoj neraspoloživosti pojedinačnih kandidata može biti pridružen najveći težinski faktor 0.2. Ekonomskom kriteriju koji promatra razliku između povećanja troškova pri procijenjenoj i smanjenoj neraspoloživosti pojedinačnih kandidata može biti pridružen težinski faktor 0.1, dok kriterijima opasnosti od trajnog otkaza (razlika troškova pri trajnoj i procijenjenoj neraspoloživosti) i kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu (razlika troškova pri trajnoj i nultoj neraspoloživosti) mogu biti pridruženi težinski faktori 0.04 i 0.02 redom. Iz toga slijedi da je subjektivna procjena operatora prijenosnog sustava bila da starosni kriterij ima dvostruko veću važnost pri određivanju indeksa značaja kandidata u odnosu na ekonomski kriterij, te peterostruko odnosno deseterostruko važnost u odnosu na kriterij opasnosti od trajnog otkaza i kriterij značaja u elektroenergetskom sustavu. Pri tom operator prijenosnog sustava uopće ne promatra kriterij maksimalne marginalne dobiti jer u ovom primjeru procjenjuje da nije potrebno povećavati prijenosnu moć ili prividnu snagu niti jednog kandidata za zamjene i rekonstrukcije. Analiza osjetljivosti može biti urađena za različite težinske faktore u odnosu na pretpostavljene, prema primjeru u slijedećoj tablici.

Tablica 23 – Primjer težinskih faktora pri određivanju indeksa značaja pojedinačnog kandidata u prijenosnoj mreži

Analiza osjetljivosti	Težinski faktori				
	w_{z1}	w_{z2}	w_{z3}	w_{z4}	w_{z5}
A (osnovni)	0.2	0.1	0.04	0.02	0
B	0.2	0.2	0.04	0.02	0.01
C	0.1	0.2	0.0	0.02	0.01
D	0.1	0.1	0.2	0.1	0.05

Analiza osjetljivosti B formirana je uz pretpostavku da operatoru sustava pri izradi plana aktivnosti za zamjene i rekonstrukcije istu važnost imaju povećanje troškova radi očekivanog povećanja neraspoloživosti vodova (starosni kriterij) i smanjenje troškova rada EES nakon aktivnosti zamjena i rekonstrukcija (ekonomski kriterij).

Analiza osjetljivosti C daje prednost smanjenju troškova rada sustava nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama (ekonomski kriterij) u odnosu na povećanje troškova radi očekivanog povećanja neraspoloživosti starijih vodova (starosni kriterij).

Analiza osjetljivosti D daje veću prednost opasnostima od trajnog otkaza vodova (kriterij opasnosti od trajnog otkaza) u odnosu na povećanje ili smanjenje troškova rada sustava (starosni kriterij i ekonomski kriterij).

Općenito se može zaključiti da lista prioriteta, s obzirom na težinske faktore pri određivanju indeksa značaja pojedinačnog voda ili transformatora u prijenosnoj mreži, prvenstveno ovisi o važnosti koju operator prijenosnog sustava daje dvjema grupama kriterija za zamjene i rekonstrukcije. U prvu grupu spadaju „troškovni“ kriteriji – starosni kriterij i ekonomski kriterij (gdje operator nastoji aktivnostima na zamjenama i rekonstrukcijama smanjiti troškove rada sustava), dok u drugu grupu spadaju „sigurnosni“ kriteriji – kriterij opasnosti od trajnog otkaza i kriterij značaja u elektroenergetskom sustavu (gdje operator nastoji aktivnostima na zamjenama i rekonstrukcijama smanjiti opasnost od enormnog povećanja troškova rada sustava pri trajnom otkazu pojedinog voda u mreži).

Analiza osjetljivosti na procjenu neraspoloživosti vodova u budućnosti

Neraspoloživost kandidata starijih od 40 godina u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja određuje se na temelju raspoloživih podataka o ostvarenim neraspoloživostima i pretpostavke da se neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom ponašaju u skladu s funkcijom normalne ili weibullove razdiobe. Ta pretpostavka ne mora biti potpuno točna budući da se najčešće radi o premalenom broju uzoraka na temelju kojih određujemo funkciju razdiobe slučajne varijable.

Da bi se sagledao utjecaj procijene neraspoloživosti kandidata u budućnosti određuje se lista prioriteta prema pretpostavci da će neraspoloživost svih kandidata u promatranom budućem razdoblju odgovarati prosječnim neraspoloživostima u proteklom razdoblju. U skladu s tim, pri izradi liste prioriteta otpada starosni kriterij (razlika između procijenjene i prosječne neraspoloživosti vodova), a ekonomski kriterij se modificira na način da se promatra razlika između povećanja očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava radi slabosti mreže pri prosječnoj i smanjenoj neraspoloživosti vodova (traži se $Max \{ \Delta OC_{i,k}(j) - \Delta OC'_{i,k}(j) \}$).

S obzirom na korištenu metodologiju procijene neraspoloživosti kandidata radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom, do razlike između procijenjenih vrijednosti neraspoloživosti i prosječnih vrijednosti neraspoloživosti dolazi onda ako je standardna devijacija uzorka neraspoloživosti velika, odnosno ako se zabilježene neraspoloživosti u statistici pogonskih događaja godine značajno rasipaju u odnosu na srednju vrijednost (u taj slučaj spada i jedan ili više ekstrema u vrijednostima uzorka). Eventualni ekstrem u neraspoloživosti kandidata u prošlosti uzrokuje visoku procijenjenu neraspoloživost razmatranog kandidata u promatranom kratkoročnom budućem razdoblju.

Utjecaj mreža nižih naponskih razina

U slučajevima kada se neko čvorište u kojemu je modeliran teret napaja preko dva pojna voda, posebno u slučajevima visoke procijenjene ili prosječne neraspoloživosti jednog od njih, korišteni model iskazuje visoke iznose neisporučene električne energije zbog više slučajno određenih stanja kada su obja pojna voda neraspoloživa. Takve situacije su posebno izražene za ljetne dijelove godišnje krivulje trajanja opterećenja zbog povišenih iznosa neraspoloživosti grana na modelu (uključeni prisilni i planirani zastoji).

U slučaju mogućnosti napajanja potrošača vezanih za neko čvorište mrežama nižih naponskih razina koje nisu uključene u model, neraspoloživost pojmih vodova neće dovesti do redukcija potrošnje što se ne može odraziti u korištenom modelu koji uključuje samo prijenosnu mrežu. U takvim slučajevima izračunava se visoki iznos indeksa značaja pojedinačnog voda u prijenosnoj mreži, te takav vod dopijeva visoko na listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije.

U opisanim slučajevima treba postupiti tako da se kritički sagleda stvarna mogućnost redukcija potrošnje zbog neraspoloživosti oba pojna voda nekog čvorišta u kojemu je modeliran teret, ili da se ljetnim dijelovima godišnje krivulje opterećenja pri probabilističkim simulacijama pridruže samo neraspoloživosti radi prisilnih zastoja (planirane zastoje isključujemo iz razmatranja pod pretpostavkom da će se planirani zahvati na promatranim vodovima obavljati vrlo pažljivo ne ugrožavajući napajanje bliskih potrošača). Drugi način je modeliranje i mreže niže naponske razine bitne za napajanje potrošača, koju smatramo nepromatranom mrežom i isključujemo je iz razmatranja za određivanje liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije iako je uključena u model.

Međuovisnosti između neraspoloživosti pojedinih kandidata u mreži

Rezultati dobiveni prikazanom metodologijom ovisni su o iznosima neraspoloživosti svih grana u mreži, tako da promjena neraspoloživosti bilo koje grane dovodi do drugačijih rezultata i u konačnici utječe na listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije ostalih kandidata u mreži. Da bi se dobili točniji rezultati bilo bi nužno iterativno ponavljati čitav opisani proces, s novim vrijednostima neraspoloživosti grana, nakon određivanja prvog kandidata s liste prioriteta. Tako bi trebalo nakon izvođenja zamjena i rekonstrukcija na prvom kandidatu sa liste prioriteta procijeniti njegovu novu neraspoloživost, ponoviti sve proračune i odrediti novu listu prioriteta, što nije moguće napraviti radi velikog broja proračuna.

Iskustveno se može reći da su najviše međuovisni električki bliski vodovi, pogotovo oni koji napajaju isto čvorište mreže. Promjena neraspoloživosti jednog takvog voda utječe na mjesto na listi prioriteta za drugi električki bliski vod, ali ne mijenja iznose indeksa uloge pojedinačnih vodova u prijenosnoj mreži za ostale vodove, pogotovo za električki udaljene vodove.

10. PRIMJENA METODOLOGIJE NA TEST PRIMJERU

Prikazana metodologija za određivanje liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnim elektroenergetskim mrežama provjerena je na test modelu elektroenergetskog sustava. U prvom dijelu prikazani su parametri jedinica mreže i svi potrebni ulazni podaci, u drugom su dijelu određeni kandidati za zamjene i rekonstrukcije, treći dio sadržava procjenu neraspoloživosti vodova i transformatora na modelu u kratkoročnom budućem razdoblju (trogodišnjem), zatim su prikazani rezultati probabilističkih simulacija te su ispitani kriteriji za zamjene i rekonstrukcije koji određuju parcijalne liste prioriteta, a na kraju je određena i konačna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije. Dodatno je izvršena analiza osjetljivosti na težinske faktore pri određivanju indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu.

10.1. Konfiguracija mreže i ulazni parametri test primjera elektroenergetskog sustava

Test model elektroenergetskog sustava prikazan je slikom 53. Prijenosna se mreža sastoji od 400 kV, 220 kV i 110 kV naponskih razina. U mreži ima ukupno 19 vodova, 12 transformatora, 7 potrošača i 10 generatora. Od ukupno 31 grane, 10 vodova i transformatora starije je od 40 godina (slika 54).

U čvorištima 1 i 8 priključeni su interkonektivni 400 kV vodovi prema susjednim elektroenergetskim sustavima za koje se pretpostavlja da omogućavaju uvoz određene snage po definiranoj cijeni tijekom čitave godine. Susjedni elektroenergetski sustavi u proračunima su ekvivalentirani nadomjesnim generatorima (elektranama). Pretpostavlja se da je svakim od interkonektivnih vodova prema susjednim sustavima moguće tijekom čitave godine uvoziti maksimalno 1000 MW u interventnim situacijama po cijeni od 5.5 c€/kWh.

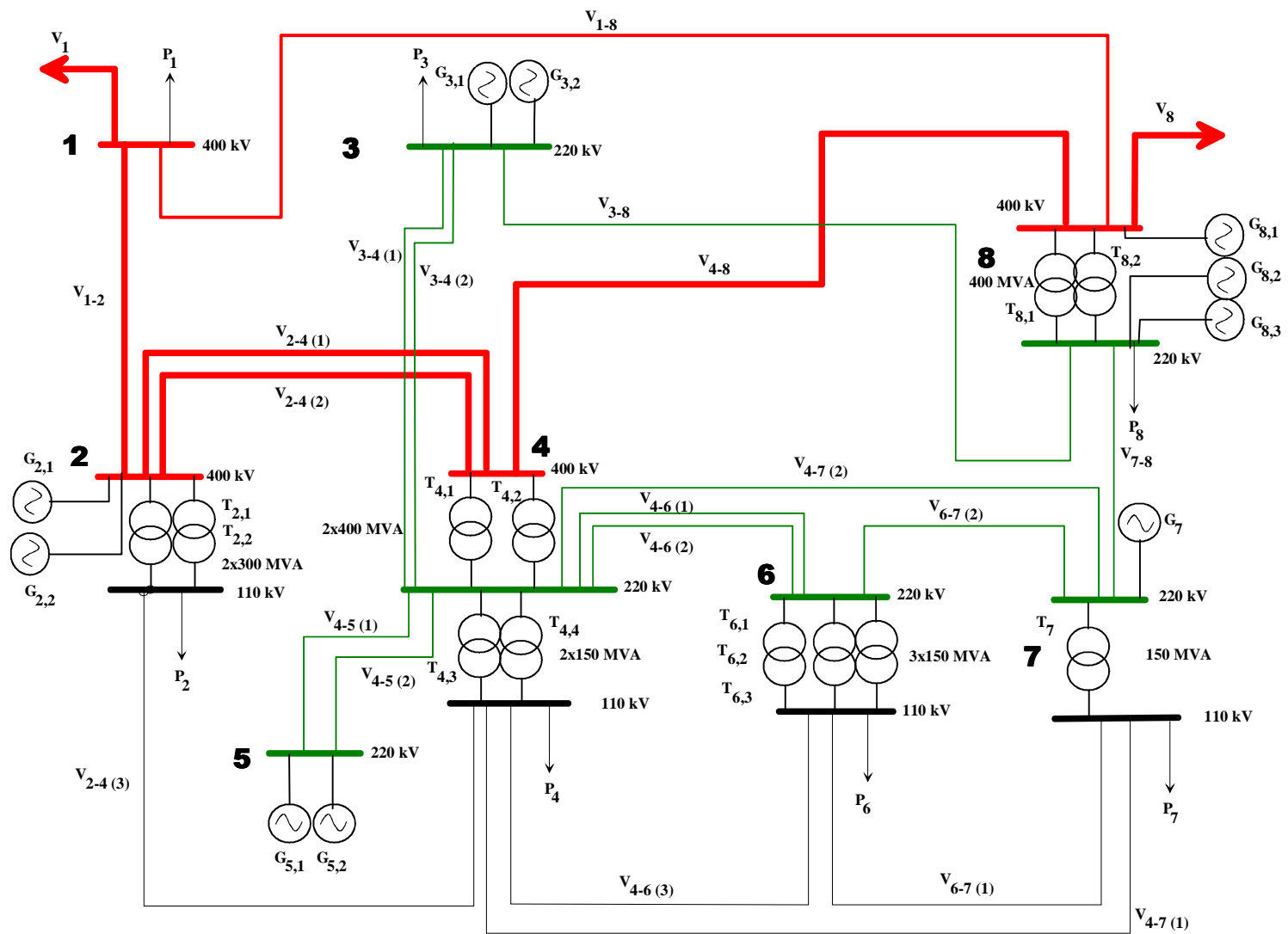
10.1.1. Parametri vodova

Parametri vodova na test modelu elektroenergetskog sustava prikazani su tablicom 24. Mreža se sastoji od pet 400 kV vodova, deset 220 kV i četiri 110 kV voda. Vodovi su određeni svojim otporom (R), reaktancijom (X), maksimalno dozvoljenom trajnom strujom u normalnom pogonu (I_{max}), te svojom neraspoloživošću (q). Vodovi stariji od 40 godina prikazani su u tablici 24 svijetlo plavom bojom.

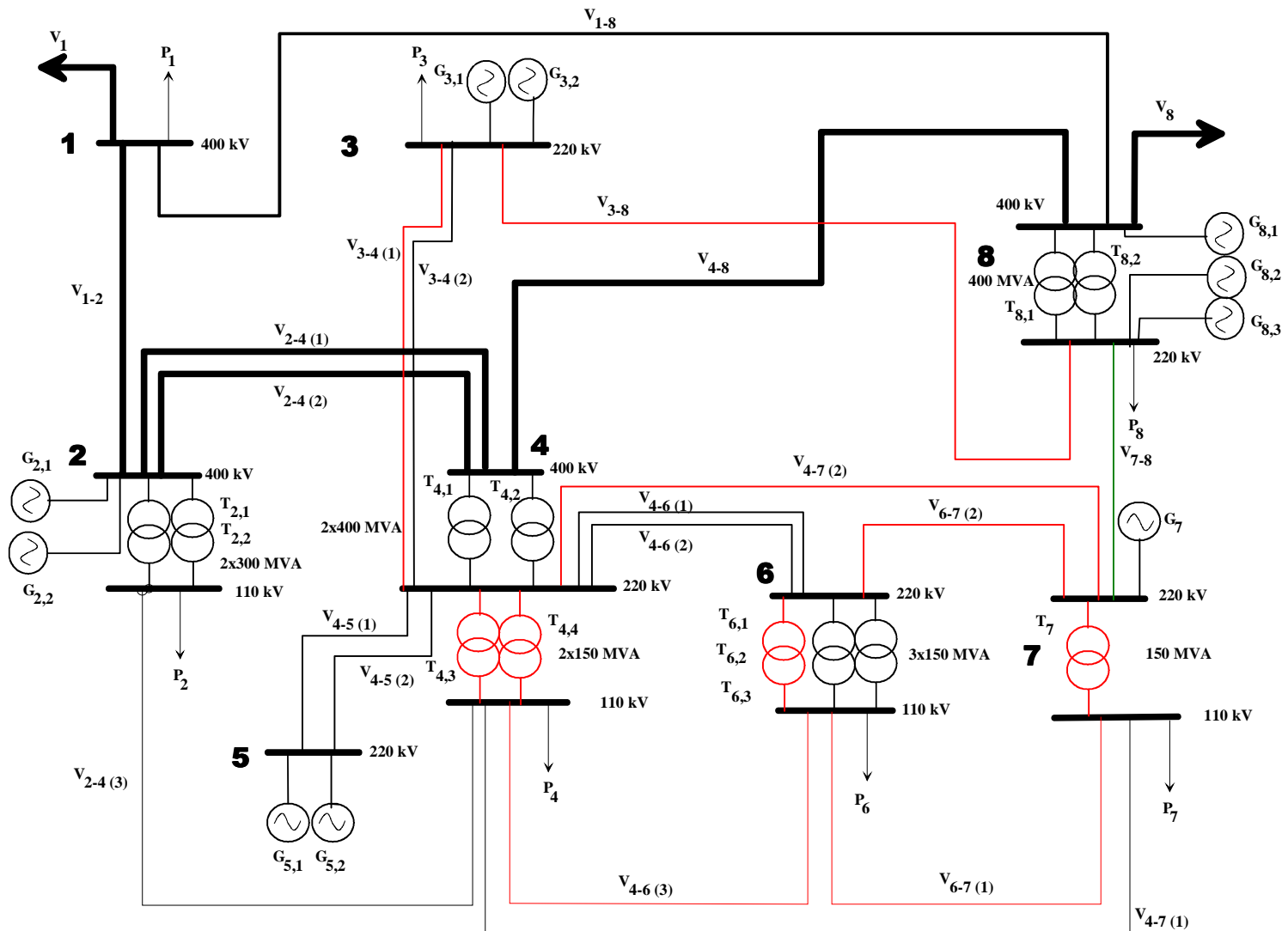
Neraspoloživost radi prisilnih i planiranih zastoja odgovara aritmetičkoj sredini ostvarenih vrijednosti u promatranom desetogodišnjem razdoblju. Za vodove starije od 40 godina izvršena je procjena neraspoloživosti u budućem trogodišnjem razdoblju postupkom opisanim u poglavlju 5. Procijenjene neraspoloživosti starijih vodova prikazane su u dodatku ovog rada.

10.1.2. Parametri transformatora

Parametri transformatora na test modelu elektroenergetskog sustava prikazani su tablicom 25. U mreži postoji ukupno četiri transformatora 400/220 kV snage 400 MVA, dva transformatora 400/110 kV snage 300 MVA, te šest transformatora 220/110 kV snage 150 MVA svaki. Transformatori su određeni svojim otporom (R), reaktancijom (X), prividnom snagom (S), te svojom neraspoloživošću (q). Transformatori stariji od 40 godina prikazani su u tablici 25 svijetlo plavom bojom.



Slika 53 Test model elektroenergetskog sustava



Slika 54 Starije jedinice mreže (> 40 godina, označene crvenom bojom) na test modelu elektroenergetskog sustava

Tablica 24 – Parametri vodova na test modelu elektroenergetskog sustava

Redni broj	Vod	Pogonski napon (kV)	L (km)	R (Ω /km)	X (Ω /km)	I _{max} (A)	Godina izgradnje	Starost	Neraspoloživost (%)	
									prisilna	planirana
1	V ₁₋₂	400	180,6	0,032	0,3285	951	1979	28	0,3	0,4
2	V ₁₋₈	400	300	0,032	0,3285	951	1978	29	0,15	0,23
3	V ₂₋₄₍₁₎	400	101,7	0,032	0,3285	951	1980	27	0,17	0,44
4	V ₂₋₄₍₂₎	400	101,7	0,032	0,3285	951	1980	27	0,4	0,12
5	V ₄₋₈	400	113,1	0,031	0,3285	951	1977	30	0,33	0,21
6	V ₃₋₄₍₁₎	220	210	0,081	0,4262	780	1961	46	*	*
7	V ₃₋₄₍₂₎	220	210	0,081	0,4262	780	1971	36	0,34	0,22
8	V ₃₋₈	220	230	0,081	0,4262	780	1958	49	*	*
9	V ₄₋₅₍₁₎	220	28,9	0,081	0,4247	780	1971	36	0,12	0,77
10	V ₄₋₅₍₂₎	220	28,9	0,081	0,4247	780	1971	36	0,12	0,77
11	V ₄₋₇₍₂₎	220	24,8	0,08	0,4256	780	1965	42	*	*
12	V ₄₋₆₍₁₎	220	53,1	0,083	0,425	780	1971	36	0,23	0,67
13	V ₄₋₆₍₂₎	220	53,1	0,083	0,425	780	1971	36	0,23	0,67
14	V ₆₋₇₍₂₎	220	74,9	0,081	0,4259	780	1963	44	*	*
15	V ₇₋₈	220	99,5	0,081	0,4253	780	1982	25	0,45	0,56
16	V ₂₋₄₍₃₎	110	90	0,121	0,406	605	1972	35	0,1	0,34
17	V ₄₋₆₍₃₎	110	67	0,19	0,412	439	1955	52	*	*
18	V ₆₋₇₍₁₎	110	70	0,121	0,406	605	1963	44	*	*
19	V ₄₋₇₍₁₎	110	24,8	0,121	0,406	605	1971	36	0,15	0,45

* prikazano odvojeno

Tablica 25 – Parametri transformatora na test modelu elektroenergetskog sustava

Redni broj	Čvor	Oznaka	U _{n1} /U _{n2} (kV/kV)	S (MVA)	U _{ks} (%)	Godina izgradnje	Starost	Neraspoloživost (%)	
								prisilna	planirana
1	2	T _{2,1}	400/115	300	12,3	1979	28	0,78	1,2
2	2	T _{2,2}	400/115	300	12,3	1979	28	0,87	0,98
3	4	T _{4,1}	400/231	400	11,7	1980	27	1,1	0,56
4	4	T _{4,2}	400/231	400	11,7	1980	27	0,34	1,2
5	4	T _{4,3}	220/115	150	10,7	1961	46	*	*
6	4	T _{4,4}	220/115	150	10,7	1961	46	*	*
7	6	T _{6,1}	220/115	150	10,1	1963	44	*	*
8	6	T _{6,2}	220/115	150	10,1	1971	36	1,2	1,1
9	6	T _{6,3}	220/115	150	10,1	1981	26	0,3	0,89
10	7	T ₇	231/115	150	12,3	1965	42	*	*
11	8	T _{8,1}	400/231	400	11,7	1980	27	0,5	1,1
12	8	T _{8,2}	400/231	400	11,7	1982	25	0,5	1,1

* prikazano odvojeno

Neraspoloživost radi prisilnih i planiranih zastoja odgovara aritmetičkoj sredini ostvarenih vrijednosti u promatranom desetogodišnjem razdoblju. Za transformatore starije od 40 godina izvršena je procjena nerasploživosti u budućem trogodišnjem razdoblju postupkom opisanim u poglavlju 5. Procijenjene nerasploživosti starijih transformatora prikazane su u dodatku ovog rada.

10.1.3. Potrošnja i opterećenje

Ukupno vršno opterećenje za razmatrane vremenske presjeke (razdoblje $t_1 - t_3$) iznosi redom:

$$P_{\max}(t_1) = 2094 \text{ MW,}$$

$$P_{\max}(t_2) = 2125 \text{ MW,}$$

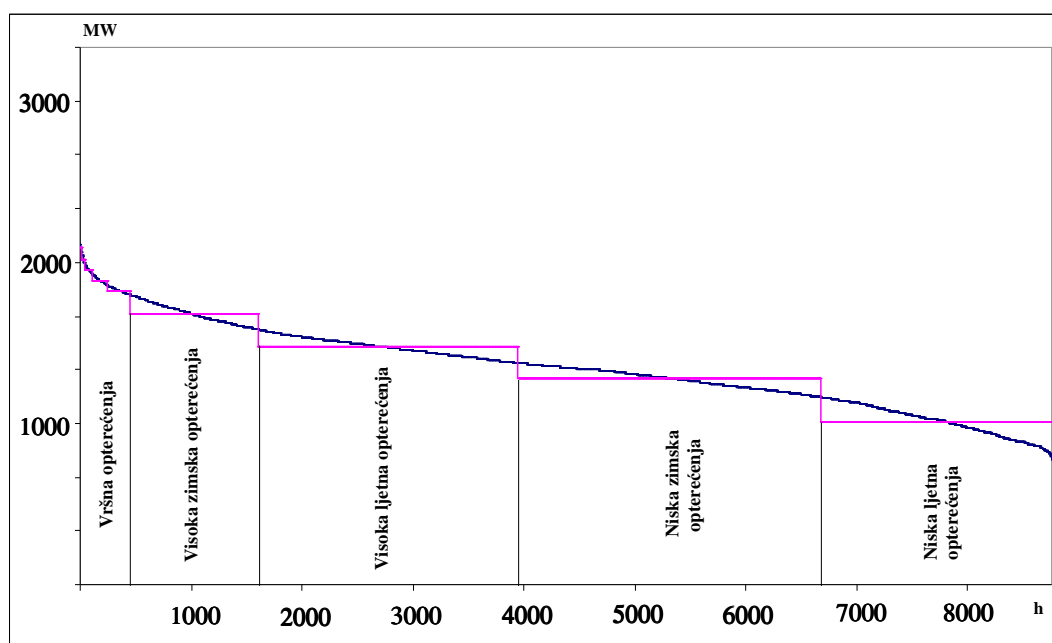
$$P_{\max}(t_3) = 2157 \text{ MW.}$$

Raspodjela vršnog opterećenja po pojedinim čvorištima prikazana je tablicom 26. Tereti su modelirani na sve tri naponske razine unutar promatrane mreže.

Tablica 26 – Raspodjela opterećenja na test modelu elektroenergetskog sustava

Redni broj	Čvor	Oznaka	P (t1) (MW)	P (t2) (MW)	P (t3) (MW)
1	1	P ₁	540	548	556
2	2	P ₂	180	183	185
3	3	P ₃	240	244	247
4	4	P ₄	198	201	204
5	6	P ₆	276	280	284
6	7	P ₇	120	122	124
7	8	P ₈	540	548	556
UKUPNO			2094	2125	2157

Godišnja krivulja trajanja opterećenja u godini t₁ prikazana je slikom 55. Krivulje trajanja opterećenja za godine t₂ i t₃ istog su oblika. Krivulje su podijeljene na pet dijelova i aproksimirane pravcima. Parametre krivulja prikazuju tablice 27 – 29. Pojedini se dijelovi odnose na vršno opterećenje, visoka zimska opterećenja, visoka ljetna opterećenja, niska zimska i niska ljetna opterećenja. Svaki od pojedinih dijelova godišnje krivulje trajanja opterećenja određen je srednjom vrijednošću opterećenja u MW i njegovim trajanjem u satima. Pojedinim dijelovima krivulja trajanja opterećenja pridružene su različite neraspoloživosti grana. Neraspoloživost radi prisilnih zastoja pridružena je dijelovima krivulje karakterističnim po vršnom opterećenju, te visokim i niskim zimskim opterećenjima, dok je ukupna neraspoloživost pridružena dijelovima krivulje karakterističnim po visokim i niskim ljetnim opterećenjima.



Slika 55 Oblik i aproksimacija godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t₁

Tablica 27 – Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_1

Dio krivulje trajanja opterećenja (t_1)	Osnovni parametri	
	Srednja vrijednost (MW)	Trajanje (sati)
Vršno opterećenje	2094	0
	2080	18
	2005	39
	1924	74
	1856	149
	1783	216
Visoka zimska opterećenja	1669	1341
Visoka ljetna opterećenja	1454	2128
Niska zimska opterećenja	1298	2387
Niska ljetna opterećenja	1023	2408

Tablica 28 – Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_2

Dio krivulje trajanja opterećenja (t_2)	Osnovni parametri	
	Srednja vrijednost (MW)	Trajanje (sati)
Vršno opterećenje	2125	0
	2111	18
	2035	39
	1953	74
	1884	149
	1810	216
Visoka zimska opterećenja	1694	1341
Visoka ljetna opterećenja	1476	2128
Niska zimska opterećenja	1317	2387
Niska ljetna opterećenja	1038	2408

Tablica 29 – Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_3

Dio krivulje trajanja opterećenja (t_3)	Osnovni parametri	
	Srednja vrijednost (MW)	Trajanje (sati)
Vršno opterećenje	2157	0
	2143	18
	2066	39
	1982	74
	1912	149
	1837	216
Visoka zimska opterećenja	1719	1341
Visoka ljetna opterećenja	1498	2128
Niska zimska opterećenja	1337	2387
Niska ljetna opterećenja	1054	2408

10.1.4. Generatori

Na modelu elektroenergetskog sustava nalazi se šest elektrana od kojih su dvije nuklearne (NE, čvorišta 2 i 8), dvije su plinske kombi termoelektrane (KTE, čvorište 7 i čvorište 8), jedna termoelektrana-toplana (TETO, čvorište 3), te jedna akumulacijska hidroelektrana u čvorištu 5. Elektrane su određene maksimalnom snagom na pragu, troškovima proizvodnje (goriva), te raspoloživošću generatora koju određuju planirani i neplanirani zastoji. Akumulacijska hidroelektrana određena je instaliranom snagom i angažmanom koji odgovara nultim troškovima proizvodnje.

Nuklearne su elektrane priključene na 400 kV naponsku razinu, dok su KTE i TETO, kao i akumulacijska hidroelektrana priključene na 220 kV mrežu. Kao što je već rečeno, interkonektivnim vodovima (V_1 i V_8) može se tijekom čitave godine uvoziti interventna snaga do 1000 MW svakim vodom, uz troškove od 5,5 c€/kWh. Osnovni podaci elektrana, kao i pojedinih generatora prikazani su tablicama 30 i 31.

Tablica 30 – Podaci o elektranama na test modelu elektroenergetskog sustava

TE	Neraspoloživost		Snaga prag (MW)	Spec. potrošak topline na pragu (MJ/kWh)		Cijena goriva (c/MJ)	Troškovi (goriva) proizvodnje (c/kWh)	
	remont	slučajna		kondenzacijski rad	protutlačni rad		kondenzacijski 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	-
KTE (Čvorište 7)	0,08	0,05	200	10,2	-	0,18	1,84	-
KTE (Čvorište 8)	0,08	0,05	200	10,2	-	0,18	1,84	-
TETO (Čvorište 3)	0,08	0,05	300	12,5	5,5	0,3	3,75	1,65

Važan dio ukupnih godišnjih troškova sustava čine troškovi proizvodnje (goriva) za termoelektre i troškovi dodatne hidroproizvodnje. Kod probabilističkih simulacija termoelektre se polazno angažiraju prema rastućim troškovima proizvodnje, što znači da u pogonu trebaju biti elektrane s najmanjim troškovima proizvodnje i angažirane maksimalnom snagom. Dvije cijene troškova proizvodnje za termoelektre-toplanu u čvorištu 3 odnose se na kondenzacijski i protutlačni rad. U protutlačnom radu (proizvodnja električne energije i pare) trošak proizvodnje je niži, za razliku od kondenzacijskog rada (proizvodnja električne energije) kada troškovi proizvodnje značajno rastu. Budući da termoelektre-toplane rade u protutlačnom režimu zimi, a u kondenzacijskom ljeti, različiti iznosi troškova proizvodnje pridruženi su različitim dijelovima (zimski i ljetni) godišnje krivulje trajanja opterećenja. Za ostale termoelektre pretpostavljaju se stalni troškovi proizvodnje tijekom godine.

Tablica 31 – Podaci o generatorima na test modelu elektroenergetskog sustava

Elektrana	Gen.	P_{max} (MW)	Trošak proizvodnje (c/kWh)		Neraspoloživost	
			zima	ljetno	zima	ljetno
NE (Čvorište 2)	G _{2,1}	500	1,32	1,32	0,05	0,21
	G _{2,2}	500	1,32	1,32	0,05	0,21
TETO (Čvorište 3)	G _{3,1}	150	1,65	3,75	0,05	0,13
	G _{3,2}	150	1,65	3,75	0,05	0,13
KTE (Čvorište 7)	G ₇	200	1,84	1,84	0,05	0,13
NE (Čvorište 8)	G _{8,1}	500	1,32	1,32	0,05	0,21
KTE (Čvorište 8)	G _{8,2}	100	1,84	1,84	0,05	0,13
	G _{8,3}	100	1,84	1,84	0,05	0,13

Polazni angažman akumulacijske hidroelektre (HE) u čvorištu 5 određen je na osnovu prosječnih mjesečnih dotoka u promatranom razdoblju. Tako određena angažirana snaga hidroelektre predstavlja gornju granicu proizvodnje uz troškove jednake nuli, pa će svaki dodatni angažman akumulacijske hidroelektre (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 grane mreže pokušati izbjeći preraspodjelom termoproizvodnje u sustavu, a tek onda dodatnim pražnjenjem akumulacije hidroelektre u čvorištu 5. Osnovni podaci hidroelektre prikazani su tablicom 32.

Tablica 32 – Podaci o hidroelektrani na test modelu elektroenergetskog sustava

Elektrana	Gen.	P_{\max} (MW)	Početni angažman (MW)					
			zima - hidrologija			ljetno - hidrologija		
			suha	normalna	vlažna	suha	normalna	vlažna
HE (Čvorište 5)	G _{5,1}	125	20	70	110	0	30	50
	G _{5,2}	125	20	70	110	0	30	50

Vjerojatnosti nastanka pojedinih hidroloških stanja iznose:

$$P_{\text{normalna hidrologija}} = 0,5$$

$$P_{\text{suha hidrologija}} = 0,2$$

$$P_{\text{vlažna hidrologija}} = 0,3$$

10.1.5. Jedinični trošak neisporučene električne energije

U slučaju nemogućnosti otklanjanja preopterećenja u mreži, algoritam računa minimalno potrebnu redukciju opterećenja kako bi sve grane mreže ostale opterećene unutar dozvoljenih granica. Redukcija opterećenja izaziva određeni trošak, a kao jedinični trošak neisporučene električne energije definirana je vrijednost od 3 €/kWh.

10.2. Određivanje kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Prema poglavlju 9.1 kandidati za zamjene i rekonstrukcije su oni vodovi i transformatori kod kojih je:

1. zadovoljena relacija (59) ili (60) ili (61) – poglavlje 8
2. operator prienosnog sustava kroz vizualnu inspekciju ili dijagnostički postupak utvrdio nezadovoljavajuće stanje,
3. nezadovoljen neki od tehničkih kriterija opisanih u poglavlju 8.1.5 i 8.1.6

Radi pojednostavljenja pretpostavit ćemo da su kao kandidati definirani samo oni vodovi i transformatori stariji od 40 godina. Kandidati za zamjene i rekonstrukcije su prema tome:

V₃₋₄₍₁₎ – 220 kV vod između čvorišta 3 i 4

V₃₋₈ – 220 kV vod između čvorišta 3 i 8

V₄₋₇₍₂₎ – 220 kV vod između čvorišta 4 i 7

V₆₋₇₍₂₎ – 220 kV vod između čvorišta 6 i 7

V₄₋₆₍₃₎ – 110 kV vod između čvorišta 4 i 6

V₆₋₇₍₁₎ – 110 kV vod između čvorišta 6 i 7

T_{4,3} – 220/110 kV transformator u čvorištu 4

T_{4,4} – 220/110 kV transformator u čvorištu 4 (paralelan prethodnom)

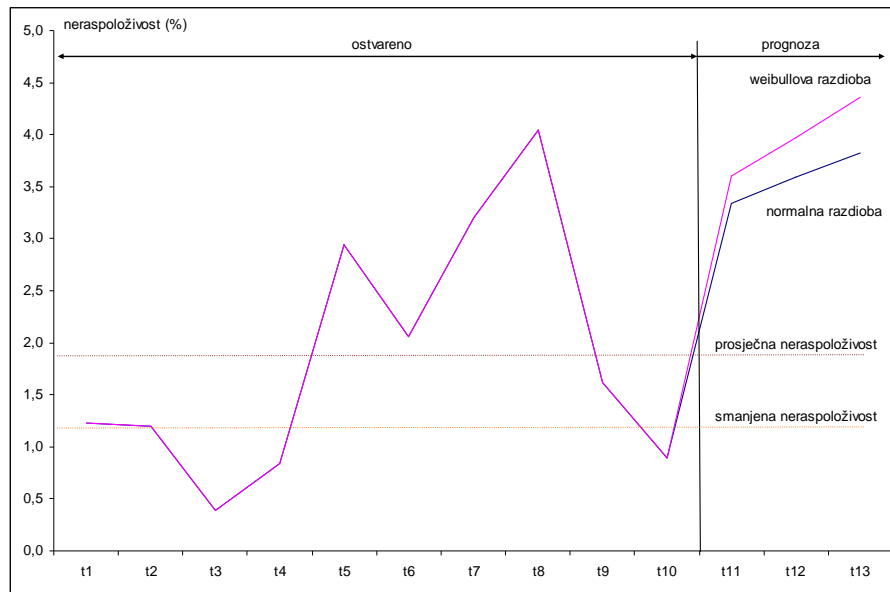
T_{6,1} – 220/110 kV transformator u čvorištu 6

T₇ – 220/110 kV transformator u čvorištu 7

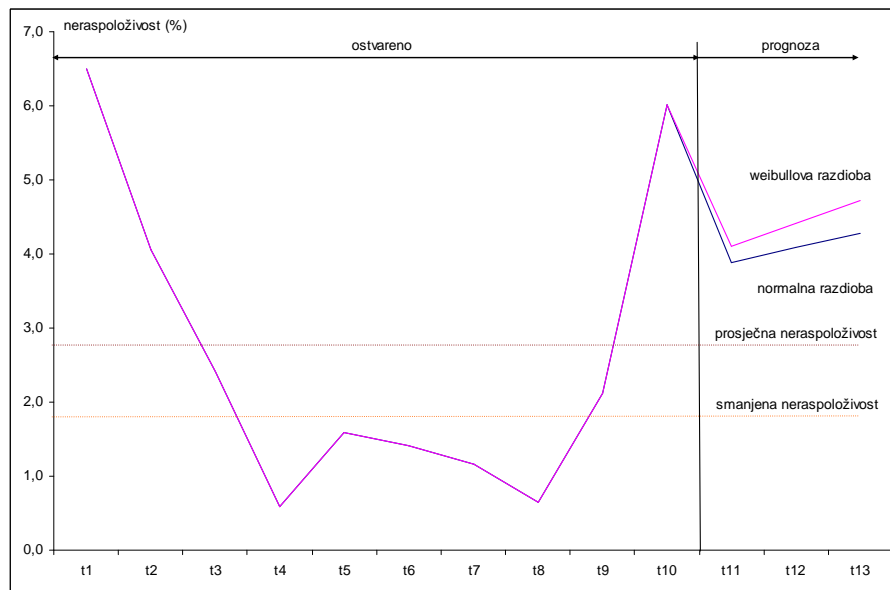
10.3. Procjena neraspoloživosti vodova i transformatora u budućem razdoblju

Postupkom opisanim u poglavlju 5 izvršena je procjena neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije u budućem razdoblju $t_1 - t_3$. Rezultati procjene prikazani su u dodatku na kraju ovog rada.

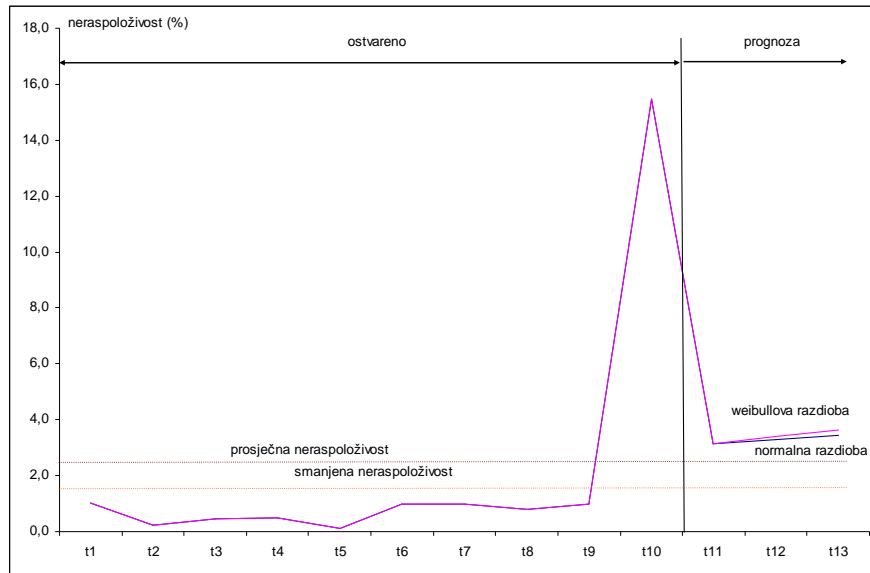
Slike 56 – 65 prikazuju procjenu neraspoloživosti vodova i transformatora starijih od 40 godina na temelju funkcija normalne razdiobe i Weibullove razdiobe slučajne varijable. Na slikama su također prikazane prosječne neraspoloživosti u promatranom desetogodišnjem razdoblju, te smanjene neraspoloživosti samo radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, te prisilnih i planiranih zastoja s vanjskim razlogom.



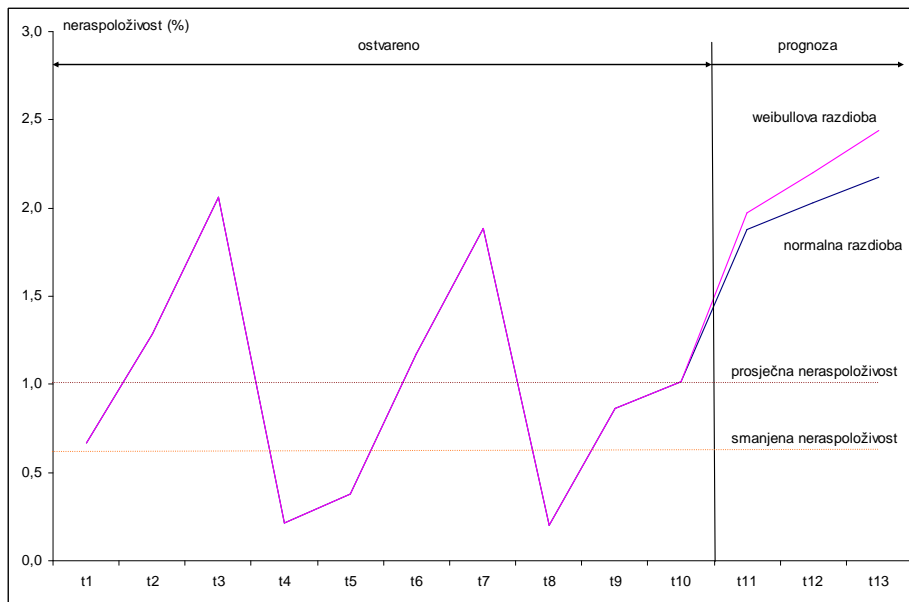
Slika 56 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost voda $V_{3-4} (1)$



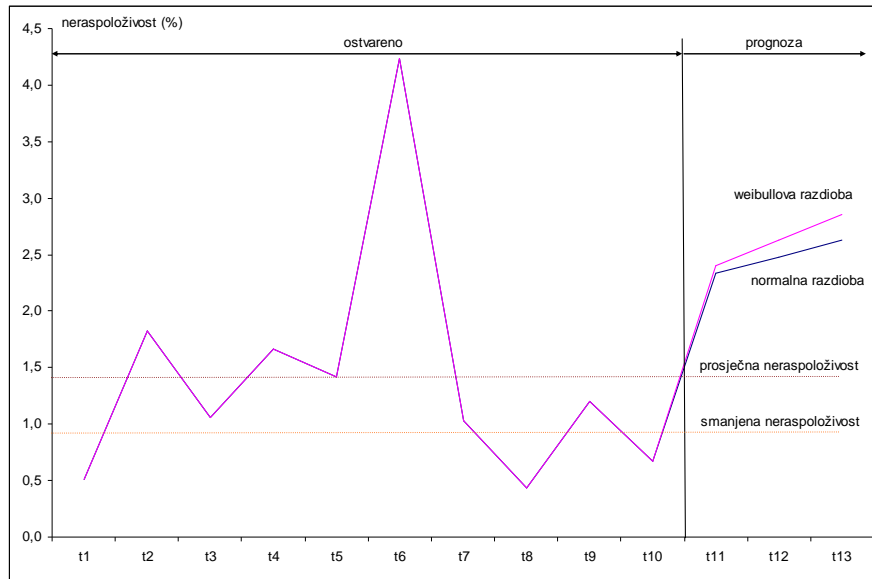
Slika 57 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost voda V_{3-8}



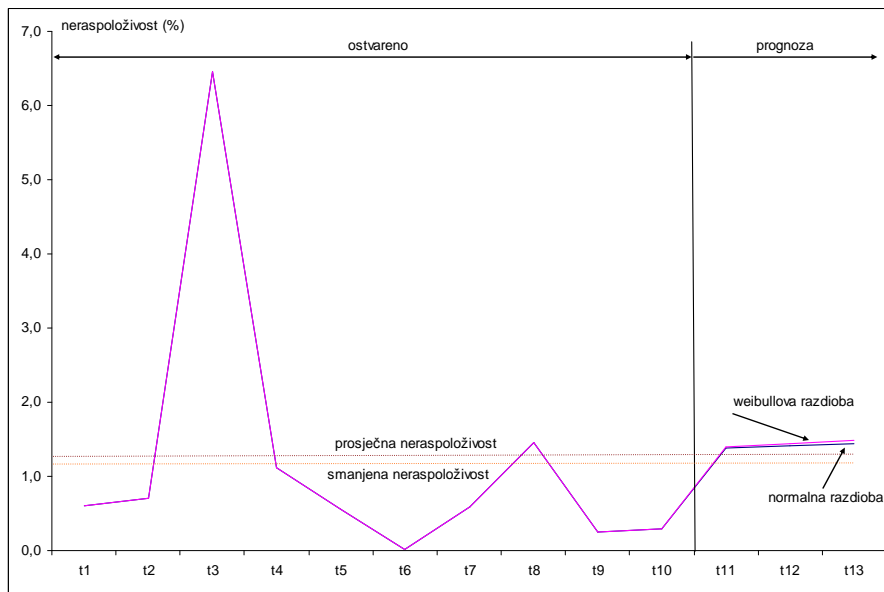
Slika 58 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost voda V₄₋₇ (2)



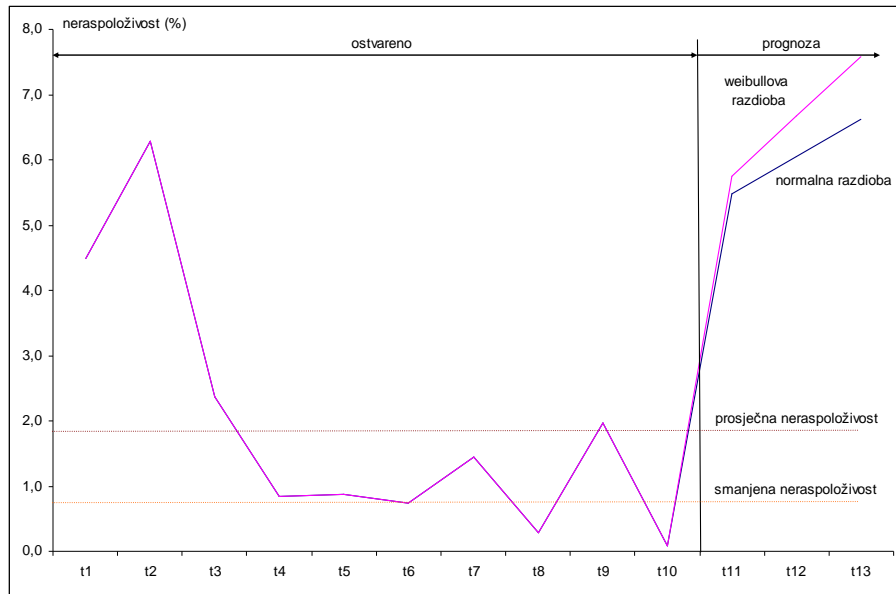
Slika 59 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost voda V₆₋₇ (2)



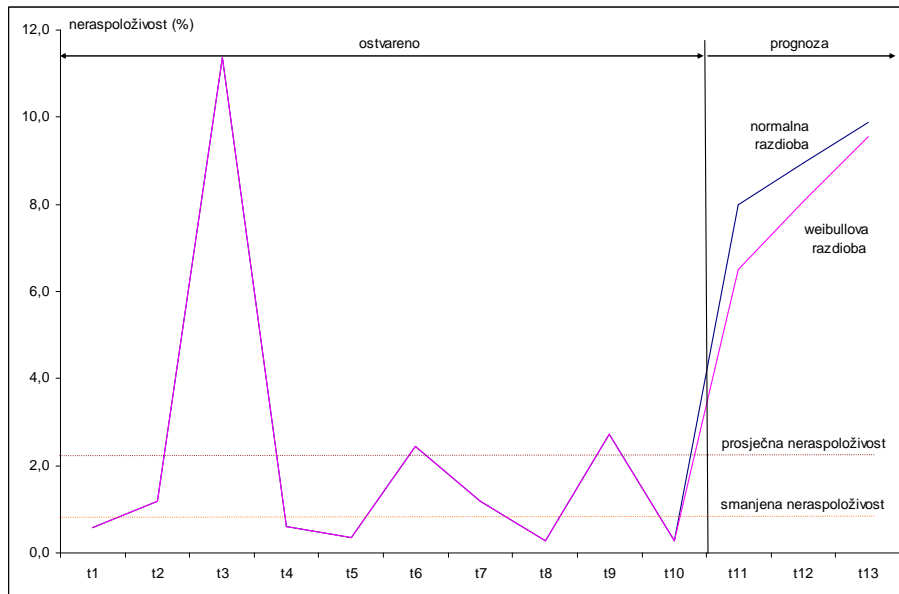
Slika 60 Ostvarena i procijenjena neraspeloživost voda V₄₋₆ (3)



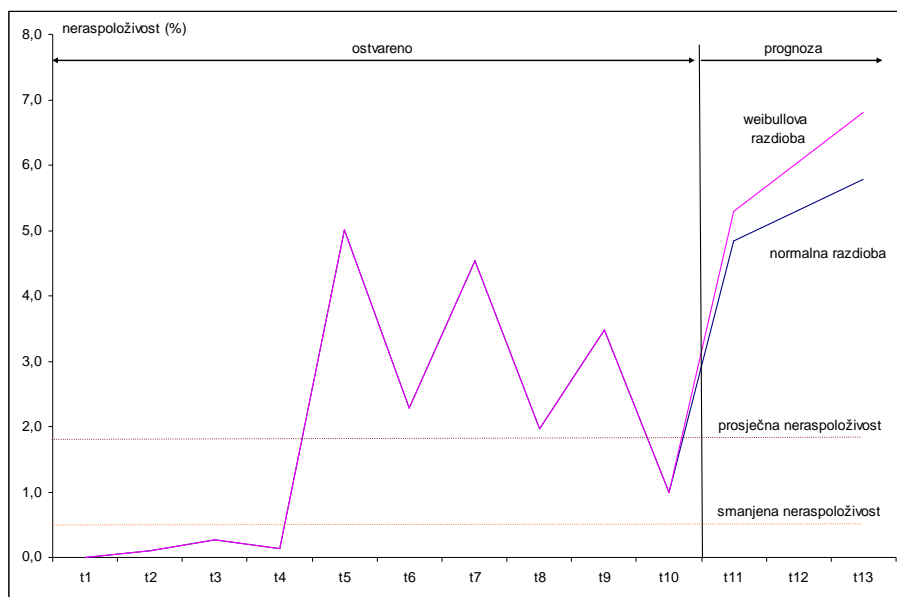
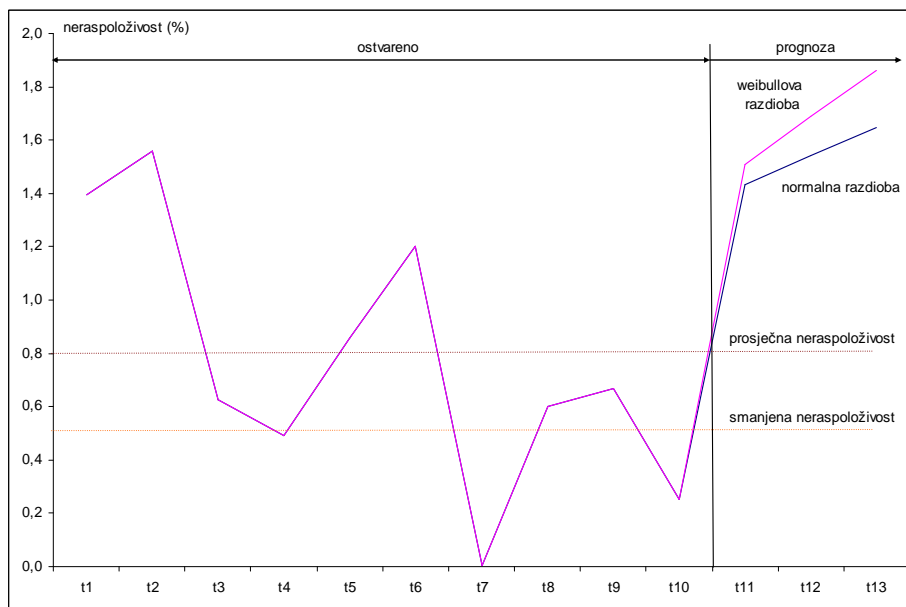
Slika 61 Ostvarena i procijenjena neraspeloživost voda V₆₋₇ (1)



Slika 62 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost transformatora T_{4,3}



Slika 63 Ostvarena i procijenjena neraspoloživost transformatora T_{4,4}

Slika 64 Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora T_{6,1}Slika 65 Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora T₇

Tablice 33 – 35 prikazuju iznose tri scenarija nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije:

1. procijenjena nerasploživost (prema postupku opisanom u poglavlju 5),
2. prosječna nerasploživost (aritmetička sredina ostvarenih nerasploživosti u proteklom desetogodišnjem razdoblju),
3. smanjena nerasploživost (aritmetička sredina ostvarenih nerasploživosti u proteklom desetogodišnjem razdoblju umanjene za trajne prisilne zastoje i planirane zastoje s unutarnjim razlogom).

Procjene nerasploživosti koristeći funkciju normalne razdiobe ne razlikuju se znatno od procjena koje koriste funkciju weibullove razdiobe. Razlike u procjeni nerasploživosti ne prelaze 20 %, a korištenje weibullove razdiobe generalno rezultira nešto većim iznosima nerasploživosti, iako se primjećuju slučajevi kada weibullova razdioba daje i nižu nerasploživost (primjer transformator $T_{4,4}$). U kasnije opisanim probabilističkim simulacijama obje grupe nerasploživosti daju iste rezultate, pa se u nastavku primjera neće praviti razlika između prikazanih procjena nerasploživosti.

Tablica 33 – Razine nerasploživosti kandidata za ZiR u godini t_1

Kandidat (godina t_1)	qprocjena (normalna razdioba)			qprocjena (weibull razdioba)			qprosječno			qsmanjeno		
	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno
V _{3,4} (1)	0,6	2,7	3,3	0,7	2,9	3,6	0,2	1,6	1,8	0,1	1,1	1,1
V _{3,8}	2,6	1,2	3,9	2,8	1,3	4,1	1,8	0,8	2,7	1,3	0,6	1,9
V _{4,7} (2)	0,3	2,8	3,1	0,2	2,9	3,1	0,1	2,0	2,2	0,1	1,7	1,8
V _{6,7} (2)	1,1	0,8	1,9	1,1	0,9	2,0	0,4	0,5	1,0	0,2	0,4	0,6
V _{4,6} (3)	0,8	1,6	2,3	0,8	1,6	2,4	0,3	1,1	1,4	0,1	0,8	0,9
V _{6,7} (1)	0,3	1,0	1,4	0,3	1,1	1,4	0,2	1,0	1,2	0,2	0,9	1,1
T _{4,3}	0,4	5,1	5,5	0,4	5,4	5,8	0,3	1,6	1,9	0,3	0,4	0,7
T _{4,4}	0,6	7,4	8,0	0,6	5,9	6,5	0,3	1,7	2,1	0,3	0,5	0,8
T _{6,1}	4,2	0,6	4,8	4,7	0,6	5,3	1,6	0,2	1,9	0,3	0,1	0,5
T ₇	0,5	0,9	1,4	0,5	1,0	1,5	0,3	0,4	0,8	0,3	0,2	0,5

Tablica 34 – Razine nerasploživosti kandidata za ZiR u godini t_2

Kandidat (godina t_2)	qprocjena (normalna razdioba)			qprocjena (weibull razdioba)			qprosječno			qsmanjeno		
	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno
V _{3,4} (1)	0,7	2,9	3,6	0,8	3,2	4,0	0,2	1,6	1,8	0,1	1,1	1,1
V _{3,8}	2,8	1,3	4,1	3,0	1,4	4,4	1,8	0,8	2,7	1,3	0,6	1,9
V _{4,7} (2)	0,3	3,0	3,3	0,3	3,1	3,4	0,1	2,0	2,2	0,1	1,7	1,8
V _{6,7} (2)	1,2	0,9	2,0	1,3	0,9	2,2	0,4	0,5	1,0	0,2	0,4	0,6
V _{4,6} (3)	0,9	1,6	2,5	0,9	1,7	2,6	0,3	1,1	1,4	0,1	0,8	0,9
V _{6,7} (1)	0,3	1,1	1,4	0,4	1,1	1,4	0,2	1,0	1,2	0,2	0,9	1,1
T _{4,3}	0,4	5,6	6,1	0,4	6,3	6,7	0,3	1,6	1,9	0,3	0,4	0,7
T _{4,4}	0,7	8,3	8,9	0,6	7,4	8,1	0,3	1,7	2,1	0,3	0,5	0,8
T _{6,1}	4,6	0,7	5,3	5,4	0,7	6,0	1,6	0,2	1,9	0,3	0,1	0,5
T ₇	0,5	1,0	1,5	0,6	1,1	1,7	0,3	0,4	0,8	0,3	0,2	0,5

Tablica 35 – Razine nerasploživosti kandidata za ZiR u godini t_3

Kandidat (godina t_3)	qprocjena (normalna razdioba)			qprocjena (weibull razdioba)			qprosječno			qsmanjeno		
	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno	prisilno	planirano	ukupno
V _{3,4} (1)	0,8	3,1	3,8	0,9	3,5	4,4	0,2	1,6	1,8	0,1	1,1	1,1
V _{3,8}	2,9	1,4	4,3	3,2	1,5	4,7	1,8	0,8	2,7	1,3	0,6	1,9
V _{4,7} (2)	0,3	3,1	3,4	0,3	3,3	3,6	0,1	2,0	2,2	0,1	1,7	1,8
V _{6,7} (2)	1,3	0,9	2,2	1,4	1,0	2,4	0,4	0,5	1,0	0,2	0,4	0,6
V _{4,6} (3)	0,9	1,7	2,6	1,0	1,8	2,9	0,3	1,1	1,4	0,1	0,8	0,9
V _{6,7} (1)	0,4	1,1	1,4	0,4	1,1	1,5	0,2	1,0	1,2	0,2	0,9	1,1
T _{4,3}	0,4	6,2	6,6	0,4	7,1	7,6	0,3	1,6	1,9	0,3	0,4	0,7
T _{4,4}	0,7	9,2	9,9	0,7	8,9	9,6	0,3	1,7	2,1	0,3	0,5	0,8
T _{6,1}	5,1	0,7	5,8	6,0	0,8	6,8	1,6	0,2	1,9	0,3	0,1	0,5
T ₇	0,6	1,1	1,6	0,6	1,2	1,9	0,3	0,4	0,8	0,3	0,2	0,5

10.4. Probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava

Na temelju postupka opisanog u poglavlju 6 izvršene su probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava u promatranom razdoblju $t_1 - t_3$, te su izračunate slijedeće veličine:

- $\Delta OC_i(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij ovisan o modeliranim nesigurnostima, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži.
- $\Delta OC_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda i transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenim statistikom pogonskih događaja.
- $\Delta OC'_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda ili transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja umanjenoj za trajne prisilne i planirane zastoje s unutarnjim razlogom.
- $\Delta OC_{i,kl}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu neraspoloživost voda ili transformatora k .
- $\Delta OC_{i,ko}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu raspoloživost voda ili transformatora k .
- $\Delta MC_{i,k}(j)$ - marginalna dobit od povećanja kapaciteta voda ili transformatora k (smanjenje operativnih troškova rada EES pri povećanju prijenosne moći voda ili prividne snage transformatora k za 1 MW) u i -toj godini, za j -ti analizirani scenarij, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži.

Za svaki promatrani vremenski presjek formirana su tri scenarija ovisna o hidrologiji (normalna, suha i vlažna hidrologija), unutar kojih se početni angažman akumulacijske hidroelektrane varira prema tablici 32. Vjerojatnosti nastanka pojedinih hidroloških stanja prethodno su definirana. Ukupno je analizirano 9 scenarija unutar promatranog vremenskog razdoblja:

Scenarij 1A: vremenski presjek t_1 , normalna hidrologija

Scenarij 1B: vremenski presjek t_1 , suha hidrologija

Scenarij 1C: vremenski presjek t_1 , vlažna hidrologija

Scenarij 2A: vremenski presjek t_2 , normalna hidrologija

Scenarij 2B: vremenski presjek t_2 , suha hidrologija

Scenarij 2C: vremenski presjek t_2 , vlažna hidrologija

Scenarij 3A: vremenski presjek t_3 , normalna hidrologija

Scenarij 3B: vremenski presjek t_3 , suha hidrologija

Scenarij 3C: vremenski presjek t_3 , vlažna hidrologija

Rezultati probabilističkih simulacija s procijenjenim neraspoloživostima vodova i transformatora prikazani su slijedećim tablicama.

Tablica 36 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1A)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno (EUR)
vršna opterećenja	-50		40910	40860
visoka zimska opterećenja	0	0	69732	69732
visoka ljetna opterećenja	0	0	51072	51072
niska zimska opterećenja	0	0	9548	9548
niska ljetna opterećenja	0	0	0	0
				171212

Tablica 37 – Marginalna dobit grana u godini t_1 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1A)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-36	-	-	-	-	-36
T _{8,1}	-1	-80	-	-	-	-81
V ₂₋₄₍₃₎	-	-1998	-3171	-3557	-	-8725

Tablica 38 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1B)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	-180		40910	40730
visoka zimska opterećenja	0	0	68391	68391
visoka ljetna opterećenja	0	0	51072	51072
niska zimska opterećenja	0	0	9548	9548
niska ljetna opterećenja	0	0	0	0
				169741

Tablica 39 – Marginalna dobit grana u godini t_1 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1B)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-17					-17
T _{8,1}	0					0
V ₂₋₄₍₃₎		-1998	-3171	-3557		-8725
T _{4,1}			-21			-21

Tablica 40 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1C)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	280		40910	41190
visoka zimska opterećenja	0	0	69732	69732
visoka ljetna opterećenja	2128	0	51072	53200
niska zimska opterećenja	0	0	9548	9548
niska ljetna opterećenja	2408	0	0	2408
				176078

Tablica 41 – Marginalna dobit grana u godini t_1 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1C)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-187					-187
T _{8,1}	-41					-41
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725

Tablica 42 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2A)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	110		43570	43680
visoka zimska opterećenja	0	0	73755	73755
visoka ljetna opterećenja	0	0	57456	57456
niska zimska opterećenja	0	0	16709	16709
niska ljetna opterećenja	0	0	0	0
				191600

Tablica 43 – Marginalna dobit grana u godini t_2 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2A)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-201					-201
T _{8,1}	-1	-80	-21			-102
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725

Tablica 44 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2B)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	-100		43570	43470
visoka zimska opterećenja	0	0	73755	73755
visoka ljetna opterećenja	0	0	57456	57456
niska zimska opterećenja	0	0	16709	16709
niska ljetna opterećenja	0	0	0	0
				191390

Tablica 45 – Marginalna dobit grana u godini t_2 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2B)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-73					-73
T _{8,1}	0		-21			-21
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725
T _{4,1}			-21			-21

Tablica 46 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2C)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	530		43570	44100
visoka zimska opterećenja	0	0	73755	73755
visoka ljetna opterećenja	2128	0	57456	59584
niska zimska opterećenja	0	0	16709	16709
niska ljetna opterećenja	2408	0	0	2408
				196556

Tablica 47 – Marginalna dobit grana u godini t_2 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2C)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-228					-228
T _{8,1}	-25	-94				-119
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725

Tablica 48 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3A)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	410		45790	46200
visoka zimska opterećenja	0	0	77778	77778
visoka ljetna opterećenja	127680	-6384	61712	183008
niska zimska opterećenja	0	0	21483	21483
niska ljetna opterećenja	91504	0	0	91504
				419973

Tablica 49 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3A)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-285					-285
T _{8,1}	-1	-80				-81
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725
V _{2-4 (1)}			-106		-24	-130
V _{4-7 (2)}			-21			-21
V ₄₋₈			-43			-43
T _{4,1}			-128			-128
V ₇₋₈			-64		-72	-136

Tablica 50 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3B)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	70		45790	45860
visoka zimska opterećenja	0	0	77778	77778
visoka ljetna opterećenja	131936	-2128	61712	191520
niska zimska opterećenja	0	0	21483	21483
niska ljetna opterećenja	89096	0	0	89096
				425737

Tablica 51 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3B)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-208					-208
T _{8,1}						0
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725
T _{4,1}			-170			-170
V _{2-4 (1)}			-106		-24	-130
V _{4-7 (2)}			-21			-21
V ₇₋₈			-64		-72	-136

Tablica 52 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3C)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	dodatni troškovi termoproizvodnje	dodatni troškovi hidroproizvodnje	troškovi neisporučene električne energije	ukupno
vršna opterećenja	960		45790	46750
visoka zimska opterećenja	1341	0	77778	79119
visoka ljetna opterećenja	129808	-10640	61712	180880
niska zimska opterećenja	0	0	21483	21483
niska ljetna opterećenja	91504	0	0	91504
				419736

Tablica 53 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3C)

Grana	Dio godišnje krivulje trajanja opterećenja					Ukupno (EUR)
	vršna	visoka zimska	visoka ljetna	niska zimska	niska ljetna	
T _{4,3}	-568					-568
T _{8,1}	-22	-94				-116
V _{2-4 (3)}		-1998	-3171	-3557		-8725
V _{2-4 (1)}			-85		-24	-109
V _{4-7 (2)}			-21			-21
V ₄₋₈			-64			-64
T _{4,1}			-21			-21
V ₇₋₈			-64		-72	-136

Povećanja godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava radi slabosti mreže, uz procijenjenu neraspoloživost grana, iznose:

$$\begin{aligned}
 \Delta OC_1 (A) &= 171212 \text{ €} \\
 \Delta OC_1 (B) &= 169741 \text{ €} \\
 \Delta OC_1 (C) &= 176078 \text{ €} \\
 \Delta OC_2 (A) &= 191600 \text{ €} \\
 \Delta OC_2 (B) &= 191390 \text{ €} \\
 \Delta OC_2 (C) &= 196556 \text{ €} \\
 \Delta OC_3 (A) &= 419973 \text{ €} \\
 \Delta OC_3 (B) &= 425737 \text{ €} \\
 \Delta OC_3 (C) &= 419736 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Od svih kandidata za zamjene i rekonstrukcije marginalna dobit je različita od nule u pojedinim scenarijima samo za transformator T_{4,3} i vod V_{4-7 (2)}. To znači da eventualno povećanje kapaciteta grana (prividne snage transformatora ili prijenosne moći voda) kroz aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama ima smisla razmatrati samo za te dvije jedinice mreže (uz napomenu da iznosi marginalne dobiti nisu dovoljno značajni da opravdaju povećanje kapaciteta tih grana).

Probabilističke simulacije nadalje su izvršene varirajući neraspoloživosti pojedinih grana, kandidata za zamjene i rekonstrukcije, a svi rezultati su prikazani u slijedećim tablicama.

Tablica 54 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1A)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	171212	171212	171212	177129	171212	0	0	5917	5917	
V ₃₋₈	171212	171212	171212	169961	171212	0	0	-1251	-1251	
V ₄₋₇ (2)	171212	171212	171212	174644	171202	0	0	3432	3442	
V ₆₋₇ (2)	171212	171212	171212	169951	171212	0	0	-1261	-1261	
V ₄₋₆ (3)	171212	171212	171212	237060	171212	0	0	65848	65848	
V ₆₋₇ (1)	171212	171212	171212	202134	170022	0	0	30922	32112	
T _{4,3}	171212	171052	171052	1427058	171136	160	160	1255846	1255922	-36
T _{4,4}	171212	171202	171202	1326804	171192	10	10	1155592	1155612	
T _{6,1}	171212	171062	171062	1764270	171062	150	150	1593058	1593208	
T ₇	171212	170022	170022	1176952	170022	1190	1190	1005740	1006930	

Tablica 55 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1B)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	169741	169741	169741	173520	169741	0	0	3779	3779	
V ₃₋₈	169741	169741	169741	174027	169741	0	0	4286	4286	
V ₄₋₇ (2)	169741	169741	169741	171202	169741	0	0	1461	1461	
V ₆₋₇ (2)	169741	169741	169741	169831	169741	0	0	90	90	
V ₄₋₆ (3)	169741	169741	169741	231413	169741	0	0	61672	61672	
V ₆₋₇ (1)	169741	169741	169741	199906	169902	0	0	30165	30004	
T _{4,3}	169741	169681	169681	1398443	179313	60	60	1228702	1219130	-17
T _{4,4}	169741	169741	169741	1295081	169741	0	0	1125340	1125340	
T _{6,1}	169741	169691	169691	1718042	169691	50	50	1548301	1548351	
T ₇	169741	168561	168561	1125101	168561	1180	1180	955360	956540	

Tablica 56 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1C)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	176078	176078	176078	177809	176078	0	0	1731	1731	
V ₃₋₈	176078	176078	176078	176048	176078	0	0	-30	-30	
V ₄₋₇ (2)	176078	176078	176078	180080	176048	0	0	4002	4032	
V ₆₋₇ (2)	176078	176078	176078	176108	176078	0	0	30	30	
V ₄₋₆ (3)	176078	176078	176078	241876	176078	0	0	65798	65798	
V ₆₋₇ (1)	176078	176078	174888	206970	174888	0	1190	30892	32082	
T _{4,3}	176078	175778	175778	1454767	175768	300	300	1278689	1278999	-187
T _{4,4}	176078	176048	176048	1354713	176038	30	30	1178635	1178675	
T _{6,1}	176078	175798	175798	1800462	175798	280	280	1624384	1624664	
T ₇	176078	174888	174888	1222914	174888	1190	1190	1046836	1048026	

Tablica 57 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2A)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	191600	191600	191600	195089	191600	0	0	3489	3489	
V ₃₋₈	191600	191590	191590	193808	191590	10	10	2208	2218	
V ₄₋₇ (2)	191600	191600	191600	197230	191580	0	0	5630	5650	
V ₆₋₇ (2)	191600	191600	191600	191830	191600	0	0	230	230	
V ₄₋₆ (3)	191600	191600	191600	325484	191600	0	0	133884	133884	
V ₆₋₇ (1)	191600	191600	191600	268894	189810	0	0	77294	79084	
T _{4,3}	191600	191320	191320	1650401	191300	280	280	1458801	1459101	-201
T _{4,4}	191600	191580	191580	1531609	191540	20	20	1340009	1340069	
T _{6,1}	191600	191330	191330	2156786	191330	270	270	1965186	1965456	
T ₇	191600	189810	189810	1608215	189810	1790	1790	1416615	1418405	

Tablica 58 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2B)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	191390	191390	191390	191420	191390	0	0	30	30	
V ₃₋₈	191390	191390	191390	195666	191390	0	0	4276	4276	
V ₄₋₇ (2)	191390	191390	191390	194959	191390	0	0	3569	3569	
V ₆₋₇ (2)	191390	191390	191390	191640	191390	0	0	250	250	
V ₄₋₆ (3)	191390	191390	191390	321098	191390	0	0	129708	129708	
V ₆₋₇ (1)	191390	191390	191390	264458	189610	0	0	73068	74848	
T _{4,3}	191390	191260	191260	1616256	191250	130	130	1424866	1425006	-73
T _{4,4}	191390	191390	191390	1497555	191380	0	0	1306165	1306175	
T _{6,1}	191390	191270	191270	2110298	191270	120	120	1918908	1919028	
T ₇	191390	189610	189610	1537159	189610	1780	1780	1345769	1347549	

Tablica 59 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2C)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j)$	$\Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_{i,k0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	196556	196556	196556	199538	196556	0	0	2982	2982	
V ₃₋₈	196556	196556	196556	196526	196556	0	0	-30	-30	
V ₄₋₇ (2)	196556	196556	196556	202099	196526	0	0	5543	5573	
V ₆₋₇ (2)	196556	196556	196556	196746	196556	0	0	190	190	
V ₄₋₆ (3)	196556	196556	196556	332498	196556	0	0	135942	135942	
V ₆₋₇ (1)	196556	196556	196556	275948	194766	0	0	79392	81182	
T _{4,3}	196556	193958	193958	1691861	193888	2598	2598	1495305	1497973	-228
T _{4,4}	196556	196516	196516	1573259	196446	40	40	1376703	1376813	
T _{6,1}	196556	194028	194028	2200476	194028	2528	2528	2003920	2006448	
T ₇	196556	194766	194766	1666121	194766	1790	1790	1469565	1471355	

Tablica 60 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3A)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j)$	$\Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	419973	419973	419973	422131	419973	0	0	2158	2158	
V ₃₋₈	419973	419963	419963	442393	419963	10	10	22420	22430	
V ₄₋₇ (2)	419973	419973	419973	428618	419953	0	0	8645	8665	-21
V ₆₋₇ (2)	419973	419973	419973	420433	419973	0	0	460	460	
V ₄₋₆ (3)	419973	419973	419973	587805	419973	0	0	167832	167832	
V ₆₋₇ (1)	419973	419973	419973	570543	417373	0	0	150570	153170	
T _{4,3}	419973	419523	419523	2316625	419453	450	450	1896652	1897172	-285
T _{4,4}	419973	419943	419943	2180057	419823	30	30	1760084	1760234	
T _{6,1}	419973	419583	419583	2742380	419583	390	390	2322407	2322797	
T ₇	419973	417373	417373	2349850	417373	2600	2600	1929877	1932477	

Tablica 61 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3B)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j)$	$\Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	425737	425737	425737	425787	425737	0	0	50	50	
V ₃₋₈	425737	425737	425737	443861	425737	0	0	18124	18124	
V ₄₋₇ (2)	425737	425737	425737	427945	425737	0	0	2208	2208	-21
V ₆₋₇ (2)	425737	425737	425737	426207	425737	0	0	470	470	
V ₄₋₆ (3)	425737	425737	425737	589423	425737	0	0	163686	163686	
V ₆₋₇ (1)	425737	425737	425737	572071	423137	0	0	146334	148934	
T _{4,3}	425737	425497	425497	2267004	425477	240	240	1841267	1841527	-208
T _{4,4}	425737	425737	425737	2128190	425657	0	0	1702453	1702533	
T _{6,1}	425737	425507	425507	2695919	425507	230	230	2270182	2270412	
T ₇	425737	423137	423137	2259869	423137	2600	2600	1834132	1836732	

Tablica 62 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose nerasploživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3C)

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j)$	$\Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC_{ik}(j)$	$\Delta OC_i(j) - \Delta OC'_{ik}(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_i(j)$	$\Delta OC_{ikl}(j) - \Delta OC_{ik0}(j)$	$\Delta MC_{ik}(j)$
V ₃₋₄ (1)	419736	419736	419736	422668	419736	0	0	2932	2932	
V ₃₋₈	419736	419726	419726	442883	419726	10	10	23147	23157	
V ₄₋₇ (2)	419736	419736	419736	432710	419696	0	0	12974	13014	-21
V ₆₋₇ (2)	419736	419736	419736	420156	419736	0	0	420	420	
V ₄₋₆ (3)	419736	419736	419736	589596	419736	0	0	169860	169860	
V ₆₋₇ (1)	419736	419736	419736	574522	417136	0	0	154786	157386	
T _{4,3}	419736	419036	419036	2374913	418876	700	700	1955177	1956037	-568
T _{4,4}	419736	419656	419656	2237214	419476	80	80	1817478	1817738	
T _{6,1}	419736	419186	419186	2783455	419186	550	550	2363719	2364269	
T ₇	419736	417136	417136	2415641	417136	2600	2600	1995905	1998505	

Tablica 63 – Prosječno povećanje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada ees radi slabosti mreže uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Kandidati za ZiR	$\Delta OC_i(\hat{y}) - \Delta OC'_{ik}(\hat{y})$	$\Delta OC_i(\hat{y}) - \Delta OC'_{ik}(\hat{y})$	$\Delta OC_{ik1}(\hat{y}) - \Delta OC_i(\hat{y})$	$\Delta OC_{ik1}(\hat{y}) - \Delta OC_{ik0}(\hat{y})$	$\Delta MC_{ik}(\hat{y})$
V ₃₋₄₍₁₎	0	0	2949	2949	0
V ₃₋₈	4	4	7984	7988	0
V ₄₋₇₍₂₎	0	0	5686	5704	7
V ₆₋₇₍₂₎	0	0	23	23	0
V ₄₋₆₍₃₎	0	0	122092	122092	0
V ₆₋₇₍₁₎	0	119	86276	88045	0
T _{4,3}	537	537	1541123	1541044	205
T _{4,4}	25	25	1422160	1422245	0
T _{6,1}	497	497	1961804	1962301	0
T ₇	1859	1859	1452287	1454145	0
MAX	1859	1859	1961804	1962301	205

Tablica 63 prikazuje prosječna povećanja očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava radi slabosti mreže za sve ispitane scenarije ovisne o razmatranom vremenskom presjeku i hidrološkom stanju uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije, uvažavajući pri tom vjerojatnosti nastanka pojedinih hidroloških stanja. U zadnjem retku tablice prikazane su maksimalne vrijednosti u pojedinim razmatranim kategorijama.

10.5. Ispitivanje kriterija za zamjene i rekonstrukcije

Nakon izvršenja probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava i analize svih rezultata iz prethodno prikazanih tablica, vrši se ispitivanje pojedinih kriterija za zamjene i rekonstrukcije, te se izrađuju parcijalne liste prioriteta.

Liste prioriteta na temelju uloge i značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije obuhvaćaju slijedeće kriterije:

- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri prosječnoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja (prema starosnom kriteriju),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri smanjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema ekonomskom kriteriju),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri procijenjenoj neraspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza),
- lista prioriteta na temelju razlike u prosječnim očekivanim godišnjim operativnim troškovima rada sustava pri trajnoj neraspoloživosti kandidata i prosječnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri punoj raspoloživosti promatranog voda ili transformatora k (prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu),
- lista prioriteta na temelju prosječnih maksimalnih marginalnih dobiti kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Prema postupku opisanom u poglavlju 9, tablica 63 transformira se tako da se svaki broj dijeli s maksimalnom vrijednošću iz razmatrane kolone.

Tablica 64 – Normalizacija prosječnih povećanja očekivanih godišnjih operativnih troškova rada ees radi slabosti mreže uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije

Kandidati za ZiR	$(AOC_i(j)-AOC_{ik}(j))/$ $MAX(AOC_i(j)-AOC_{ik}(j))$	$(AOC_i(j)-AOC'_{ik}(j))/$ $MAX(AOC_i(j)-AOC'_{ik}(j))$	$(AOC_{ik1}(j)-AOC_i(j))/$ $MAX(AOC_{ik1}(j)-AOC_i(j))$	$(AOC_{ik1}(j)-AOC_{ik0}(j))/$ $MAX(AOC_{ik1}(j)-AOC_{ik0}(j))$	$(AMC_{ik}(j))/$ $MAX(AMC_{ik}(j))$
V ₃₋₄₍₁₎	0,000	0,000	0,002	0,002	0,000
V ₃₋₈	0,002	0,002	0,004	0,004	0,000
V ₄₋₇₍₂₎	0,000	0,000	0,003	0,003	0,035
V ₆₋₇₍₂₎	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
V ₄₋₆₍₃₎	0,000	0,000	0,062	0,062	0,000
V ₆₋₇₍₁₎	0,000	0,064	0,044	0,045	0,000
T _{4,3}	0,289	0,289	0,786	0,785	1,000
T _{4,4}	0,013	0,013	0,725	0,725	0,000
T _{6,1}	0,268	0,268	1,000	1,000	0,000
T ₇	1,000	1,000	0,740	0,741	0,000

Parcijalne liste prioriteta vidljive su iz tablice normaliziranih vrijednosti, budući da se kandidati u razmatranim kategorijama razvrstavaju prema padajućim normaliziranim vrijednostima u pripadnim kategorijama (počevši od 1 prema niže).

Tablica 65 – Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i	$AOC_i(j)-AOC_{ik}(j)$
1.	T ₇	1859
2.	T _{4,3}	537
3.	T _{6,1}	497
4.	T _{4,4}	25
5.	V ₃₋₈	4

Promatrajući samo starosni kriterij najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je transformator 220/110 kV u čvorištu 7. Prosječni porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava radi starosti tog transformatora, uz pretpostavku povećanja njegove neraspoloživosti u promatranom budućem razdoblju, iznosi 1859 €.

Tablica 66 – Parcijalna lista prioriteta prema ekonomskom kriteriju (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$AOC_i(j)-AOC'_{ik}(j)$
1.	T ₇	1859
2.	T _{4,3}	537
3.	T _{6,1}	497
4.	V ₆₋₇₍₁₎	119
5.	T _{4,4}	25
6.	V ₃₋₈	4

Promatrajući samo ekonomski kriterij najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je također transformator 220/110 kV u čvorištu 7. Prosječno smanjenje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u slučaju idealne zamjene i rekonstrukcije koja bi rezultirala nultim zastoja radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom iznosi 1859 €, što je ista vrijednost kao i u prethodnoj kategoriji, a što znači da je udio trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom mali u ukupnoj neraspoloživosti promatranog transformatora.

Tablica 67 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$
1.	T _{6,1}	1961804
2.	T _{4,3}	1541123
3.	T ₇	1452287
4.	T _{4,4}	1422160
5.	V ₄₋₆₍₃₎	122092
6.	V ₆₋₇₍₁₎	86276
7.	V ₃₋₈	7984
8.	V ₄₋₇₍₂₎	5686
9.	V ₃₋₄₍₁₎	2949
10.	V ₆₋₇₍₂₎	23

Prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 220/110 kV transformator 1 u čvorištu 6. U slučaju njegove trajne neraspodivnosti tijekom promatranog razdoblja, očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava porasli bi prosječno za blizu 2 milijuna €.

Tablica 68 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$
1.	T _{6,1}	1962301
2.	T _{4,3}	1541044
3.	T ₇	1454145
4.	T _{4,4}	1422245
5.	V ₄₋₆₍₃₎	122092
6.	V ₆₋₇₍₁₎	88045
7.	V ₃₋₈	7988
8.	V ₄₋₇₍₂₎	5704
9.	V ₃₋₄₍₁₎	2949
10.	V ₆₋₇₍₂₎	23

Prema kriteriju značaja u ees najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je također 220/110 kV transformator 1 u čvorištu 6. Prosječna razlika očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava pri njegovoj trajnoj neraspodivnosti i punoj raspoloživosti iznosi blizu 2 milijuna €, što je isto kao i u prethodno promatranj kategoriji što znači da su prosječna i procijenjena neraspodivnost promatranog transformatora još uvijek na dovoljno niskim iznosima da izazovu porast troškova rada sustava.

Tablica 69 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	$\Delta OC_{i,kl}(j) - \Delta OC_i(j)$
1.	T _{4,3}	205
2.	V ₄₋₇₍₂₎	7

Prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 220/110 kV transformator 3 u čvorištu 4. Povećanje njegove radne komponente prividne snage za 1 MW donosi prosječnu uštedu od 205 €/godišnje.

Promatrajući samo značaj i ulogu kandidata unutar elektroenergetskog sustava, pomoću izraza (81) računamo indeks značaja (ZiR_k (znacaj)). Pri tom pretpostavljamo da su svi težinski faktori jednaki, i da iznose svaki po 0.2 ($w_{z1} = w_{z2} = w_{z3} = w_{z4} = w_{z5} = 0.2$). Proračun indeksa značaja prikazan je slijedećom tablicom.

Tablica 70 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na temelju indeksa značaja kandidata u elektroenergetskom sustavu (test model ees)

Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	ZiR_k (znacaj)	Poredak
T ₇	0,696	1
T _{4,3}	0,630	2
T _{6,1}	0,507	3
T _{4,4}	0,295	4
V _{6-7 (1)}	0,031	5
V _{4-6 (3)}	0,025	6
V _{4-7 (2)}	0,008	7
V ₃₋₈	0,003	8
V _{3-4 (1)}	0,001	9
V _{6-7 (2)}	0,000	10

Na temelju uloge i značaja kandidata unutar elektroenergetskog sustava najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 220/110 kV transformator u čvorištu 7. Iz gornje tablice valja primijetiti još i da 220 kV vod između čvorišta 6 i 7 nema gotovo nikakvu ulogu u ees pa je stoga i zadnji na listi prioriteta određenog samo na temelju uloge i značaja kandidata.

Parcijalne liste prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije izrađuju se na temelju:

- starosti kandidata,
- prosječne neraspoloživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja,
- stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima,
- povećanja troškova održavanja kandidata,
- ostalih tehničkih kriterija i pokazatelja stanja kandidata.

Pretpostavit ćemo da jedinični troškovi održavanja nezastarjelih jedinica prijenosne mreže iznose:

C_{pm} (400 kV vod) =	150	€/km god.
C_{pm} (220 kV vod) =	75	€/ km god.
C_{pm} (110 kV vod) =	25	€/ km god.
C_{pm} (220/110 kV trafo) =	750	€/ km god.

Tablica 71 – Utvrđeni troškovi održavanja jedinica prijenosne mreže – kandidata za zamjene i rekonstrukcije (test model ees)

Kandidat za ZiR	Duljina (km)	Cpm	Cm	Cm/Cpm
V _{3-4 (1)}	210	15750	17456	1,11
V ₃₋₈	230	17250	18765	1,09
V _{4-7 (2)}	24,8	1860	3433	1,85
V _{6-7 (2)}	74,9	5618	6715	1,20
V _{4-6 (3)}	67	1675	8971	5,36
V _{6-7 (1)}	70	1750	2321	1,33
T _{4,3}	-	750	876	1,17
T _{4,4}	-	750	787	1,05
T _{6,1}	-	750	982	1,31
T ₇	-	750	788	1,05

Tablica 71 prikazuje utvrđene troškove održavanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te troškove održavanja istovrsnih nezastarjelih jedinica mreže na temelju prethodno navedenih prosječnih cijena. Omjer između troškova održavanja promatranih kandidata i troškova održavanja istovrsnih nezastarjelih jedinica prikazan je posljednjom kolonom.

Prosječne nerasploživosti vodova i transformatora unutar elektroenergetskog sustava iznose (uz pretpostavku da je desetogodišnji prosjek jednak petogodišnjem prosjeku):

$$q_{NV} = 1.01 \% \quad - \text{ prosječna nerasploživost nadzemnih vodova u mreži}$$

$$q_T = 1.70 \% \quad - \text{ prosječna nerasploživost transformatora u mreži}$$

Operator prijenosnog sustava proveo je vizualnu inspekciju i podvrgao kandidate za zamjene i rekonstrukcije određenim dijagnostičkim postupcima te utvrdio iznose parametra VID (pod pretpostavkom da je $VID = 1$ za kandidate u izrazito lošem stanju, $VID = 0.5$ za kandidate u lošem stanju, te $VID = 0$ za kandidate u dobrom stanju) prikazane tablicom 72. Operator prijenosnog sustava je utvrdio izrazito loše stanje voda V_{6-7 (1)}, te loše stanje voda V_{4-6 (3)} i transformatora T_{6,1}, dok su svi ostali kandidati u dobrom stanju.

Promatrajući ostale tehničke kriterije i pokazatelje stanja kandidata operator prijenosnog sustava je također odredio iznose parametra TS (pod pretpostavkom da je $TS = 1$ za kandidate koji ne zadovoljavaju barem jedan od ostalih tehničkih kriterija ili pokazatelja stanja, a $TS = 0$ za kandidate koji zadovoljavaju sve ostale tehničke kriterije i pokazatelje stanja), prikazane u tablici 72. Operator prijenosnog sustava je pri tom ustanovio slijedeće:

- vod V_{4-6 (3)} – ne zadovoljava zahtjeve vezane za zaštitu okoliša,
- vod V_{6-7 (1)} – ne zadovoljava zahtjeve regulatorne agencije,
- transformator T_{4,3} - nedostatak osoblja obučenog za održavanje,
- transformator T₇ - nedostatak rezervnih dijelova.

Tablica 72 prikazuje rezultate ispitivanja kriterija za zamjene i rekonstrukcije na temelju stvarnog stanja kandidata, dok tablica 73 prikazuje rezultate normalizacije vrijednosti iz tablice 72.

Tablica 72 – Kvantifikacija kriterija za zamjene i rekonstrukcije na temelju stvarnog stanja kandidata (test model ees)

Kandidati za ZiR	T/T_j	q/q_j	C_m/C_{pm}	VID	TS
V _{3-4 (1)}	1,150	1,824	1,108	0,0	0
V ₃₋₈	1,225	2,628	1,088	0,0	0
V _{4-7 (2)}	1,050	2,137	1,846	0,0	0
V _{6-7 (2)}	1,100	0,966	1,195	0,0	0
V _{4-6 (3)}	1,300	1,393	5,356	0,5	1
V _{6-7 (1)}	1,100	1,192	1,326	1,0	1
T _{4,3}	1,150	1,139	1,168	0,0	1
T _{4,4}	1,150	1,233	1,049	0,0	0
T _{6,1}	1,100	1,106	1,309	0,5	0
T ₇	1,050	0,451	1,051	0,0	1
MAX	1,300	2,628	5,356	1	1

Tablica 73 – Normalizacija parametara stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije na test modelu ees

Kandidati za ZiR	T/T_j	q/q_j	C_m/C_{pm}	VID	TS
V _{3-4 (1)}	0,885	0,694	0,207	0,000	0,000
V ₃₋₈	0,942	1,000	0,203	0,000	0,000
V _{4-7 (2)}	0,808	0,813	0,345	0,000	0,000
V _{6-7 (2)}	0,846	0,368	0,223	0,000	0,000
V _{4-6 (3)}	1,000	0,530	1,000	0,500	1,000
V _{6-7 (1)}	0,846	0,453	0,248	1,000	1,000
T _{4,3}	0,885	0,433	0,218	0,000	1,000
T _{4,4}	0,885	0,469	0,196	0,000	0,000
T _{6,1}	0,846	0,421	0,244	0,500	0,000
T ₇	0,808	0,171	0,196	0,000	1,000

Parcijalne liste prioriteta vidljive su iz tablice normaliziranih vrijednosti, budući da se kandidati u razmatranim kategorijama razvrstavaju prema padajućim normaliziranim vrijednostima u pripadnim kategorijama (počevši od 1 prema niže).

Na temelju starosti kandidata najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 110 kV vod između čvorišta 4 i 6. Na temelju prosječne neraspoloživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja najvažniji kandidat je 220 kV vod između čvorišta 3 i 8. Na temelju stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 110 kV vod između čvorišta 6 i 7. Na temelju povećanja troškova održavanja kandidata najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 110 kV vod između čvorišta 4 i 6, dok su na temelju ostalih tehničkih kriterija i pokazatelja stanja najvažniji kandidati 110 kV vod između čvorišta 4 i 6, 110 kV vod između čvorišta 6 i 7, transformator 3 u čvorištu 4 i transformator u čvorištu 7.

Promatrajući samo stanje kandidata unutar elektroenergetskog sustava, pomoću izraza (80) računamo indeks stanja (ZiR_k (stanje)). Pri tom pretpostavljamo da su svi težinski faktori jednaki, i da iznose svaki po 0.2 ($w_{s1} = w_{s2} = w_{s3} = w_{s4} = w_{s5} = 0.2$). Proračun indeksa stanja prikazan je tablicom 79.

Na temelju stanja kandidata najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije je 110 kV vod između čvorišta 4 i 6.

Tablica 74 – Parcijalna lista prioriteta na temelju starosti kandidata (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	T/T_j
1.	$V_{4-6(3)}$	1,30
2.	V_{3-8}	0,00
3.	$V_{3-4(1)}$	1,15
4.	$T_{4,3}$	1,15
5.	$T_{4,4}$	1,15
6.	$V_{6-7(2)}$	1,10
7.	$V_{6-7(1)}$	1,10
8.	$T_{6,1}$	1,10
9.	$V_{4-7(2)}$	1,05
10.	T_7	1,05

Tablica 75 – Parcijalna lista prioriteta na temelju prosječne neraspoloživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	q/q_j
1.	V_{3-8}	2,63
2.	$V_{4-7(2)}$	2,14
3.	$V_{3-4(1)}$	1,82
4.	$V_{4-6(3)}$	1,39
5.	$T_{4,4}$	1,23
6.	$V_{6-7(1)}$	1,19
7.	$T_{4,3}$	1,14
8.	$T_{6,1}$	1,11
9.	$V_{6-7(2)}$	0,97
10.	T_7	0,45

Tablica 76 – Parcijalna lista prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	VID
1.	$V_{6-7(1)}$	1,0
2.	$V_{4-6(3)}$	0,5
3.	$T_{6,1}$	0,5

Tablica 77 – Parcijalna lista prioriteta na temelju povećanja troškova održavanja kandidata (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	Cm/Cpm
1.	V ₄₋₆₍₃₎	5,356
2.	V ₄₋₇₍₂₎	1,846
3.	V ₆₋₇₍₁₎	1,326
4.	T _{6,1}	1,309
5.	V ₆₋₇₍₂₎	1,195
6.	T _{4,3}	1,168
7.	V ₃₋₄₍₁₎	1,108
8.	V ₃₋₈	1,088
9.	T ₇	1,051
10.	T _{4,4}	1,049

Tablica 78 – Parcijalna lista prioriteta na temelju ostalih tehničkih kriterija i pokazatelja stanja kandidata (test model ees)

Redni broj	Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	TS
1.	V ₄₋₆₍₃₎	1
1.	V ₆₋₇₍₁₎	1
1.	T _{4,3}	1
1.	T ₇	1

Tablica 79 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na temelju indeksa stanja kandidata (test model ees)

Kandidat za zamjene i rekonstrukcije	ZiR _k (stanje)	Poredak
V ₄₋₆₍₃₎	0,806	1
V ₆₋₇₍₁₎	0,709	2
T _{4,3}	0,507	3
T ₇	0,435	4
T _{6,1}	0,402	5
V ₄₋₇₍₂₎	0,393	6
V ₃₋₄₍₁₎	0,357	7
T _{4,4}	0,310	8
V ₆₋₇₍₂₎	0,287	9
V ₃₋₈	0,241	10

10.6. Izrada liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije

Jedinstvena lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije izrađuje se na temelju izraza (82), odnosno zbroja indeksa stanja i indeksa značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije u elektroenergetskom sustavu. Listu prioriteta prikazuje tablica 80. Najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije prema kriterijima i metodologiji razvijenoj u ovom radu je 220/110 kV transformator 3 u čvorištu 4. Zbroj pripadnih indeksa stanja i značaja u elektroenergetskom sustavu za ovaj transformator iznosi 1.137 od ukupno mogućeg najvećeg zbroja od 2. Slijedi ga 220/110 kV transformator u čvorištu 7 s zbrojem indeksa stanja i značaja od 1.131. Zadnji na listi prioriteta je 220 kV vod između čvorišta 6 i 7. Konačan poredak i prioritete za zamjene i rekonstrukcije prikazuje slika 66 (poredak elemenata je označen zaokruženim brojevima).

Tablica 80 – Konačna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije (test model ees)

Kandidati za ZiR	ZiR _k	Poredak
T _{4,3}	1,137	1
T ₇	1,131	2
T _{6,1}	0,909	3
V _{4-6 (3)}	0,831	4
V _{6-7 (1)}	0,740	5
T _{4,4}	0,605	6
V _{4-7 (2)}	0,401	7
V _{3-4 (1)}	0,358	8
V _{6-7 (2)}	0,287	9
V ₃₋₈	0,243	10

Prethodno prikazana lista prioriteta određena je uz pretpostavku da su svi težinski faktori u izrazima (80) i (81) jednaki, što znači da svi definirani kriteriji sudjeluju ravnopravno u određivanju prioriteta. Analiza osjetljivosti je učinjena s obzirom na dva različita slučaja određivanja težinskih faktora:

1. pri određivanju indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu prednost se daje starosnom i ekonomskom kriteriju:

$$w_{z1} = w_{z2} = 0.2$$

$$w_{z3} = w_{z4} = w_{z5} = 0$$

dok se pri određivanju indeksa stanja prednost daje rezultatima vizualne inspekcije i dijagnostike:

$$w_{s4} = 0.2$$

$$w_{s1} = w_{s2} = w_{s3} = w_{s5} = 0.05$$

2. pri određivanju indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu prednost se daje kriteriju opasnosti od trajnog otkaza:

$$w_{z3} = 0.2$$

$$w_{z1} = w_{z2} = w_{z4} = w_{z5} = 0.05$$

dok se pri određivanju indeksa stanja prednost daje starosti promatrane jedinice, ostvarenoj neraspoloživosti i troškovima održavanja:

$$w_{s1} = w_{s2} = w_{s3} = 0.1$$

$$w_{s4} = w_{s5} = 0.05$$

Treba primijetiti da je u oba slučaja zadržan jednak utjecaj indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu pri određivanju liste prioriteta budući da je maksimalna vrijednost u oba slučaja za pojedine indekse jednaka 0.4, što znači da je najveći mogući zbroj oba indeksa jednak 0.8.

Tablica 81 prikazuje listu prioriteta u prvom slučaju s obzirom na težinske faktore, tablica 82 prikazuje listu u drugom slučaju, dok je usporedba listi prioriteta s obzirom na različito definirane težinske faktore prikazana tablicom 83.

Tablica 81 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije – analiza osjetljivosti na težinske faktore 1 (test model ees)

Kandidati za ZiR	ZiR _k	Poredak
T ₇	0,509	1
V _{6-7 (1)}	0,340	2
T _{6,1}	0,283	3
V _{4-6 (3)}	0,277	4
T _{4,3}	0,242	5
V _{4-7 (2)}	0,098	6
V _{3-4 (1)}	0,089	7
T _{4,4}	0,083	8
V _{6-7 (2)}	0,072	9
V ₃₋₈	0,061	10

Tablica 82 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije – analiza osjetljivosti na težinske faktore 2 (test model ees)

Kandidati za ZiR	ZiR _k	Poredak
T _{4,3}	0,479	1
T _{6,1}	0,4529	2
T ₇	0,4526	3
V _{4-6 (3)}	0,344	4
T _{4,4}	0,338	5
V _{6-7 (1)}	0,269	6
V _{4-7 (2)}	0,199	7
V _{3-4 (1)}	0,179	8
V _{6-7 (2)}	0,144	9
V ₃₋₈	0,122	10

Tablica 83 – Usporedba lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije s obzirom na različito definirane težinske faktore (test model ees)

Osnovni slučaj	Analiza 1	Analiza 2
T _{4,3}	T ₇	T _{4,3}
T ₇	V _{4-6 (3)}	T _{6,1}
T _{6,1}	T _{4,3}	T ₇
V _{4-6 (3)}	T _{6,1}	V _{4-6 (3)}
V _{6-7 (1)}	V _{6-7 (1)}	T _{4,4}
T _{4,4}	V _{4-7 (2)}	V _{6-7 (1)}
V _{4-7 (2)}	V _{3-4 (1)}	V _{4-7 (2)}
V _{3-4 (1)}	T _{4,4}	V _{3-4 (1)}
V _{6-7 (2)}	V _{6-7 (2)}	V _{6-7 (2)}
V ₃₋₈	V ₃₋₈	V ₃₋₈

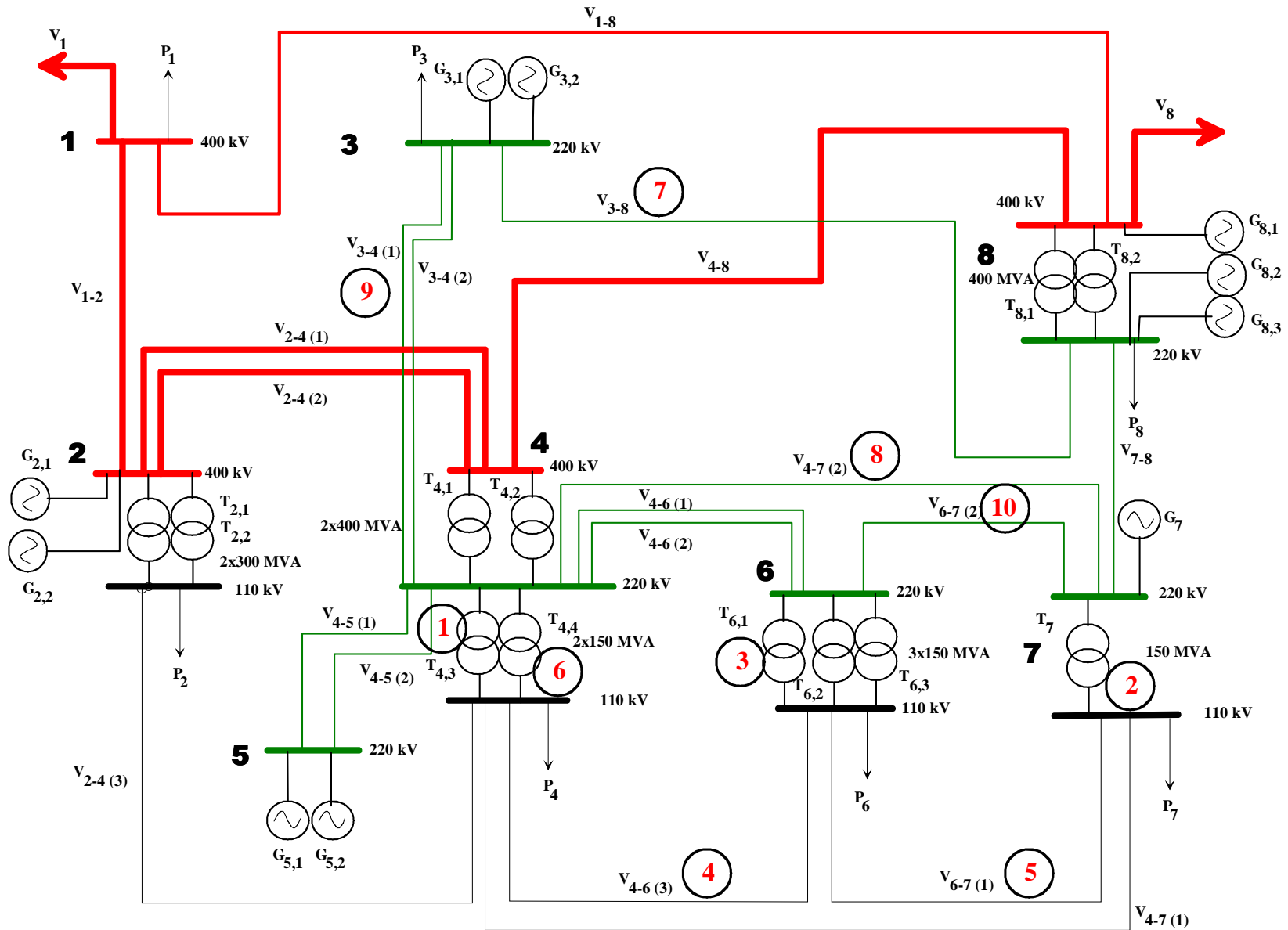
Vidljivo je da pojedine jedinice prijenosne mreže mijenjaju mjesta ovisno o različito definiranim težinskim faktorima. U odnosu na osnovni slučaj u kojemu su svi kriteriji ravnopravno zastupljeni, ukoliko prednost dajemo starosnom i ekonomskom kriteriju pri određivanju indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu, a rezultatima vizualne inspekcije i

dijagnostike prednost pred ostalim kriterijima pri određivanju indeksa stanja, najvažniji kandidat za zamjene i rekonstrukcije postat će transformator 220/110 kV u čvorištu 7, dok će najvažniji kandidat s osnovne liste pasti na treće mjesto prioriteta (220/110 kV transformator 3 u čvorištu 4). Istovremeno će se 110 kV vod između čvorišta 4 i 6 popeti na visoko drugo mjesto, s četvrtog mjesta u osnovnom slučaju.

U slučaju davanja prednosti kriteriju opasnosti od trajnog otkaza pri određivanju indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu, a starosti, neraspoloživosti i troškovima održavanja pri određivanju indeksa stanja, lista prioriteta neće se znatno promijeniti u odnosu na osnovni slučaj, samo će neki kandidati zamijeniti po jedno mjesto na više ili niže.

Iz svih prikazanih rezultata možemo još zaključiti i slijedeće:

- očekivano povećanje godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava radi slabosti mreže biti će znatno u ljetnim mjesecima, što upućuje na potrebu pažljivog odabira vremena potrebnog za remont jedinica u mreži (potrebno je pažljivo koordinirati planirane zastoje među jedinicama),
- u razdoblju između promatranog vremenskog presjeka t_2 i t_3 doći će do značajnog povećanja dodatnih troškova termoproizvodnje u ljetnim mjesecima što upućuje na dodatnu pažnju pri koordiniranju remonta jedinica mreže, te potrebu sagledavanja mogućih pojačanja iste,
- očekivani porast neraspoloživosti bilo kojeg kandidata za zamjene i rekonstrukcije u razmatranom budućem razdoblju neće izazvati značajno povećanje očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava, pa ukupna financijska sredstva za zamjene i rekonstrukcije treba minimizirati,
- zbog velikog povećanja troškova rada sustava u slučaju trajnog otkaza bilo kojeg od četiri promatrana transformatora 220/110 kV, kandidata za zamjene i rekonstrukcije, transformatore koji neće biti zamijenjeni treba pojačano održavati kako bi se minimizirala opasnost od većih zastoja ili trajnog otkaza,
- zbog malih iznosa marginalnih dobiti, niti jednom kandidatu za zamjene i rekonstrukcije ne treba kroz aktivnosti na istima povećavati prijenosnu moć odnosno prividnu snagu.



Slika 66 Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na test modelu ees

11. ZAKLJUČNO

Oprema i uređaji u električnoj mreži se troše i stare za vrijeme svoje životne dobi. Svaki dio opreme ima svoje vlastito životno vrijeme unutar kojega se očekuje da će raditi u skladu s deklariranim karakteristikama bez većeg broja zastoja i kvarova. Funkcija neraspoloživosti ili broja kvarova jedinica (elemenata, uređaja) prijenosne mreže ima nepravilan oblik i ne može se matematički izraziti. U stvarnosti ona ima oblik „kade“, što znači da je karakterizira povećani broj kvarova (time i neraspoloživost) u početku korištenja jedinice nakon njenog puštanja u pogon, zatim dugačko razdoblje normalnog korištenja gdje je broj kvarova mali i približno konstantan, te na kraju razdoblja korištenja naglo povećani broj kvarova koji se događaju radi starosti promatrane jedinice.

U sustavu s većim brojem starih i dotrajalih jedinica čija je neraspoloživost povećana dolazi do narušavanja pouzdanosti, time i do smanjene sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom, odnosno povećanih troškova rada elektroenergetskog sustava u cjelini.

U ovom radu je postavljanja metodologija i kriteriji na temelju kojih bi se određivale liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnim elektroenergetskim mrežama, u cilju održavanja zadovoljavajuće sigurnosti pogona čitavog elektroenergetskog sustava i smanjenja operativnih troškova rada sustava.

Očekivanu životnu dob pojedinih jedinica mreže nije moguće unaprijed odrediti pa se stoga određuju očekivane veličine na temelju što većeg broja uzoraka istovrsnih jedinica. Iako se približavanje životnoj dobi može relativno sigurno predvidjeti na temelju pogonskih podataka i različitih terenskih i laboratorijskih ispitivanja opreme, uglavnom se promatraju grupe istovrsnih jedinica mreže te se definiraju približne veličine očekivane životne dobi dalekovoda (električki i građevinski dijelovi), kabela, transformatora, polja, ostale opreme u transformatorskim stanicama, sustava zaštite, telekomunikacija i sustava upravljanja te drugog.

Kriteriji i metodologija određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije definira se u ovom radu na razini jedinica prijenosne mreže, i to vodova (nadzemni vodovi, kabeli, kombinirani nadzemno-kabelski vodovi) i transformatora.

Pouzdanost mreže i njenih jedinica, te neraspoloživost kao najvažniji pokazatelj pouzdanosti, ovisi prvenstveno o broju kvarova i vremenima otklanjanja istih. Na pouzdanost velik utjecaj imaju i vrsta kvara, te njegova veličina. Neraspoloživost najčešće dijelimo prema trajanju (od kratkotrajnih do dugotrajnih) i razlogu (prisilni i planirani zastoji). Prisilni zastoj je izvanpogonsko stanje promatrane jedinice ostvareno ispadom ili prisilnim isklopom. S obzirom na uzroke prisilnih zastoja razlikujemo dvije grupe istih: prisilni zastoj radi unutarnjeg razloga (zastoj radi vlastite neispravnosti), te prisilni zastoj radi vanjskog razloga (zastoj radi djelovanja zaštite ili isklopom). Prisilni zastoj može nadalje biti trajan, privremen i prolazan. Trajan prisilni zastoj je onaj zastoj koji nastaje radi kvara komponente ili elementa jedinice, nakon čega jedinica nastavlja pogon po otklanjanju kvara. Planirani zastoj je izvanpogonsko stanje promatrane jedinice ostvareno smišljeno planiranim isklopom. S obzirom na uzroke planiranih zastoja također razlikujemo dvije grupe istih: planirani zastoj radi unutarnjeg razloga (zastoj radi zahvata na promatranoj jedinici), te planirani zastoj radi vanjskog razloga (zastoj radi zahvata izvan promatrane jedinice).

Starost pojedine jedinice prijenosne mreže utječe i na prisilne i na planirane zastoje, no samo na one s unutarnjim razlogom. Vanjski razlozi za prisilne i planirane zastoje jedinica prijenosne mreže događaju se neovisno o starosti istih, odnosno pogađaju jednakom vjerojatnošću i starije i novije jedinice mreže. Radi starosti jedinice može se očekivati povećani broj prisilnih zastoja radi vlastite neispravnosti jedinice, ali i povećani broj planiranih zastoja s unutarnjim razlogom radi povećanih aktivnosti na održavanju jedinice, otklanjanju nedostataka, dijagnostici i drugom.

Od posebnog značaja za metodologiju izrađivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije u prijenosnim elektroenergetskim mrežama razvijene u priloženom radu su podaci o prisilnim i planiranim zastojima unutar statistike pogonskih događaja, te njihove raspodjele prema razlogu zastoja na unutarnje i vanjske.

Zastoje jedinica i komponenata prijenosne mreže možemo smatrati slučajnim događajima kojima se pridružuje određena vjerojatnost. Promatraju se jedinice prijenosne mreže i njihova obilježja vezana za zastoje:

- trajni prisilni zastoji s unutarnjim razlogom,
- privremeni i prolazni prisilni zastoji s unutarnjim razlogom,
- prisilni zastoji s vanjskim razlogom,
- planirani zastoji s unutarnjim razlogom, i
- planirani zastoji s vanjskim razlogom.

Svakom od tih obilježja možemo pridružiti određenu vjerojatnost $P(x)$, te pretpostaviti njihove kontinuirane razdiobe na temelju nekih teoretskih distribucija, pri čemu je na temelju statistike pogonskih događaja moguće odrediti osnovne parametre funkcija razdiobe slučajnih varijabli, aritmetičku sredinu i standardnu devijaciju, te na temelju tih dviju veličina i ostale parametre traženih funkcija.

Metoda za procjenu buduće neraspoloživosti jedinica prijenosne mreže temelji se na podacima o zastojima jedinica i njihovim uzrocima iz statistike pogonskih događaja, te određivanju vjerojatnosti zastoja u promatranom budućem kratkoročnom razdoblju pretpostavljajući da se određene vrste zastoja (funkcionalno ovisne o starosti promatrane jedinice) distribuiraju na temelju poznatih teoretskih funkcija razdiobe slučajne varijable (normalna razdioba i weibull-ova razdioba). Pri tom se za kandidate starije od 40 godina u promatranom trenutku pretpostavlja slijedeće:

- u razmatranom kratkoročnom razdoblju neće doći do trajnog isključenja niti jedne promatrane jedinice mreže (trajan kvar, uništenje),
- starost jedinice ima posljedice samo na prisilne i planirane zastoje radi unutarnjih razloga, a unutar prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga samo na trajne prisilne zastoje,
- prisilni i planirani zastoji radi vanjskih razloga, te prolazni i privremeni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga, ne ovise o starosti promatrane jedinice,
- neraspoloživosti jedinice zbog trajnih prisilnih i planiranih zastoja radi unutarnjih razloga opisuju se svaka svojom funkcijom razdiobe (normalne ili weibullove),

- srednje vrijednosti i standardne devijacije uzorka neraspoloživosti jedinica zbog trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja definiraju funkciju normalne razdiobe ili funkciju weibullove razdiobe na osnovu koje se procjenjuje kratkoročna neraspoloživost jedinica zbog trajnih prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga i neraspoloživost jedinica zbog planiranih zastoja radi unutarnjih razloga,
- vjerojatnost da će procijenjene vrijednosti neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom poprimiti vrijednosti u intervalu od 0 do procijenjene neraspoloživosti iznosi 0.95, a iz razloga sigurnosti za procijenjenu vrijednost neraspoloživosti radi trajnih prisilnih i planiranih zastoja s unutarnjim razlogom uzimamo gornju granicu intervala,
- procijenjene buduće neraspoloživosti radi prolaznih i privremenih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom, te prisilnih i planiranih zastoja s vanjskim razlogom, jednake su srednjoj vrijednosti uzorka istovrsnih neraspoloživosti iz statistike pogonskih događaja.

Probabilistička simulacija korištena u izradi liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije zasniva se na stohastički modeliranim ulaznim podacima vezanim za topologiju mreže i raspoloživost generatora, Monte-Carlo simulaciji i velikom broju proračuna istosmjernih tokova snaga čime se kao izlazni rezultat dobiva matematičko očekivanje godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava. Da bi se izbjeglo stohastičko modeliranje većeg broja ulaznih veličina primjenjuje se multi-scenarijska analiza kod koje se definira više mogućih i realnih scenarija s obzirom na neku ulaznu veličinu, a zatim se vrše probabilističke simulacije za svaki scenarij i izračunavaju prosječne izlazne vrijednosti varijabli od interesa.

Uloga i značaj pojedinih vodova i transformatora u prijenosnoj mreži (elektroenergetskom sustavu) određuje se multi-scenarijskom analizom i probabilističkim simulacijama rada sustava. Unutar probabilističkih simulacija stohastički se modelira samo neraspoloživost pojedinih grana i generatora, odnosno promatra se samo topološka nesigurnost, budući da je ona od najvećeg interesa za određivanje liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora. Ostale vrste nesigurnosti modeliraju se kroz multi-scenarijsku analizu. Na osnovu izračuna očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom cjelokupne godišnje krivulje trajanja opterećenja unutar promatranog kratkoročnog razdoblja određuje se utjecaj različitih razina neraspoloživosti promatranih vodova i transformatora na troškove rada sustava. Pri ocjeni uloge jedinica prijenosne mreže promatraju se svi definirani scenariji koji mogu biti ovisni o vremenskom presjeku, izgradnji novih elektrana, ponudama proizvođača, hidrološkim prilikama, bilanci sustava i drugim nesigurnostima unutar promatranog vremenskog razdoblja.

U cilju određivanja liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije definirani su kriteriji s obzirom na:

1. stvarno stanje promatranih jedinica prijenosne mreže,
2. ulogu i značaj jedinica u elektroenergetskom sustavu.

Kriteriji vezani za stvarno stanje jedinice (kandidata za zamjene i rekonstrukcije) su:

1. starost jedinice,
2. neraspoloživost jedinice,
3. rezultati pregleda i dijagnostike jedinice,
4. troškovi održavanja jedinice,
5. tehničko stanje jedinica,
6. ostali pokazatelji stanja jedinice.

Kriteriji vezani za ulogu i značaj jedinica (kandidata za zamjene i rekonstrukcije) u elektroenergetskom sustavu su:

1. kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava (starsni kriterij),
2. kriterij smanjenja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama (ekonomski kriterij),
3. kriterij povećanja očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava u slučaju trajne neraspoloživosti promatranog kandidata (kriterij opasnosti od trajnog otkaza),
4. kriterij razlike očekivanih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj neraspoloživosti i punoj raspoloživosti voda ili transformatora (kriterij značaja u elektroenergetskom sustavu),
5. kriterij maksimalne marginalne dobiti.

U cilju provjere definiranih kriterija za zamjene i rekonstrukcije i njihove kvantifikacije vrše se probabilističke simulacije rada elektroenergetskog sustava za različite razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije:

- procijenjena neraspoloživost,
- prosječna neraspoloživost prema statistici pogonskih događaja,
- smanjena neraspoloživost nakon aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama,
- trajna neraspoloživost,
- puna raspoloživost.

Nakon probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava pristupa se slijedećim koracima:

- izradi parcijalnih lista prioriteta prema definiranim kriterijima,
- proračunu indeksa stanja i indeksa značaja u elektroenergetskom sustavu svih kandidata za zamjene i rekonstrukcije,
- izradi konačne liste prioriteta.

Parcijalne liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži izrađuju se prema prethodno definiranim kriterijima. Subjekt u vlasništvu prijenosne mreže ili subjekt nadležan za pogon prijenosne mreže, u većini slučajeva operator prijenosnog sustava, može dati veću ili manju važnost definiranim kriterijima pri određivanju prioriteta za zamjene i rekonstrukcije, pa je značajno izraditi

parcijalne liste prema pojedinim kriterijima. Parcijalne liste se izrađuju ovisno o stvarnom stanju kandidata za zamjene i rekonstrukcije, te ovisno o njihovoj ulozi i značaju unutar elektroenergetskog sustava.

Budući da se definira više zasebnih listi prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži, na temelju njih izrađuje se zajednička lista prioriteta koja će uvažavati sve prethodno definirane kriterije. U tu svrhu definiramo dvije veličine:

1. indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije,
2. indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Obje veličine izračunavamo uključivanjem odgovarajućih kriterija u jedinstvenu funkciju pri čemu važnost pojedinih kriterija definiramo odgovarajućim težinskim faktorima. Težinski faktori se određuju subjektivno, na temelju procjene operatora prijenosnog sustava odnosno subjekta zaduženog za pogon prijenosne mreže i važnosti koju on daje pojedinim kriterijima. Ovisnost liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije o težinskim faktorima moguće je naknadno ispitivati analizom osjetljivosti.

Indeks stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije (*oznaka ZiR_k (stanje)*) izračunava se na temelju promatranih kriterija ovisnih o stvarnom stanju promatrane jedinice, na način da su za pojedine kriterije (starost, neraspoloživost, troškovi održavanja) promatrane veličine normalizirane (izražene kao omjer između promatrane veličine za neki kandidat i najveće promatrane veličine u toj kategoriji), a zatim pomnožene s određenim težinskim faktorima te zbrojene.

Indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata za zamjene i rekonstrukcije (*oznaka ZiR_k (znacaj)*) izračunava se na temelju pet promatrana kriterija ovisna o ulozi i značaju jedinice unutar sustava, na način da su razlike troškova za pojedine kriterije normalizirane (izražene kao omjer između razlike troškova pojedinog voda i maksimalne razlike troškova u promatranoj kategoriji), a zatim pomnožene s određenim težinskim faktorima te zbrojene.

Nakon izrade parcijalnih lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži, konačna i jedinstvena lista prioriteta određuje se na temelju maksimalnog zbroja indeksa stanja i indeksa značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Pristup određivanju liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj mreži, predložen ovim istraživanjem, različit je od pristupa drugih istraživača objavljenih u dostupnoj literaturi. Osnovna karakteristika predloženog postupka i njegova prednost u odnosu na ostale metode je što nastoji integrirati rezultate dijagnostike i ispitivanja stvarnog stanja jedinica prijenosne mreže i njihove uloge u toj mreži, određene na temelju probabilističkih simulacija rada elektroenergetskog sustava i očekivanih troškova njegova rada pri različitim razinama neraspoloživosti promatranih jedinica, u jedinstveni skup te na osnovu postavljenih kriterija i metodologije istraživanja odrediti jedinstvenu listu prioriteta za zamjene i rekonstrukcije.

Na taj način se na temelju troškovnih principa, tehničkih karakteristika, stohastičke prirode elektroenergetskog sustava i statističkih podataka određuje optimalan plan zamjena i rekonstrukcija kapitalne opreme u prijenosnoj mreži kao što su vodovi i transformatori, te

doprinosi povećanju pouzdanosti rada elektroenergetskog sustava kao i sigurnosti opskrbe potrošača električnom energijom.

Predloženom metodom također se unaprjeđuje postupak planiranja razvoja prijenosnih elektroenergetskih mreža, budući da u dosadašnjim metodama nije u obzir uziman aspekt starosti opreme u prijenosnoj mreži. Također se omogućava sagledavanje eventualnih potreba za izmjenom karakteristika pojedine opreme kroz aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama, a ovisno o budućim potrebama elektroenergetskog sustava. Na taj se način doprinosi boljem iskorištenju postojećih koridora i ublažavanju prostornih ograničenja koji zbog porasle ekološke svijesti predstavljaju sve veći problem u razvoju elektroenergetskih sustava.

Metodologija i kriteriji definirani u ovom radu predstavljaju doprinos rješavanju problema izrade jedinstvene liste prioriteta zamjene i izgradnje elemenata mreže u uvjetima neizvjesnosti koji postoje unutar otvorenih tržišta električnom energijom.

LITERATURA

1. CIGRÉ WG 37-27, *Ageing of the system – Impact on planning*, Paris, December 2000
2. J. N. Kolibas, *Asset not performing – What to do next?*, Proceedings of the Second IASTED International Conference, EuroPES, June 25 -28, 2002, Crete, Greece
3. A. I. Vasil'chikov, JU. A. Dement'ev, V. N. Czarev, *Problems of life cycle optimization of EHV substation equipment with regard to structural and technical variations of adjoining power network*, Cigre session 2000, Paris, 2000
4. T. Kostic: *Asset Management in Electrical Utilities: How Many Facets It Actually Has*, Proceedings of the IEEE General Meeting, 2003, Toronto, Canada
5. Xiang Zhang, Ernst Gockenbach, Hossein Borsi, *Life Asset Management of the Electrical Components in Medium-Voltage Networks*, PowerTech Conference Proceedings, June 27-30, St. Petersburg, Russia
6. T. M. Lindquist, L. Bertling, R. Eriksson, *Reliability Centered Asset Management*, Proceedings of the IEEE General Meeting, 2003, Toronto, Canada
7. L. Bertling, R. Allan, R. Eriksson, *A Reliability-Centered Asset Maintenance Method for Assessing the Impact of Maintenance in Power Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, February 2005
8. A Report of the IEEE/PES Task Force on Impact of Maintenance Strategy on Reliability, *The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001
9. Wenyuan Li, *Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002
10. Wenyuan Li, *Application of Aging Failure Models in Power System Reliability Evaluation*, Electricity Today, Issue 6, 2003
11. M. Begovic, P. Djuric, J. Perkel, B. Vidakovic, D. Novosel, *New Probabilistic Method for Estimation of Equipment Failures and Development of Replacement Strategies*, Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences, 2006
12. Hua Yang, *Incorporating Station Related Maintenance and Aging Outages in Composite System Reliability Evaluation*, Msc Thesis, University of Saskatchewan, September 2005
13. D. Reichelt, A. Frey, M. Schonenberger, *Life Expectancy of Power System Apparatus and Components*, Cigre session 1996, Paris, 1996
14. A. L. J. Janssen, W. Lanz, D. F. Peelo, G. de Radigues, D. Makareinis, *Life Management of Circuit-Breakers*, A Summary of the Studies of CIGRE WG 13.08, Cigre session 2000, Paris, 2000

15. T. J. Wemette, G. Andersson, B. L. Johansson, *SVC Refurbishment: a cost efficient method to extend the life of an SVC*, Proceedings of the IEEE General Meeting, 2003, Toronto, Canada
16. A. A. H. J. Ross, B. Rhebergen, J. P. M. van Oosterhout, C. G. N. de Jong, *Probabilistic Based Condition Assessment of Overhead Transmission Lines*, Cigre session 2000, Paris, 2000
17. T. O. Seppa, *End-of-life Phenomena of Splices and Conductors Including Copper Conductors*, Proceedings of the IEEE Summer Meeting, 2002, Chicago, USA
18. C. J. Pon, *Laboratory Testing of Aged Conductors and Groundwires*, Proceedings of the IEEE Summer Meeting, 2002, Chicago, USA
19. D. A. Douglass, *Coping with Aging Distribution and Transmission Conductors*, Proceedings of the IEEE Summer Meeting, 2002, Chicago, USA
20. P. Springer, *Techniques for In-Service and Laboratory Assessment of Splices and Conductors from Overhead Lines*, Proceedings of the IEEE Summer Meeting, 2002, Chicago, USA
21. H. Lee. Willis, G. V. Welch, R. R. Schrieber, *Aging Power Delivery Infrastructures*, Marcel Dekker, Inc., 2001
22. Comparison of overhead lines and underground cables for electricity transmission, Joint Working Group 21/22-01, CIGRE, Paris, 1996.
23. A. Dolenc, *Transformatori I i II dio*, Sveučilište u Zagrebu, Elektrotehnički fakultet, Zagreb 1991.
24. Edison Electric Institute, Transmission Subject Area Subcommittee, *Round Table Discussion - Transformer Ageing*, USA, 2005
25. Z. Radakovic, E. Cardillo, K. Feser, *The influence of transformer loading to the ageing of the oil-paper insulation*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands, 2003
26. Z. T. Yao, T. K. Saha, *Separation of ageing and moisture impacts on transformer insulation degradation by polarisation measurements*, Cigre session 2002, Paris, 2002
27. *Transformer Life Extension*, CJC
http://www.cjc.dk/assets/1086690000Transformer_Life_Extension_web.pdf
28. C. Kurtz, G. Ford, M. Vainberg, *Managing Aged Transformers*, Transmission and Distribution World, July 2005
<http://tdworld.com/mag/507TD23.pdf>
29. I. Džubur, Ž. Timić, M. Dutina, *Problematika zamjene opreme na starijim dalekovodima*, JUKO CIGRE, XIX Savjetovanje, Bled, 1989
30. *Statistika pogonskih događaja u prijenosnoj mreži (1995. – 2004.)*, HEP-Prijenos d.o.o., godišnje objavljeno u razdoblju 1996. – 2005.

31. H. Lee Willis, Gregory V. Welch, R. R. Schrieber, *Aging Power Delivery Infrastructures*, Taylor & Francis Group LLC, 2001.
32. Dr. Vladimir Vranić, *Vjerojatnost i statistika*, Tehnička Knjiga, Zagreb 1970.
33. Vladimir Serdar, *Udžbenik statistike*, Školska Knjiga, Zagreb, 1977.
34. *Wikipedija – The Free Encyclopedia*, <http://en.wikipedia.org/wiki/>
35. M. Oloomi Buygi, H.M. Shanechi, G. Balzer, M. Shahidehpour, *Transmission Planning Approaches In Restructured Power Systems*, IEEE Power Tech Conference, Bologna, June 2003
36. *Classification Of Publications and Models On Transmission Network Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, No. 2, May, 2003
37. R. Romero, A. Monticelli, *A Zero-One Implicit Enumeration Method for Optimizing Investments in Transmission Expansion Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, No. 3, August 1994
38. R. D. Christie, B. F. Wollenberg, I. Wangensteen, *Transmission Management In the Deregulated Environment*, Proceedings of the IEEE, vol. 88, No. 2, February 2000
39. N. Dizdarević, G. Majstrović, D. Bajš, M. Majstrović, *Zagušenje u prijenosnoj mreži*, Energetski institut Hrvoje Požar, Studija za HEP-Prijenos d.o.o., 2003.
40. G. Rothwell, T. Gómez, *Electricity Economics*, IEEE Press, 2003
41. Majstrović, M.: *Stohastički proračun struje kratkog spoja kod određenog stanja elektroenergetskog sistema*, XVII. savjetovanje JUKO CIGRE, Budva, 1987.
42. Bergen, A. R.: *Power System Analysis*, Prentice-Hall Series in Electrical and Computer Engineering, Englewood Cliffs, New Jersey, USA, 1986
43. Sullivan, R. L.: *Power System Planning*, McGraw Hill, New York, 1977
44. Arrillaga, J.; Arnold, C. P.; Harker, B. J.: *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley&Sons, New York, 1991
45. G. J. Anders: *Probability Concepts in Electric Power Systems*, John Willey & Sons, 1990

SAŽETAK

U radu je razmatrana problematika starenja jedinica prijenosne mreže i utjecaja starenja na pouzdanost elektroenergetskog sustava, te su postavljeni kriteriji i metodologija za izradu liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnim elektroenergetskim mrežama.

Također je razvijena metoda za procjenu neraspoloživosti jedinica mreže u kratkoročnom budućem razdoblju, temeljena na ostvarenim neraspoloživostima iz statistike pogonskih događaja, funkcijama razdiobe slučajne varijable i vjerojatnosti.

Kriteriji za zamjene i rekonstrukcije svrstani su u dvije grupe: kriteriji ovisni o stvarnom stanju jedinice i kriteriji ovisni o ulozi i značaju jedinice unutar elektroenergetskog sustava. Probabilističkim simulacijama rada sustava i multi-scenarijskom analizom izračunavaju se očekivani godišnji operativni troškovi rada sustava, a na temelju razlike tih troškova pri različitim razinama neraspoloživosti promatranih jedinica kvantificiraju se pojedini kriteriji ovisni o ulozi i značaju jedinica, te se izračunava indeks značaja kandidata za zamjene i rekonstrukcije.

Na temelju tog indeksa, te indeksa stanja pojedinačnih kandidata za zamjene i rekonstrukcije, izrađuje se jedinstvena lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije.

Ključne riječi: starenje jedinica prijenosne mreže, pouzdanost elektroenergetskog sustava, kriteriji i metodologija, lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora

SUMMARY

This Ph. D. thesis considers the problem of transmission assets ageing and analyze the impact of ageing on power system reliability. Revitalization criteria and methodology for prioritization of the transmission lines and transformers are defined.

Method for short-term future unavailability of transmission assets is described also, based on data related to the past unavailability's from operational statistics, inverse cumulative distribution functions and assumed probabilities.

Revitalisation criteria are divided into two groups: criteria dependent on the assets real condition and criteria dependent on the assets role and significance inside a power system. Using probabilistic simulations of system operation and multi-scenario analysis expected annual system operational costs are calculated. Revitalization criteria are quantified on the basis of these costs related to different levels of assets unavailability, and significance indices as the measure of assets role and significance within a system are calculated.

Using these indices together with the assets condition indices, unique revitalisation prioritization list is defined.

Key words: transmission assets ageing, power system reliability, revitalization criteria and methodology, transmission lines and transformers prioritization list

POPIS TABLICA

Tablica 1 –	Očekivana životna dob jedinica mreže	30
Tablica 2 –	Neraspoloživost (h) i broj kvarova 220 kV DV Zakučac – Mostar prema vrsti zastoja radi unutarnjih razloga	32
Tablica 3 –	Definicije vezane za pouzdanost sustava i prijenosne mreže	34
Tablica 4 –	Zastoji jedinica prijenosne mreže, funkcije vjerojatnosti i funkcije razdiobe	42
Tablica 5 –	Primjer iznosa nerasploživosti nadzemnog voda starijeg od 40 godina iz statistike pogonskih događaja	50
Tablica 6 –	Primjer iznosa nerasploživosti nadzemnog voda mlađeg od 40 godina iz statistike pogonskih događaja	51
Tablica 7 –	Usporedbe prosječnih nerasploživosti za dva voda različitih starosti	51
Tablica 8 –	Procjena nerasploživosti voda starijeg od 40 godina u budućem petogodišnjem razdoblju	55
Tablica 9 –	Procjena nerasploživosti voda mlađeg od 40 godina u budućem petogodišnjem razdoblju	58
Tablica 10a –	Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: operativni troškovi	109
Tablica 10b –	Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: marginalne dobiti	110
Tablica 11 –	Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: operativni troškovi ovisni o nerasploživosti grana	112
Tablica 12 –	Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: razlike u operativnim troškovima rada sustava	115
Tablica 13 –	Forma tablice za prikaz rezultata probabilističkih simulacija: prosječne razlike u operativnim troškovima rada sustava	116
Tablica 14 –	Parcijalna lista prioriteta na temelju starosti kandidata	117
Tablica 15 –	Parcijalna lista prioriteta na temelju prosječnih nerasploživosti kandidata	118
Tablica 16 –	Parcijalna lista prioriteta na temelju troškova održavanja kandidata	118
Tablica 17 –	Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju	120
Tablica 18 –	Parcijalna lista prioriteta prema ekonomskom kriteriju	120
Tablica 19 –	Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza	121
Tablica 20 –	Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu	121
Tablica 21 –	Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti	122
Tablica 22 –	Konačna lista prioriteta kandidata za zamjene i rekonstrukcije	125

Tablica 23 –	Primjer težinskih faktora pri određivanju indeksa značaja pojedinačnog kandidata u prijenosnoj mreži	127
Tablica 24 –	Parametri vodova na test modelu elektroenergetskog sustava	133
Tablica 25 –	Parametri transformatora na test modelu elektroenergetskog sustava	133
Tablica 26 –	Raspodjela opterećenja na test modelu elektroenergetskog sustava	134
Tablica 27 –	Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_1	135
Tablica 28 –	Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_2	135
Tablica 29 –	Parametri godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_3	135
Tablica 30 –	Podaci o elektranama na test modelu elektroenergetskog sustava	136
Tablica 31 –	Podaci o generatorima na test modelu elektroenergetskog sustava	136
Tablica 32 –	Podaci o hidroelektrani na test modelu elektroenergetskog sustava	137
Tablica 33 –	Razine neraspoloživosti kandidata za ZiR u godini t_1	143
Tablica 34 –	Razine neraspoloživosti kandidata za ZiR u godini t_2	143
Tablica 35 –	Razine neraspoloživosti kandidata za ZiR u godini t_3	143
Tablica 36 –	Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1A)	145
Tablica 37 –	Marginalna dobit grana u godini t_1 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1A)	145
Tablica 38 –	Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1B)	145
Tablica 39 –	Marginalna dobit grana u godini t_1 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1B)	145
Tablica 40 –	Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_1 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1C)	146
Tablica 41 –	Marginalna dobit grana u godini t_1 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 1C)	146
Tablica 42 –	Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2A)	146
Tablica 43 –	Marginalna dobit grana u godini t_2 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2A)	146
Tablica 44 –	Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2B)	147
Tablica 45 –	Marginalna dobit grana u godini t_2 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2B)	147

Tablica 46 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_2 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2C)	147
Tablica 47 – Marginalna dobit grana u godini t_2 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 2C)	147
Tablica 48 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3A)	148
Tablica 49 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za normalnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3A)	148
Tablica 50 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3B)	148
Tablica 51 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za suhu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3B)	148
Tablica 52 – Povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u godini t_3 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3C)	149
Tablica 53 – Marginalna dobit grana u godini t_3 za vlažnu hidrologiju, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (scenarij 3C)	149
Tablica 54 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1A)	150
Tablica 55 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1B)	150
Tablica 56 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 1C)	150
Tablica 57 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2A)	151
Tablica 58 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2B)	151
Tablica 59 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 2C)	151
Tablica 60 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3A)	152
Tablica 61 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3B)	152
Tablica 62 – Rezultati probabilističkih simulacija uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije (scenarij 3C)	152
Tablica 63 – Prosječno povećanje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada ees radi slabosti mreže uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije	153

Tablica 64 – Normalizacija prosječnih povećanja očekivanih godišnjih operativnih troškova rada ees radi slabosti mreže uz različite iznose neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije	154
Tablica 65 – Parcijalna lista prioriteta prema starosnom kriteriju (test model ees)	154
Tablica 66 – Parcijalna lista prioriteta prema ekonomskom kriteriju (test model ees)	154
Tablica 67 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju opasnosti od trajnog otkaza (test model ees)	155
Tablica 68 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu (test model ees)	155
Tablica 69 – Parcijalna lista prioriteta prema kriteriju maksimalne marginalne dobiti (test model ees)	155
Tablica 70 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na temelju indeksa značaja kandidata u elektroenergetskom sustavu (test model ees)	156
Tablica 71 – Utvrđeni troškovi održavanja jedinica prijenosne mreže – kandidata za zamjene i rekonstrukcije (test model ees)	157
Tablica 72 – Kvantifikacija kriterija za zamjene i rekonstrukcije na temelju stvarnog stanja kandidata (test model ees)	158
Tablica 73 – Normalizacija parametara stvarnog stanja kandidata za zamjene i rekonstrukcije na test modelu ees	158
Tablica 74 – Parcijalna lista prioriteta na temelju starosti kandidata (test model ees)	159
Tablica 75 – Parcijalna lista prioriteta na temelju prosječne neraspoloživosti kandidata u posljednjem petogodištu obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja (test model ees)	159
Tablica 76 – Parcijalna lista prioriteta na temelju stvarnog stanja kandidata procijenjenog ili utvrđenog vizualnim inspekcijama ili dijagnostičkim postupcima (test model ees)	159
Tablica 77 – Parcijalna lista prioriteta na temelju povećanja troškova održavanja kandidata (test model ees)	160
Tablica 78 – Parcijalna lista prioriteta na temelju ostalih tehničkih kriterija i pokazatelja stanja kandidata (test model ees)	160
Tablica 79 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na temelju indeksa stanja kandidata (test model ees)	160
Tablica 80 – Konačna lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije (test model ees)	161
Tablica 81 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije – analiza osjetljivosti na težinske faktore 1 (test model ees)	162
Tablica 82 – Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije – analiza osjetljivosti na težinske faktore 2 (test model ees)	162
Tablica 83 – Usporedba lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije s obzirom na različito definirane težinske faktore (test model ees)	162

POPIS SLIKA

Slika 1	Određivanje prioriteta za zamjene i rekonstrukcije prema [1]	6
Slika 2	Vrste kvara električne opreme	12
Slika 3	Funkcija intenziteta kvara	12
Slika 4	Al/Č vodič – nov	15
Slika 5	Al/Č vodič – 1939.	15
Slika 6	Al/Č vodič – 1922.	16
Slika 7	Starost alučelnih vodiča iz uzorka analiziranog u [1]	18
Slika 8	Starost dalekovoda u prijenosnoj mreži RH u odnosu na 2005. godinu	18
Slika 9	Starost transformatora iz uzorka analiziranog u [1]	21
Slika 10	Starost transformatora 220/110 kV u sustavu HEP-a	22
Slika 11	Transformatorsko ulje – staro i novo	23
Slika 12	Neraspoloživost DV 220 kV Zakučac – Mostar u razdoblju 1995. – 2004.	29
Slika 13	Neraspoloživost DV 110 kV Melina – Vinodol u razdoblju 1995. – 2004.	29
Slika 14	Neraspoloživost DV 110 kV Bilice – Biograd u razdoblju 1995. – 2004.	31
Slika 15	Neraspoloživost DV 110 kV Zakučac – Meterize 1 u razdoblju 1995. – 2004.	31
Slika 16	Neraspoloživost (h) i broj zastoja 220 kV DV Zakučac – Mostar radi unutarnjih razloga	32
Slika 17	Prisilni i planirani zastoji s unutarnjim i vanjskim razlozima tijekom životnog vijeka jedinica prijenosne mreže	38
Slika 18	Funkcija gustoće vjerojatnosti normalne razdiobe [34]	43
Slika 19	Funkcija vjerojatnosti normalne razdiobe [34]	44
Slika 20	Funkcija gustoće vjerojatnosti Weibullove razdiobe [34]	45
Slika 21	Funkcija vjerojatnosti Weibullove razdiobe [34]	45
Slika 22	Zastoji voda starijeg od 40 godina	52
Slika 23	Zastoji voda mlađeg od 40 godina	52
Slika 24	Procjena budućih planiranih zastoja radi unutarnjih razloga voda starijeg od 40 godina	56
Slika 25	Procjena budućih trajnih prisilnih zastoja radi unutarnjih razloga voda starijeg od 40 godina	56
Slika 26	Procjena buduće neraspoloživosti voda starijeg od 40 godina	57
Slika 27	Procjena buduće neraspoloživosti voda mlađeg od 40 godina	59
Slika 28	Konfiguracija i tokovi snaga u sustavu	62
Slika 29	Rezultati optimizacijskog algoritma ovisno o penalizaciji redukcije potrošnje	63
Slika 30	Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja	64

Slika 31	Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja i primijenjenih kriterija planiranja	65
Slika 32	Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti u potrošnji (visina opterećenja, elastičnost potrošnje)	66
Slika 33	Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu	69
Slika 34	Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada elementa	71
Slika 35	Logaritamsko-normalna razdioba dotoka (hidrologije)	72
Slika 36	Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije	72
Slika 37	Aproksimacija godišnje krivulje trajanja opterećenja	76
Slika 38	Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u kratkoročnom razdoblju	81
Slika 39	Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u srednjoročnom razdoblju	82
Slika 40a	Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u dugoročnom razdoblju – prvi dio	83
Slika 40b	Primjer scenarija planiranja i analize pogona prijenosne mreže u dugoročnom razdoblju – drugi dio	84
Slika 41	Promatrane razine neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije	87
Slika 42	Primjer ovisnosti očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava o promatranim razinama neraspoloživosti kandidata za zamjene i rekonstrukcije	89
Slika 43	Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi porasta opterećenja i neraspoloživosti starijih jedinica mreže	91
Slika 44	Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena u više analiziranih scenarija radi porasta opterećenja i neraspoloživosti starijih jedinica mreže	91
Slika 45	Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi porasta opterećenja uz konstantnu neraspoloživost jedinica mreže	92
Slika 46	Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom vremena radi procijenjenog porasta neraspoloživosti jedinica mreže	93
Slika 47	Inicijalno smanjenje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon aktivnostima na zamjenama i rekonstrukcijama	94
Slika 48	Porast očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava nakon trajnog otkaza jedinice prijenosne mreže	95

Slika 49	Smanjenje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri punoj raspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže	96
Slika 50	Razlika između očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava pri trajnoj nerasploživosti i punoj raspoloživosti promatrane jedinice prijenosne mreže	97
Slika 51	Ovisnost očekivanih godišnjih operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava o nerasploživosti promatrane jedinice prijenosne mreže	98
Slika 52	Dijagram toka metodologije za izradu liste prioriteta za zamjene i rekonstrukcije	126
Slika 53	Test model elektroenergetskog sustava	131
Slika 54	Starije jedinice mreže (> 40 godina) na test modelu elektroenergetskog sustava	132
Slika 55	Oblik i aproksimacija godišnje krivulje trajanja opterećenja za godinu t_1	134
Slika 56	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda $V_{3-4(1)}$	138
Slika 57	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda V_{3-8}	138
Slika 58	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda $V_{4-7(2)}$	139
Slika 59	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda $V_{6-7(2)}$	139
Slika 60	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda $V_{4-6(3)}$	140
Slika 61	Ostvarena i procijenjena nerasploživost voda $V_{6-7(1)}$	140
Slika 62	Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora $T_{4,3}$	141
Slika 63	Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora $T_{4,4}$	141
Slika 64	Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora $T_{6,1}$	142
Slika 65	Ostvarena i procijenjena nerasploživost transformatora T_7	142
Slika 66	Lista prioriteta za zamjene i rekonstrukcije na test modelu ees	164

POPIS OZNAKA***B***

- $[B_{ij}]$ - matrica susceptancija čvorova
 b - faktor koji određuje područje unutar kojega se kreće opterećenje kod normalne razdiobe

C

- c_{ij} - inkrementalni trošak pojačanja mreže između čvorova i, j (novčanih jedinica/MW)
 $C_i(P_{Gi})$ - funkcija troškova proizvodnje generatora (ponuda generatora na tržištu) (novčane jedinice)
 c_i - jedinični trošak neisporučene električne energije u čvoru i (novčane jedinice)
 $C_{P,i}(j)$ - ukupni očekivani godišnji troškovi proizvodnje u godini i unutar promatranog scenarija j (novčane jedinice)
 $C_{EENS,i}(j)$ - ukupni očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije u godini i unutar promatranog scenarija j (novčane jedinice)
 $C_{RDC,i}(j)$ - ukupni godišnji očekivani troškovi preraspodijele angažmana elektrana u godini i unutar promatranog scenarija j (novčane jedinice)
 $C_m(k)$ - aktualni godišnji troškovi održavanja promatrane jedinice k (novčane jedinice)
 $C_{pm}(k)$ - godišnji troškovi preventivnog održavanja novije jedinice istovjetne starijoj jedinici k (novčane jedinice)

D

- d - vektor ponora snage u čvorovima (potrošnja) (MW)

E

- e - jedinični vektor

F

- $F(x_i)$ - funkcija distribucije ili razdiobe slučajne varijable x_i
 f - vektor aktivnih tokova snaga kroz grane mreže (MW)
 f_{ij} - tok aktivne snage između čvorova i, j (MW)

G

- g - vektor injekcije snage u čvorove (proizvodnja) (MW)
 \bar{g} - vektor maksimalnih injekcija snage u čvorove (MW)

H

- H_i - dodatna hidroizvodnja u čvorištu i uzrokovana neplaniranim pražnjenjem akumulacija (MW)
- $H_{i\max}$ - maksimalna hidroizvodnja u čvorištu i (MW)

I

- I_{\max} - maksimalno dozvoljeno strujno opterećenje grane u normalnom pogonu (A)
- $I_{\max 20}$ - maksimalno dozvoljeno strujno opterećenje grane u izvanrednom pogonu kroz 20 minuta (A)

K

- k - parametar oblika kod funkcije Weibullove razdiobe
- k - oznaka kandidata za zamjene i rekonstrukcije

L

- $LODF_{ij,mn}$ - distribucijski faktor ispada elementa mreže

N

- N - ukupan broj godina obuhvaćenih statistikom pogonskih događaja (godina)
- \bar{n}_{ij} - maksimalan broj grana koje se mogu smjestiti između čvorova i, j
- N_j - broj definiranih scenarija u promatranoj godini i

O

- $OC_i(j)$ - ukupni očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava u godini i unutar promatranog scenarija j
- \overline{OC}_i - prosječni očekivani godišnji operativni troškovi rada elektroenergetskog sustava u svim promatranim scenarijima j (definiranim na godišnjoj razini za promatranu godinu i)

P

- $P(x)$ - funkcija vjerojatnosti slučajne varijable x
- P_i - injekcija snage u čvor i (MW)
- P_{Gi} - djelatna snaga generatora u čvoru i (MW)
- P_{Di} ili P_i - iznos tereta (opterećenja) u čvoru i (MW)
- $P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$ - minimalna i maksimalna snaga generatora u čvoru i (MW)
- P_{ij}^{\max} - maksimalno dozvoljena djelatna snaga vodom između čvorova i, j (MW)

- P_0 - očekivana vrijednost opterećenja čvora i u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava (MW)
- P_{imax} - gornja granica koju može poprimiti slučajna varijabla P_i (MW)
- P_{imin} - donja granica koju može poprimiti slučajna varijabla P_i (MW)
- p_j - vjerojatnost nastanka scenarija j

Q

- q - neraspoloživost jedinice mreže (%)
- $q_{prisilno}$ - neraspoloživost jedinice mreže radi prisilnih zastoja (%)
- $q_{planirano}$ - neraspoloživost jedinice mreže radi planiranih zastoja (%)
- $q_{prisilno Un}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom (%)
- $q_{prisilno Un-tr}$ - neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom (%)
- $q_{prisilno Un-pr}$ - neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom (%)
- $q_{prisilno Va}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom (%)
- $q_{planirano Un}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom (%)
- $q_{planirano Va}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom (%)
- $q_{prisilno,n}$ - neraspoloživost radi prisilnih zastoja u n -toj godini promatranja (%)
- $q_{planirano,n}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja u n -toj godini promatranja (%)
- $q_{prisilno Un-tr,n}$ - neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom u godini n (%)
- $q_{planirano Un,n}$ - neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom u godini n (%)
- \bar{q}_k - prosječna neraspoloživost promatrane jedinice mreže k u zadnjem petogodišnjem razdoblju (%)
- \bar{q}_{NV} - prosječna neraspoloživost svih nadzemnih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju (%)
- \bar{q}_K - prosječna neraspoloživost svih kabelskih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju (%)
- \bar{q}_{NK} - prosječna neraspoloživost svih kombiniranih nadzemno-kabelskih vodova u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju (%)
- \bar{q}_T - prosječna neraspoloživost svih transformatora u promatranoj mreži u zadnjem petogodišnjem razdoblju (prema nazivnim naponima) (%)

R

- r ili P'_{Di} - iznos reduciranog opterećenja radi održavanja opterećenja grana mreže unutar dozvoljenih granica (MW)

S

- S - matrica incidencije grana-čvor
 s_{ij} - dodatna varijabla u granicama $0 - 2P_{ij}^{max}$

T

- T - očekivana životna dob jedinice (komponente) mreže (godina)
 t - vremenska jedinica (godina)
 t_{maxTE} - troškovi proizvodnje najskuplje termo-jedinice u sustavu (novčane jedinice)
 T_k - starost jedinice prijenosne mreže k (godina)
 TS - subjektivno određena ocjena tehničkog stanja i ostalih pokazatelja stanja

V

- VID - subjektivno određena ocjena vizualne inspekcije i dijagnostičkih pregleda

X

- x - promatrano obilježje statističkog skupa
 \bar{x}_i - aritmetička sredina
 x_{ij} - reaktancija grane između čvorova i, j (Ω)
 $[X_{ij}]$ - matrica reaktancija čvorova

Y

- y_{ij} - diskretne vrijednosti admitancija novih grana (pojačanja) između čvorova i, j

Z

- ZiR_k (*stanje*) - indeks stanja kandidata k
 ZiR_k (*znacaj*)- indeks značaja u elektroenergetskom sustavu kandidata k
 ZiR_k - indeks za određivanje mjesta na listi prioriteta za zamjene i rekonstrukcije

W

- $W_i(P_{Ei})$ - funkcija cijene koju je potrošač voljan platiti za snagu P_{Ei} (novčana jedinica)
 w_{s1} - težinski faktor pridružen kriteriju starosti kandidata
 w_{s2} - težinski faktor pridružen kriteriju neraspoloživosti kandidata
 w_{s3} - težinski faktor pridružen kriteriju troškova održavanja kandidata
 w_{s4} - težinski faktor pridružen kriteriju rezultata vizualne inspekcije i dijagnostičkih pregleda
 w_{s5} - težinski faktor pridružen kriteriju tehničkog stanja i ostalih pokazatelja stanja

- w_{z1} - težinski faktor pridružen starosnom kriteriju
 w_{z2} - težinski faktor pridružen ekonomskom kriteriju
 w_{z3} - težinski faktor pridružen kriteriju opasnosti od trajnog otkaza
 w_{z4} - težinski faktor pridružen kriteriju značaja u elektroenergetskom sustavu
 w_{z5} - težinski faktor pridružen kriteriju maksimalne marginalne dobiti

 α

- α - faktor kojim se penalizira redukcija potrošnje

 ε

- ε - faktor koji definira promatrani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja ($P_{min}/P_{max} < \varepsilon < 1$),

 σ

- σ_i - standardna devijacija

 Δ

- $\Delta OC_i(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih operativnih troškova rada sustava u promatranoj godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži
- $\Delta C_{P,i}(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih troškova proizvodnje u promatranoj godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži (troškovi redispečinga elektrana u odnosu na ekonomski dispečing)
- $\Delta C_{EENS,i}(j)$ - povećanje očekivanih godišnjih troškova neisporučene električne energije u promatranoj godini i , unutar scenarija j , uzrokovanih slabostima u mreži
- $\Delta MC_{i,k}(j)$ - marginalna dobit od povećanja kapaciteta voda ili transformatora k u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij (novčane jedinice)
- $\Delta OC_i(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij ovisan o modeliranim nesigurnostima, uz procijenjenu neraspoloživost vodova i transformatora u mreži (novčane jedinice)
- $\Delta OC_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda i transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenim statistikom pogonskih događaja (novčane jedinice)
- $\Delta OC'_{i,k}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz neraspoloživost voda ili transformatora k jednaku prosječnoj vrijednosti u proteklom razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja umanjenoj za trajne prisilne i planirane zastoje s unutarnjim razlogom (novčane jedinice)

$\Delta OC_{i,kl}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu neraspoloživost voda ili transformatora k (novčane jedinice)

$\Delta OC_{i,ko}(j)$ - povećanje godišnjih operativnih troškova rada sustava uzrokovano slabostima u mreži u i -toj godini za j -ti analizirani scenarij uz potpunu raspoloživost voda ili transformatora k (novčane jedinice)

λ

$\lambda(t)$ - funkcija intenziteta kvarova jedinice mreže (1/godina)

λ - parametar mjere kod funkcije Weibullove razdiobe

μ

$\mu(x_i)$ - funkcija pripadnosti neizrazitom skupu

μ - troškovi dodatne hidroproizvodnje uzrokovani neplaniranim pražnjenjem akumulacija (novčane jedinice)

θ

θ_i - kut napona u čvoru i (rad.)

θ_j - kut napona u čvoru j (rad.)

Γ

$\Gamma()$ - gama funkcija

γ

γ_{ij}^0 - admitancija postojećih grana između čvorova i, j (Ω)

$\tilde{\gamma}_{ij}$ - admitancija nove grane između čvorova i, j (Ω)

ϕ

$\bar{\phi}_{ij}$ - omjer između maksimalno dozvoljenog opterećenja grane $i-j$ i admitancije postojećih grana između čvorova i, j

Ω

Ω - skup svih grana u kojima je moguće izvršiti pojačanje mreže (dodavanje novih grana)

ŽIVOTOPIS

Rođen sam u Karlovcu 1970. godine. Osnovnu i srednju školu matematičko informatičkog usmjerenja pohađao sam u Karlovcu. Elektrotehnički fakultet upisao sam u Zagrebu 1989. godine, a 1994. godine diplomirao sam na usmjerenju elektroenergetike.

Početakom 1995. godine zaposlio sam se u Energetskom institutu Hrvoje Požar (www.eihp.hr) u Odjelu za prijenos i distribuciju energije. Na tom radnom mjestu radim i danas. Trenutno sam zaposlen na radnom mjestu starijeg istraživača. U dosadašnjem radnom vijeku bavio sam se pitanjima analiza i planiranja prijenosnih mreža (statičke i dinamičke analize, probablističke i determinističke metode planiranja), te tržišnim i regulacijskim aspektima prijenosa električne energije.

Poslijediplomski studij upisao sam na Fakultetu elektrotehnike i računarstva u Zagrebu, gdje sam 2000. godine obranio magistarski rad sa temom “Ekonomsko-tehnički pristup planiranju razvoja prijenosne mreže”.

Od početka svog radnog vijeka bavim se znanstveno-istraživačkim radom iz oblasti elektroenergetike. U dosadašnjem radu sudjelovao sam u izradi većeg broja studija za potrebe Hrvatske elektroprivrede, Hrvatske energetske regulatorne agencije (prije Vijeća za regulaciju energetskih djelatnosti), Ministarstva gospodarstva, Ministarstva znanosti, Vlade Republike Hrvatske, a sudjelovao sam i u izradi međunarodnih projekata financiranih od međunarodnih agencija i financijskih institucija.

Kao autor i koautor do sada sam objavio 2 znanstvena rada objavljena u časopisima s priznatom međunarodnom recenzijom, 14 znanstvenih radova objavljenih u časopisima citiranim u sekundarnim publikacijama, 2 rada u ostalim časopisima, 16 znanstvenih radova objavljenih u zbornicima radova s međunarodnih znanstvenih skupova s međunarodnom recenzijom (od čega 14 u inozemstvu), 1 knjigu, 14 znanstvenih radova, recenziranih, objavljenih u zbornicima radova s domaćih znanstvenih skupova i 57 studija. Popis većine mojih radova nalazi se na Internet adresi www.eihp.hr/~dbajs.

Od svog zaposlenja 1995. godine sudjelovao sam na znanstveno-istraživačkom projektu „Projektu razvoja i organizacije hrvatskog energetskog sektora (PROHES)” (glavni istraživač: dr.sc Goran Granić). Od 1997. godine aktivno sudjelujem na projektu regionalnog planiranja prijenosne mreže na području jugoistočne Europe (*Regional Transmission System Planning Project in South East Europe*) pod pokroviteljstvom Inicijative za suradnju u jugoistočnoj Europi (*South East Cooperation Initiative – SECI*) i Agencije Vlade SAD-a za međunarodni razvoj (*US Agency for International Development – USAID*) kojim se po prvi put u povijesti regionalna prijenosna mreža analizira i planira kao jedinstvena cjelina u cilju otvaranja regionalnog tržišta električne energije. U razdoblju 2000 – 2003 bio sam član radne skupine međunarodne Cigre “WG 37-30 - Network planning in a deregulated environment”.

Aktivni sam član udruženja The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE), Piscataway, NJ, USA, The International Association of Science and Technology for Development (IASTED), Calgary, Canada, Inicijative za suradnju u jugoistočnoj Europi (SECI, Vienna), Hrvatskog nacionalnog odbora međunarodnog vijeća za velike električne sisteme (CIGRE, Zagreb) i Hrvatskog energetskog društva (HED).

DODATAK

**Procjena nerasploživosti vodova i transformatora, kandidata za zamjene i
rekonstrukcije, na test primjeru elektroenergetskog sustava**

V3-4 (1)

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,6	0,6	6	6	7,3	0	94,1	7,9	100,1	108,0	7,9	100,1	108,0
t ₂	38	6,3	6,3	8,1	8,1	2,4	0	88,3	8,7	96,4	105,1	8,7	96,4	105,1
t ₃	39	5,1	5,1	24,4	24,4	3,1	0,6	0,5	8,8	24,9	33,7	8,8	24,9	33,7
t ₄	40	15	15	21,5	21,5	0	0	37	15,0	58,5	73,5	15,0	58,5	73,5
t ₅	41	69	69	13,8	13,8	0	0,7	173,9	69,7	187,7	257,4	69,7	187,7	257,4
t ₆	42	0,1	0,1	140,4	140,4	4,3	0	35,4	4,4	175,8	180,2	4,4	175,8	180,2
t ₇	43	21,2	21,2	172,5	172,5	0,5	0	86	21,7	258,5	280,2	21,7	258,5	280,2
t ₈	44	0	0	35,5	35,5	0,9	0,1	317,6	1,0	353,1	354,1	1,0	353,1	354,1
t ₉	45	27,7	27,7	23,1	23,1	31,1	0	59,8	58,8	82,9	141,7	58,8	82,9	141,7
t ₁₀	46	0	0	29	29	1,4	0	47,7	1,4	76,7	78,1	1,4	76,7	78,1
t ₁₁	47	49,9	55,0	143,9	161,0	5,1	0,1	94,0	55,1	237,9	293,1	60,2	255,0	315,3
t ₁₂	48	55,6	64,0	159,5	185,0	5,1	0,1	94,0	60,8	253,5	314,3	69,2	279,0	348,3
t ₁₃	49	61,2	73,0	174,8	210,0	5,1	0,1	94,0	66,5	268,8	335,3	78,2	304,0	382,3

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	1,1	0,1	1,1	1,2	0,1	1,1	1,2
t ₂	38	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,0	0,1	1,1	1,2	0,1	1,1	1,2
t ₃	39	0,1	0,1	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,1	0,3	0,4
t ₄	40	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,2	0,7	0,8	0,2	0,7	0,8
t ₅	41	0,8	0,8	0,2	0,2	0,0	0,0	2,0	0,8	2,1	2,9	0,8	2,1	2,9
t ₆	42	0,0	0,0	1,6	1,6	0,0	0,0	0,4	0,1	2,0	2,1	0,1	2,0	2,1
t ₇	43	0,2	0,2	2,0	2,0	0,0	0,0	1,0	0,2	3,0	3,2	0,2	3,0	3,2
t ₈	44	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	3,6	0,0	4,0	4,0	0,0	4,0	4,0
t ₉	45	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,0	0,7	0,7	0,9	1,6	0,7	0,9	1,6
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,5	0,0	0,9	0,9	0,0	0,9	0,9
t ₁₁	47	0,6	0,6	1,6	1,8	0,1	0,0	1,1	0,6	2,7	3,3	0,7	2,9	3,6
t ₁₂	48	0,6	0,7	1,8	2,1	0,1	0,0	1,1	0,7	2,9	3,6	0,8	3,2	4,0
t ₁₃	49	0,7	0,8	2,0	2,4	0,1	0,0	1,1	0,8	3,1	3,8	0,9	3,5	4,4

V3.8

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	38	35,3	35,3	0	0	14,7	519,6	0	569,6	0,0	569,6	569,6	0,0	569,6
t ₂	39	86,6	86,6	3,1	3,1	33,5	0	232,8	120,1	235,9	356,0	120,1	235,9	356,0
t ₃	40	80,6	80,6	0	0	2,5	0,2	128,3	83,3	128,3	211,6	83,3	128,3	211,6
t ₄	41	0,2	0,2	0	0	7,8	0	43,4	8,0	43,4	51,4	8,0	43,4	51,4
t ₅	42	15,5	15,5	0	0	99,2	0,5	23,9	115,2	23,9	139,1	115,2	23,9	139,1
t ₆	43	21,6	21,6	34,5	34,5	14,3	7,2	46,4	43,1	80,9	124,0	43,1	80,9	124,0
t ₇	44	69,7	69,7	0	0	19,2	0	12,8	88,9	12,8	101,7	88,9	12,8	101,7
t ₈	45	27,2	27,2	29	29	0,3	0,1	0	27,6	29,0	56,6	27,6	29,0	56,6
t ₉	46	128,3	128,3	37,2	37,2	15,7	4,5	0	148,5	37,2	185,7	148,5	37,2	185,7
t ₁₀	47	1,5	1,5	65	65	0	409	51,5	410,5	116,5	527,0	410,5	116,5	527,0
t ₁₁	48	116,5	130,0	54,9	61,0	20,7	94,1	53,9	231,4	108,8	340,1	244,8	114,9	359,7
t ₁₂	49	127,8	147,0	61,0	71,0	20,7	94,1	53,9	242,6	114,9	357,6	261,8	124,9	386,7
t ₁₃	50	138,9	164,0	67,0	81,0	20,7	94,1	53,9	253,8	120,9	374,7	278,8	134,9	413,7

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	38	0,4	0,4	0,0	0,0	0,2	5,9	0,0	6,5	0,0	6,5	6,5	0,0	6,5
t ₂	39	1,0	1,0	0,0	0,0	0,4	0,0	2,7	1,4	2,7	4,1	1,4	2,7	4,1
t ₃	40	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,0	1,5	2,4	1,0	1,5	2,4
t ₄	41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,1	0,5	0,6	0,1	0,5	0,6
t ₅	42	0,2	0,2	0,0	0,0	1,1	0,0	0,3	1,3	0,3	1,6	1,3	0,3	1,6
t ₆	43	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2	0,1	0,5	0,5	0,9	1,4	0,5	0,9	1,4
t ₇	44	0,8	0,8	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	1,0	0,1	1,2	1,0	0,1	1,2
t ₈	45	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,6	0,3	0,3	0,6
t ₉	46	1,5	1,5	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0	1,7	0,4	2,1	1,7	0,4	2,1
t ₁₀	47	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	4,7	0,6	4,7	1,3	6,0	4,7	1,3	6,0
t ₁₁	48	1,3	1,5	0,6	0,7	0,2	1,1	0,6	2,6	1,2	3,9	2,8	1,3	4,1
t ₁₂	49	1,5	1,7	0,7	0,8	0,2	1,1	0,6	2,8	1,3	4,1	3,0	1,4	4,4
t ₁₃	50	1,6	1,9	0,8	0,9	0,2	1,1	0,6	2,9	1,4	4,3	3,2	1,5	4,7

V4-7 (2)

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	34	0	0	34,5	34,5	15,4	0	40,1	15,4	74,6	90,0	15,4	74,6	90,0
t ₂	35	0	0	3,2	3,2	1,3	0	16,7	1,3	19,9	21,2	1,3	19,9	21,2
t ₃	36	0,1	0,1	6	6	0	0	35	0,1	41,0	41,1	0,1	41,0	41,1
t ₄	37	0,2	0,2	27,1	27,1	7,2	0,3	9,3	7,7	36,4	44,1	7,7	36,4	44,1
t ₅	38	0,1	0,1	6,1	6,1	0	0,1	2,8	0,2	8,9	9,1	0,2	8,9	9,1
t ₆	39	0	0	11,6	11,6	0	0	73,4	0,0	85,0	85,0	0,0	85,0	85,0
t ₇	40	0	0	12,1	12,1	13,3	5	54,9	18,3	67,0	85,3	18,3	67,0	85,3
t ₈	41	0	0	0	0	23,3	0	47,6	23,3	47,6	70,9	23,3	47,6	70,9
t ₉	42	0	0	7,4	7,4	19	0	59,4	19,0	66,8	85,8	19,0	66,8	85,8
t ₁₀	43	26,1	26,1	144,7	144,7	0	0	1185,3	26,1	1330,0	1356,1	26,1	1330,0	1356,1
t ₁₁	44	16,2	12,0	96,5	102,0	8,0	0,5	152,5	24,7	249,0	273,7	20,5	254,5	274,9
t ₁₂	45	18,4	16,0	108,0	120,0	8,0	0,5	152,5	26,9	260,5	287,4	24,5	272,5	296,9
t ₁₃	46	20,5	19,0	119,4	138,0	8,0	0,5	152,5	29,0	271,8	300,9	27,5	290,5	317,9

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	34	0,0	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0	0,5	0,2	0,9	1,0	0,2	0,9	1,0
t ₂	35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
t ₃	36	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5
t ₄	37	0,0	0,0	0,3	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5
t ₅	38	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
t ₆	39	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0
t ₇	40	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,6	0,2	0,8	1,0	0,2	0,8	1,0
t ₈	41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,3	0,5	0,8	0,3	0,5	0,8
t ₉	42	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,7	0,2	0,8	1,0	0,2	0,8	1,0
t ₁₀	43	0,3	0,3	1,7	1,7	0,0	0,0	13,5	0,3	15,2	15,5	0,3	15,2	15,5
t ₁₁	44	0,2	0,1	1,1	1,2	0,1	0,0	1,7	0,3	2,8	3,1	0,2	2,9	3,1
t ₁₂	45	0,2	0,2	1,2	1,4	0,1	0,0	1,7	0,3	3,0	3,3	0,3	3,1	3,4
t ₁₃	46	0,2	0,2	1,4	1,6	0,1	0,0	1,7	0,3	3,1	3,4	0,3	3,3	3,6

V6-7 (2)

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	3,8	3,8	19,6	19,6	0,3	1,2	33,8	5,3	53,4	58,7	5,3	53,4	58,7
t ₂	38	49	49	0	0	56,3	0	7,5	105,3	7,5	112,8	105,3	7,5	112,8
t ₃	39	3	3	32,1	32,1	23,1	0	122,4	26,1	154,5	180,6	26,1	154,5	180,6
t ₄	40	0,4	0,4	8,3	8,3	1,4	0	8,5	1,8	16,8	18,6	1,8	16,8	18,6
t ₅	41	0,3	0,3	12,5	12,5	0	0	20,5	0,3	33,0	33,3	0,3	33,0	33,3
t ₆	42	0,1	0,1	12	12	0	0	90,4	0,1	102,4	102,5	0,1	102,4	102,5
t ₇	43	101,3	101,3	47,3	47,3	6,7	0,8	9,1	108,8	56,4	165,2	108,8	56,4	165,2
t ₈	44	0,2	0,2	3,9	3,9	2,3	0	11,5	2,5	15,4	17,9	2,5	15,4	17,9
t ₉	45	33,2	33,2	3,5	3,5	33,4	0,1	5,2	66,7	8,7	75,4	66,7	8,7	75,4
t ₁₀	46	0,2	0,2	7,6	7,6	65,2	0	16	65,4	23,6	89,0	65,4	23,6	89,0
t ₁₁	47	74,3	77,0	38,9	44,0	18,9	0,2	32,5	93,4	71,4	164,8	96,1	76,5	172,6
t ₁₂	48	83,2	91,0	42,8	50,0	18,9	0,2	32,5	102,3	75,3	177,6	110,1	82,5	192,6
t ₁₃	49	92,0	106,0	46,7	56,0	18,9	0,2	32,5	111,1	79,1	190,2	125,1	88,5	213,6

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,1	0,6	0,7	0,1	0,6	0,7
t ₂	38	0,6	0,6	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	1,2	0,1	1,3	1,2	0,1	1,3
t ₃	39	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,0	1,4	0,3	1,8	2,1	0,3	1,8	2,1
t ₄	40	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
t ₅	41	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,4	0,0	0,4	0,4
t ₆	42	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	1,0	0,0	1,2	1,2	0,0	1,2	1,2
t ₇	43	1,2	1,2	0,5	0,5	0,1	0,0	0,1	1,2	0,6	1,9	1,2	0,6	1,9
t ₈	44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
t ₉	45	0,4	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,8	0,1	0,9	0,8	0,1	0,9
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7	0,0	0,2	0,7	0,3	1,0	0,7	0,3	1,0
t ₁₁	47	0,8	0,9	0,4	0,5	0,2	0,0	0,4	1,1	0,8	1,9	1,1	0,9	2,0
t ₁₂	48	0,9	1,0	0,5	0,6	0,2	0,0	0,4	1,2	0,9	2,0	1,3	0,9	2,2
t ₁₃	49	1,1	1,2	0,5	0,6	0,2	0,0	0,4	1,3	0,9	2,2	1,4	1,0	2,4

V4-6 (3)

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	43	1,4	1,4	16,1	16,1	4,3	0	22,7	5,7	38,8	44,5	5,7	38,8	44,5
t ₂	44	22,1	22,1	46,8	46,8	55,3	25,3	10,4	102,7	57,2	159,9	102,7	57,2	159,9
t ₃	45	19,3	19,3	52,2	52,2	1	0	20,6	20,3	72,8	93,1	20,3	72,8	93,1
t ₄	46	0,1	0,1	29,7	29,7	0	0	115,9	0,1	145,6	145,7	0,1	145,6	145,7
t ₅	47	85,7	85,7	20,5	20,5	0	0,7	17,7	86,4	38,2	124,6	86,4	38,2	124,6
t ₆	48	0,1	0,1	14,7	14,7	0,5	0	356	0,6	370,7	371,3	0,6	370,7	371,3
t ₇	49	0,2	0,2	36,7	36,7	6,5	0	46,5	6,7	83,2	89,9	6,7	83,2	89,9
t ₈	50	1,8	1,8	28,8	28,8	4,5	0	2,8	6,3	31,6	37,9	6,3	31,6	37,9
t ₉	51	9,6	9,6	80,7	80,7	2,4	0	12,7	12,0	93,4	105,4	12,0	93,4	105,4
t ₁₀	52	0,1	0,1	1	1	0	0	58,1	0,1	59,1	59,2	0,1	59,1	59,2
t ₁₁	53	57,7	58,0	70,2	76,0	7,5	2,6	66,3	67,7	136,6	204,3	68,1	142,3	210,4
t ₁₂	54	64,7	70,0	76,3	84,0	7,5	2,6	66,3	74,8	142,6	217,4	80,1	150,3	230,4
t ₁₃	55	71,6	81,0	82,2	93,0	7,5	2,6	66,3	81,7	148,6	230,3	91,1	159,3	250,4

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,5	0,1	0,4	0,5
t ₂	38	0,3	0,3	0,5	0,5	0,6	0,3	0,1	1,2	0,7	1,8	1,2	0,7	1,8
t ₃	39	0,2	0,2	0,6	0,6	0,0	0,0	0,2	0,2	0,8	1,1	0,2	0,8	1,1
t ₄	40	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	1,3	0,0	1,7	1,7	0,0	1,7	1,7
t ₅	41	1,0	1,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	1,0	0,4	1,4	1,0	0,4	1,4
t ₆	42	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	4,1	0,0	4,2	4,2	0,0	4,2	4,2
t ₇	43	0,0	0,0	0,4	0,4	0,1	0,0	0,5	0,1	0,9	1,0	0,1	0,9	1,0
t ₈	44	0,0	0,0	0,3	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0,1	0,4	0,4
t ₉	45	0,1	0,1	0,9	0,9	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	1,2	0,1	1,1	1,2
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,7	0,0	0,7	0,7
t ₁₁	47	0,7	0,7	0,8	0,9	0,1	0,0	0,8	0,8	1,6	2,3	0,8	1,6	2,4
t ₁₂	48	0,7	0,8	0,9	1,0	0,1	0,0	0,8	0,9	1,6	2,5	0,9	1,7	2,6
t ₁₃	49	0,8	0,9	0,9	1,1	0,1	0,0	0,8	0,9	1,7	2,6	1,0	1,8	2,9

V6-7 (1)

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	33	0,4	0,4	0	0	14,3	8,1	29,6	22,8	29,6	52,4	22,8	29,6	52,4
t ₂	34	0	0	0	0	2,3	0	59,6	2,3	59,6	61,9	2,3	59,6	61,9
t ₃	35	0	0	6,4	6,4	4,5	0	555,1	4,5	561,5	566,0	4,5	561,5	566,0
t ₄	36	0,1	0,1	0	0	89,1	0	8,2	89,2	8,2	97,4	89,2	8,2	97,4
t ₅	37	5,9	5,9	4,9	4,9	1,3	0	36,6	7,2	41,5	48,7	7,2	41,5	48,7
t ₆	38	0,2	0,2	0	0	0	0	1	0,2	1,0	1,2	0,2	1,0	1,2
t ₇	39	13,7	13,7	0	0	3	0	34,2	16,7	34,2	50,9	16,7	34,2	50,9
t ₈	40	0	0	14,3	14,3	0	71,8	40,9	71,8	55,2	127,0	71,8	55,2	127,0
t ₉	41	0	0	8,9	8,9	0	0	13,6	0,0	22,5	22,5	0,0	22,5	22,5
t ₁₀	42	0,2	0,2	0	0	3,2	0,5	21,4	3,9	21,4	25,3	3,9	21,4	25,3
t ₁₁	43	9,4	9,0	11,8	13,0	11,8	8,0	80,0	29,2	91,8	121,0	28,8	93,0	121,8
t ₁₂	44	10,6	11,0	13,1	15,0	11,8	8,0	80,0	30,4	93,1	123,5	30,8	95,0	125,8
t ₁₃	45	11,8	13,0	14,4	17,0	11,8	8,0	80,0	31,6	94,4	126,0	32,8	97,0	129,8

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3	0,3	0,3	0,6	0,3	0,3	0,6
t ₂	38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,7	0,0	0,7	0,7
t ₃	39	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	6,3	0,1	6,4	6,5	0,1	6,4	6,5
t ₄	40	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	1,0	0,1	1,1	1,0	0,1	1,1
t ₅	41	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1	0,5	0,6	0,1	0,5	0,6
t ₆	42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
t ₇	43	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6
t ₈	44	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,8	0,5	0,8	0,6	1,4	0,8	0,6	1,4
t ₉	45	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,3	0,0	0,3	0,3
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,0	0,2	0,3
t ₁₁	47	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9	0,3	1,0	1,4	0,3	1,1	1,4
t ₁₂	48	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,9	0,3	1,1	1,4	0,4	1,1	1,4
t ₁₃	49	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,9	0,4	1,1	1,4	0,4	1,1	1,5

T_{4.3}

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	44	15	15	340	340	0	0,6	38,1	15,6	378,1	393,7	15,6	378,1	393,7
t ₂	45	5,3	5,3	519,9	519,9	1,4	23,3	0	30,0	519,9	549,9	30,0	519,9	549,9
t ₃	46	0,4	0,4	193,9	193,9	9,4	0	3,2	9,8	197,1	206,9	9,8	197,1	206,9
t ₄	47	1,3	1,3	4,4	4,4	60,1	1,4	6,4	62,8	10,8	73,6	62,8	10,8	73,6
t ₅	48	2,7	2,7	29,8	29,8	23,4	5,4	14,6	31,5	44,4	75,9	31,5	44,4	75,9
t ₆	49	0	0	3	3	11,3	43,8	7,4	55,1	10,4	65,5	55,1	10,4	65,5
t ₇	50	0	0	0	0	0	0	127	0,0	127,0	127,0	0,0	127,0	127,0
t ₈	51	0,8	0,8	0	0	2	0	22,2	2,8	22,2	25,0	2,8	22,2	25,0
t ₉	52	2,5	2,5	0	0	3,4	50,4	115,4	56,3	115,4	171,7	56,3	115,4	171,7
t ₁₀	53	0,1	0,1	0	0	2,5	0,2	4,1	2,8	4,1	6,9	2,8	4,1	6,9
t ₁₁	54	10,4	11,0	412,1	435,0	11,4	12,5	33,8	34,2	445,9	480,2	34,9	468,8	503,7
t ₁₂	55	11,6	13,0	461,0	514,0	11,4	12,5	33,8	35,5	494,8	530,3	36,9	547,8	584,7
t ₁₃	56	12,8	15,0	509,2	592,0	11,4	12,5	33,8	36,7	543,0	579,6	38,9	625,8	664,7

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,2	0,2	3,9	3,9	0,0	0,0	0,4	0,2	4,3	4,5	0,2	4,3	4,5
t ₂	38	0,1	0,1	5,9	5,9	0,0	0,3	0,0	0,3	5,9	6,3	0,3	5,9	6,3
t ₃	39	0,0	0,0	2,2	2,2	0,1	0,0	0,0	0,1	2,3	2,4	0,1	2,3	2,4
t ₄	40	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7	0,0	0,1	0,7	0,1	0,8	0,7	0,1	0,8
t ₅	41	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,1	0,2	0,4	0,5	0,9	0,4	0,5	0,9
t ₆	42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,6	0,1	0,7	0,6	0,1	0,7
t ₇	43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	1,4	1,4	0,0	1,4	1,4
t ₈	44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,0	0,3	0,3
t ₉	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	0,6	1,3	2,0	0,6	1,3	2,0
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
t ₁₁	47	0,1	0,1	4,7	5,0	0,1	0,1	0,4	0,4	5,1	5,5	0,4	5,4	5,8
t ₁₂	48	0,1	0,1	5,3	5,9	0,1	0,1	0,4	0,4	5,6	6,1	0,4	6,3	6,7
t ₁₃	49	0,1	0,2	5,8	6,8	0,1	0,1	0,4	0,4	6,2	6,6	0,4	7,1	7,6

T_{4.4}

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	49	0,8	0,8	7,2	7,2	7,3	0,4	34,1	8,5	41,3	49,8	8,5	41,3	49,8
t ₂	50	0,2	0,2	77,8	77,8	4,3	8,9	12,8	13,4	90,6	104,0	13,4	90,6	104,0
t ₃	51	0,3	0,3	956,5	956,5	34,2	0	4,2	34,5	960,7	995,2	34,5	960,7	995,2
t ₄	52	0	0	0	0	2,3	5,9	44,2	8,2	44,2	52,4	8,2	44,2	52,4
t ₅	53	0	0	0	0	0	1,6	29,2	1,6	29,2	30,8	1,6	29,2	30,8
t ₆	54	0,1	0,1	0	0	4,3	1,6	208,1	6,0	208,1	214,1	6,0	208,1	214,1
t ₇	55	0	0	0	0	0	0	103,5	0,0	103,5	103,5	0,0	103,5	103,5
t ₈	56	2,9	2,9	0	0	0	0,8	20,5	3,7	20,5	24,2	3,7	20,5	24,2
t ₉	57	44,3	44,3	0	0	4,1	174,1	15,2	222,5	15,2	237,7	222,5	15,2	237,7
t ₁₀	58	6,5	6,5	14,2	14,2	1,1	0,3	2,7	7,9	16,9	24,8	7,9	16,9	24,8
t ₁₁	59	28,2	25,0	598,9	473,0	5,8	19,4	47,5	53,3	646,4	699,7	50,1	520,5	570,6
t ₁₂	60	31,8	31,0	678,6	603,0	5,8	19,4	47,5	57,0	726,0	783,0	56,1	650,5	706,6
t ₁₃	61	35,4	37,0	757,0	728,0	5,8	19,4	47,5	60,6	804,5	865,0	62,1	775,5	837,6

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,4	0,1	0,5	0,6	0,1	0,5	0,6
t ₂	38	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0	0,1	0,1	0,2	1,0	1,2	0,2	1,0	1,2
t ₃	39	0,0	0,0	10,9	10,9	0,4	0,0	0,0	0,4	11,0	11,4	0,4	11,0	11,4
t ₄	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,5	0,6	0,1	0,5	0,6
t ₅	41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,4	0,0	0,3	0,4
t ₆	42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,1	2,4	2,4	0,1	2,4	2,4
t ₇	43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	1,2	1,2	0,0	1,2	1,2
t ₈	44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,0	0,2	0,3
t ₉	45	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	2,0	0,2	2,5	0,2	2,7	2,5	0,2	2,7
t ₁₀	46	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,3
t ₁₁	47	0,3	0,3	6,8	5,4	0,1	0,2	0,5	0,6	7,4	8,0	0,6	5,9	6,5
t ₁₂	48	0,4	0,4	7,7	6,9	0,1	0,2	0,5	0,7	8,3	8,9	0,6	7,4	8,1
t ₁₃	49	0,4	0,4	8,6	8,3	0,1	0,2	0,5	0,7	9,2	9,9	0,7	8,9	9,6

T6-1

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	40	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
t ₂	41	0	0	0	0	9	0	0	9,0	0,0	9,0	9,0	0,0	9,0
t ₃	42	24,2	24,2	0	0	0	0	0	24,2	0,0	24,2	24,2	0,0	24,2
t ₄	43	11,4	11,4	0	0	1,1	0	0	12,5	0,0	12,5	12,5	0,0	12,5
t ₅	44	430,8	430,8	0	0	2,5	0	5,1	433,3	5,1	438,4	433,3	5,1	438,4
t ₆	45	106,7	106,7	8,1	8,1	44,2	18,1	22,6	169,0	30,7	199,7	169,0	30,7	199,7
t ₇	46	124,7	124,7	0	0	34,2	179,3	60	338,2	60,0	398,2	338,2	60,0	398,2
t ₈	47	96,3	96,3	60,2	60,2	0	3,3	12,6	99,6	72,8	172,4	99,6	72,8	172,4
t ₉	48	269	269	22,4	22,4	4,1	0	9,5	273,1	31,9	305,0	273,1	31,9	305,0
t ₁₀	49	65,4	65,4	7,6	7,6	3,4	5,3	5,2	74,1	12,8	86,9	74,1	12,8	86,9
t ₁₁	50	340,1	381,0	41,2	41,0	9,9	20,6	11,5	370,6	52,7	423,3	411,5	52,5	464,0
t ₁₂	51	376,8	439,0	46,3	49,0	9,9	20,6	11,5	407,2	57,8	465,1	469,5	60,5	530,0
t ₁₃	52	412,9	498,0	51,3	57,0	9,9	20,6	11,5	443,4	62,8	506,2	528,5	68,5	597,0

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
t ₂	38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
t ₃	39	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,0	0,3
t ₄	40	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
t ₅	41	4,9	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	4,9	0,1	5,0	4,9	0,1	5,0
t ₆	42	1,2	1,2	0,1	0,1	0,5	0,2	0,3	1,9	0,4	2,3	1,9	0,4	2,3
t ₇	43	1,4	1,4	0,0	0,0	0,4	2,0	0,7	3,9	0,7	4,5	3,9	0,7	4,5
t ₈	44	1,1	1,1	0,7	0,7	0,0	0,0	0,1	1,1	0,8	2,0	1,1	0,8	2,0
t ₉	45	3,1	3,1	0,3	0,3	0,0	0,0	0,1	3,1	0,4	3,5	3,1	0,4	3,5
t ₁₀	46	0,7	0,7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,8	0,1	1,0	0,8	0,1	1,0
t ₁₁	47	3,9	4,3	0,5	0,5	0,1	0,2	0,1	4,2	0,6	4,8	4,7	0,6	5,3
t ₁₂	48	4,3	5,0	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	4,6	0,7	5,3	5,4	0,7	6,0
t ₁₃	49	4,7	5,7	0,6	0,7	0,1	0,2	0,1	5,1	0,7	5,8	6,0	0,8	6,8

T₇

Godina	Starost voda	Zastoji (sati/godišnje)												
		Trajni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga		Planirani zastoji radi unutarnjih razloga		Privremeni i prolazni prisilni zastoji radi unutarnjih razloga	Prisilni zastoji radi vanjskih razloga	Planirani zastoji radi vanjskih razloga	Ukupno zastoji - prisilni (normalna razdioba)	Ukupno zastoji planirani (normalna razdioba)	Ukupno zastoji (normalna razdioba)	Ukupno zastoji - prisilni (weibull razdioba)	Ukupno zastoji - planirani (weibull razdioba)	Ukupno zastoji (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	34	30	30	14,7	14,7	0,1	1,2	76,2	31,3	90,9	122,2	31,3	90,9	122,2
t ₂	35	10,6	10,6	78,9	78,9	0,3	46,6	0	57,5	78,9	136,4	57,5	78,9	136,4
t ₃	36	0,8	0,8	44,2	44,2	3,4	0	6,4	4,2	50,6	54,8	4,2	50,6	54,8
t ₄	37	2,6	2,6	4,4	4,4	33,2	2,8	0	38,6	4,4	43,0	38,6	4,4	43,0
t ₅	38	5,4	5,4	29,8	29,8	0	10,8	29,2	16,2	59,0	75,2	16,2	59,0	75,2
t ₆	39	0	0	3	3	0	87,6	14,8	87,6	17,8	105,4	87,6	17,8	105,4
t ₇	40	0	0	0	0	0,5	0	0	0,5	0,0	0,5	0,5	0,0	0,5
t ₈	41	1,6	1,6	0	0	6,7	0	44,4	8,3	44,4	52,7	8,3	44,4	52,7
t ₉	42	5	5	0	0	9,1	33,4	11,2	47,5	11,2	58,7	47,5	11,2	58,7
t ₁₀	43	0,2	0,2	0	0	13,3	0,4	8,2	13,9	8,2	22,1	13,9	8,2	22,1
t ₁₁	44	20,7	22,0	60,8	66,0	6,7	18,3	19,0	45,7	79,9	125,6	46,9	85,0	132,0
t ₁₂	45	23,2	26,0	67,8	78,0	6,7	18,3	19,0	48,1	86,9	135,0	50,9	97,0	148,0
t ₁₃	46	25,6	30,0	74,7	89,0	6,7	18,3	19,0	50,5	93,8	144,3	54,9	108,0	163,0

Godina	Starost voda	Neraspoloživost (%)												
		Neraspoloživost radi trajnih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi planiranih zastoja s unutarnjim razlogom		Neraspoloživost radi privremenih i prolaznih prisilnih zastoja s unutarnjim razlogom	Neraspoloživost radi prisilnih zastoja s vanjskim razlogom	Neraspoloživost radi planiranih zastoja s vanjskim razlogom	Ukupno - prisilni zastoji (normalna razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (normalna razdioba)	Ukupno (normalna razdioba)	Ukupno - prisilni zastoji (weibull razdioba)	Ukupno - planirani zastoji (weibull razdioba)	Ukupno (weibull razdioba)
		normalna razdioba	weibull razdioba	normalna razdioba	weibull razdioba									
t ₁	37	0,3	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,9	0,4	1,0	1,4	0,4	1,0	1,4
t ₂	38	0,1	0,1	0,9	0,9	0,0	0,5	0,0	0,7	0,9	1,6	0,7	0,9	1,6
t ₃	39	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,6	0,0	0,6	0,6
t ₄	40	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,4	0,1	0,5	0,4	0,1	0,5
t ₅	41	0,1	0,1	0,3	0,3	0,0	0,1	0,3	0,2	0,7	0,9	0,2	0,7	0,9
t ₆	42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2	1,0	0,2	1,2	1,0	0,2	1,2
t ₇	43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
t ₈	44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,1	0,5	0,6	0,1	0,5	0,6
t ₉	45	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	0,5	0,1	0,7	0,5	0,1	0,7
t ₁₀	46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,3
t ₁₁	47	0,2	0,3	0,7	0,8	0,1	0,2	0,2	0,5	0,9	1,4	0,5	1,0	1,5
t ₁₂	48	0,3	0,3	0,8	0,9	0,1	0,2	0,2	0,5	1,0	1,5	0,6	1,1	1,7
t ₁₃	49	0,3	0,3	0,9	1,0	0,1	0,2	0,2	0,6	1,1	1,6	0,6	1,2	1,9

