

mr.sc. Marina Čavlović, dipl.ing.el.
HEP-ODS d.o.o. Sektor za tehničke poslove
marina.cavlovic@hep.hr

RIZICI PRI UTVRĐIVANJU OPTIMALNOG TEHNIČKOG RJEŠENJA PRIKLJUČENJA ELEKTRANE

SAŽETAK

Sve većim udjelom elektrana u distribucijskom sustavu, te nastojanjem da se što više iskoriste raspoloživi resursi u distribucijskoj mreži, smanjuje se margina sigurnosti čime zaključci temeljem kojih se određuje optimalno tehničko rješenje priključenja nose sve veći udio nesigurnosti, a pripadajuće rizike preuzima isključivo operator distribucijskog sustava.

Referat obrađuje različite izvore nesigurnosti te njihov utjecaj na konačne zaključke o optimalnom tehničkom rješenju priključenja, kao i korelaciju s dodatnim rizicima koje preuzima operator distribucijskog sustava.

Referat daje prijedloge kojima bi se uočeni rizici mogli smanjiti ili podijeliti među svim involviranim energetske subjektima, kao i ostalim odgovornim subjektima.

Ključne riječi: optimalno tehničko rješenje priključenja, elektrana, analiza mreže, opterećenje, potrošnja, zagušenje mreže

RISKS OF DETERMINING THE OPTIMAL TECHNICAL SOLUTION FOR CONNECTION OF POWER PLANT TO THE NETWORK

SUMMARY

Growing share of power plants in the distribution system and efforts to increase utilization of network reduce the margin of error thus increasing the share of uncertainty in determination of the optimal technical solution for connection of power plant to the network. The associated risk takes exclusively the distribution system operator.

The paper describes different sources of uncertainty and their impact on final conclusion on the optimal technical solution of connection and correlation with the additional risks taken over by the distribution system operator.

The paper gives possible methods of reducing the identified risks or methods of risk-sharing among all involved energy entities and other responsible parties.

Key words: optimal technical solution for connection, power plant, network analysis, load, consumption, network congestion

1. UVOD

Sve većim udjelom elektrana u distribucijskom sustavu, te nastojanjem da se što više iskoriste raspoloživi resursi u distribucijskoj mreži, smanjuje se margina sigurnosti čime zaključci temeljem kojih se određuje optimalno tehničko rješenje priključenja nose sve veći udio nesigurnosti, a pripadajuće rizike preuzima isključivo operator distribucijskog sustava.

Naime, dok je u distribucijskoj mreži bio relativno mali udio elektrana, novog korisnika mreže je bilo moguće priključiti na postojeću mrežu čak i uz veliku marginu sigurnosti, pa se nisu postavljala pitanja rizika u slučaju smanjenja margine sigurnosti. Danas, kada je bez znatnih zahvata na stvaranju uvjeta u mreži nemoguće u već elektranama zasićenu mrežu „ugurati“ i jednu novu elektranu, u nedostatku elektranama prilagođenih uskostručnih propisa HEP-ODS je prisiljen sužavati marginu sigurnosti, čime preuzima znatan dodatni rizik s mogućim dalekosežnim posljedicama.

Kraj 2015. godine dočekan je s ukupno 5465 važećih izdanih prethodnih elektroenergetskih suglasnosti za priključak elektrane na mrežu. Ovim suglasnostima sagledana je mogućnost priključenja elektrana ukupne priključne snage 766,843 MW. Krajem 2015. godine je u distribucijskoj mreži u trajnom pogonu bilo je 1490 elektrana ukupne priključne snage 154,044 MW.

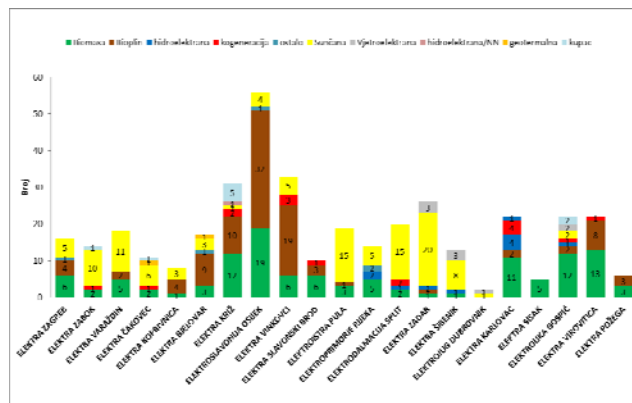
U ovom radu analizirat će se problematika određivanja optimalnog tehničkog rješenja priključenja elektrana na srednjenaponsku mrežu.

2. ELABORAT OPTIMALNOG TEHNIČKOG RJEŠENJA PRIKLJUČENJA

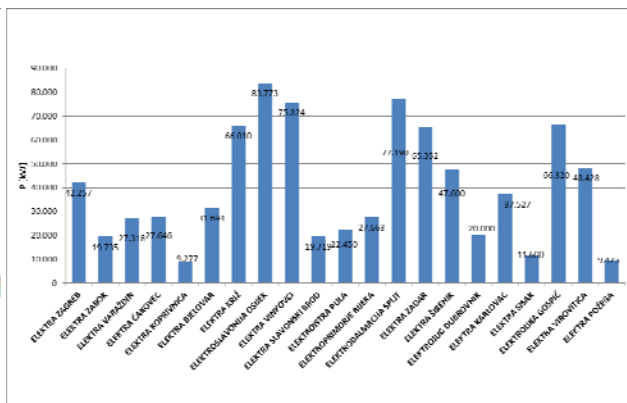
„Tehničke uvjete i troškove priključenja građevine proizvođača na srednjonaponsku ili visokonaponsku mrežu operator distribucijskog sustava ili operator prijenosnog sustava utvrđuje na temelju elaborata optimalnoga tehničkog rješenja priključenja.“ „Izrada elaborata u nadležnosti je operatora distribucijskog sustava ili operatora prijenosnog sustava.“ [2].

Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP) je složena analiza elektroenergetske mreže u cilju utvrđivanja optimalnog tehničkog rješenja priključka elektrane i zahvata u postojećoj mreži u cilju stvaranja tehničkih uvjeta nužnih za priključenje elektrane. EOTRP uz analizu mreže prije i nakon priključenja elektrane daje i pregled mogućih varijanti priključka i stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, utvrđuje optimalni način priključenja elektrane na mrežu, te uvjete i moguća ograničenja pogona elektrane. Za razliku od priključenja kupca, prema [2] proizvođaču (elektrani) naknada za priključenje uvijek se temelji na stvarnim troškovima priključenja, te stoga EOTRP sadrži i preliminarnu procjenu troškova priključenja, kao okvirni pokazatelj ukupnih troškova koje će elektranu imati na ime priključenja na mrežu.

Do kraja 2015. godine ukupno je izrađeno 376 elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP) za elektrane (slika 1, tablica 1) (krajem 2015. je u izradi bilo dodatnih 10 EOTRP-a za elektrane ukupne priključne snage 33,28 MW).



Slika 1: Broj izrađenih EOTRP-a



Slika 2: Priključna snaga elektrana u EOTRP-ima

EOTRP-ima je razmotrena mogućnost priključenja na distribucijsku mrežu za ukupno 836,858 MW proizvodnje (slika 2, tablica 1), što predstavlja 26,2% maksimalnog opterećenja elektroenergetskog sustava RH, odnosno 22,9% ukupno instaliranog kapaciteta za proizvodnju električne energije čitave HEP-Proizvodnje.

Tablica 1: Podjela izrađenih EOTRP-a po grupama (snazi) i tipu elektrane

Tip elektrane	Grupa 1 (501-1000 kW)		Grupa 2 (1001-5000 kW)		Grupa 3 (5001-10000 kW)	
	Kom.	Priključna snaga [kW]	Kom.	Priključna snaga [kW]	Kom.	Priključna snaga [kW]
Elektrana na biomasu	54	48.582	59	177.628	5	38.800
Bioplinna elektrana	56	53.533	42	75.234	2	16.000
Hidroelektrana	5	2.852	6	11.534	1	7.860
Kogeneracija	9	8.400	6	18.660	1	6.000
Ostalo	2	1.499	3	8.410	0	0
Sunčana elektrana	84	77.182	23	69.323	7	62.393
Vjetroelektrana	0	0	1	4.000	8	76.850
Geotermalna elektrana	0	0	0	0	2	16.800
Ukupno:	210	192.048	140	364.789	26	224.703

Točnost zaključka EOTRP-a - optimalno tehničko rješenje priključenja ovisi o točnosti modela mreže i modela opterećenja na kojem se u EOTRP-u temelje proračuni. Svaka komponenta u ovim modelima donosi izvjesnu razinu netočnosti, a u slučaju kada se proračunom dobivene okolnosti u mreži približavaju graničnim vrijednostima, operator je prisiljen sužavati marginu sigurnosti, jer prekoračenje graničnih vrijednosti podrazumijeva znatno veće troškove priključenja. Svaku marginu sigurnosti, ako zbog nje rastu troškovi priključenja, investitori preispituju sa svojim timovima stručnjaka kako bi pronašli argumente za sužavanje margina ili čak njihovo ukidanje, s namjerom pokretanja žalbe. Nasuprot tomu, operator je svjestan da eventualno propuštanje prepoznavanja nužnosti stvaranja uvjeta u mreži rezultira nedopuštenim okolnostima u mreži koje će se nedvojbeno pojaviti tijekom pogona elektrane s mrežom, zbog čega mrežu neće moći koristiti ni elektrane niti ostali korisnici mreže, što će također rezultirati tužbama. Poseban je izazov pronaći neoborivu tehničku argumentaciju za opravdanost svake, pa i najmanje margine sigurnosti. S ovim se izazovom svakodnevno suočava HEP-ODS. Na taj način sve rizike koje unosi eventualna netočnost modela opterećenja ili modela komponenata u mreži preuzima operator.

U daljnjim poglavljima bit će objašnjeno modeliranje svake komponente koja unosi nesigurnosti u proračune mreže zbog kojih je potrebno formirati marginu sigurnosti, a zbog čijeg suženja operator preuzima dodatne rizike u donošenju optimalnog tehničkog rješenja priključenja.

3. OPSEG PRORAČUNA MREŽE U EOTRP-U

Ono što je se početku izrade EOTRP-a nazivalo „analiza mreže prije i nakon priključenja elektrane“ podrazumijevalo je korištenje modela postojeće mreže na kojeg je bio dodan samo model elektrane s priključkom, te po potrebi i sa modeliranim zahvatima na stvaranju uvjeta u mreži, danas prerasta u komplicirani opis složenih modela za koji se mora dati i pojmovnik, da bi ga se moglo pratiti.

Ovu komplikaciju unose brojne elektrane u različitim stupnjevima nedovršenosti projekta, a za koje operator jeste ili nije obavezan čuvati resurse u mreži. Operator je obavezan čuvati resurse u mreži („konzervirati“ uvjete priključenja) za sve korisnike koji imaju važeću prethodnu elektroenergetsku suglasnost (PEES) ili je izdavanje PEES (po uredno zaprimljenom cjelovitom zahtjevu za PEES) u tijeku. Operator nije dužan čuvati resurse u mreži za korisnike kojima je izrađen EOTRP, ali još nije zaprimljen cjeloviti zahtjev za PEES.

3.1. Sindrom „važeće PEES“

Prema [1] PEES važi 2 godine od njenog izdavanja, a važenje je moguće produžiti za još dvije

godine. Međutim, ako se PEES izdaje u postupku ishođenja lokacijske ili građevinske dozvole za građevinu korisnika mreže (npr. za elektranu), onda je važenje PEES određeno važenjem lokacijske i/ili građevinske dozvole, prema [4] odnosno [5]. Preciznije, ako je PEES izdana u postupku izdavanja lokacijske dozvole za elektranu, PEES je važeća sve dok važi lokacijska dozvola za elektranu [4] ili građevinska dozvola izdana prema toj lokacijskoj dozvoli [5], ili vječno u slučaju da je izgradnja elektrane započela [5].

Pojam „vječno“ u ovom kontekstu znači upravo to: ako netko legalno otpočne gradnju (temeljem važeće građevinske dozvole i uz prijavu početka radova) prema važećim propisima gradnju ne mora nikada završiti, jer se građevinska dozvola smatra konzumiranom čim se „pristupi građenju“ (što mora biti u roku od 3 godine od pravomoćnosti dozvole). U [5] postoji samo „rok za dovršenje zgrade“, koja „mora u pogledu vanjskog izgleda i uređenja građevne čestice biti dovršena“ u propisanom roku. Međutim, po ovom propisu „zgrada je zatvorena i/ili natkrivena građevina namijenjena boravku ljudi, odnosno smještaju životinja, biljaka i stvari. Zgradom se ne smatra pojedinačna građevina unutar sustava infrastrukturne građevine.“ Iz tog proizlazi da svaka elektrana bez stalne posade nije zgrada, a ako bi trebala imati posadu – pa jeste zgrada – dovoljno je da u propisanom roku „dovrši vanjski izgled i uređenje građevinske čestice“ – dakle, zakon se zalaže za *Potemkinova sela*...

I sada se otkriva srž problema: kako modelirati mrežu u kojoj su resursi „zauzeti“ vječno važećim PEES? Modelirati sve te „PEES-elektrane“ kao izgrađene? S njihovim priključcima i pripadajućim zahvatima na stvaranju uvjeta u mreži? Što ako se te elektrane (ili neke od njih) ne realiziraju prije priključenja predmetne elektrane (predmetna elektrana je ona čije priključenje se razmatra u EOTRP-u)? Tada neće biti tih elektrana, što nije problem, ali neće biti niti njihovih priključaka, i – što je najvažnije, neće biti ni stvorenih uvjeta u mreži koji su njima uvjetovani kroz PEES. Npr. ako je elektrani x uvjetovano stvaranje uvjeta u mreži prelaskom dijela mreže 10 kV na 20 kV, i ta elektrana ima važeću PEES, onda bi se ona trebala modelirati u mreži zajedno sa dijelom mreže koji je prešao na 20 kV. EOTRP bi tada trebao takvo stanje mreže tretirati kao početno (zajedno s tom PEES-elektranom) i u takvom modelu sagledavati ima li uvjeta za priključenje predmetne elektrane. I što ako EOTRP pokaže da ima uvjeta u mreži? A taj se zaključak temeljio na pretpostavci da su već stvoreni uvjeti u mreži uvjetovani „PEES-elektrani“ koja se možda realizira (zajedno s priključkom i stvaranjem uvjeta u mreži), a možda i ne?

U početku (dok nije bilo puno izdanih PEES elektranama) u EOTRP-u se radio proračun s dva zasebna modela mreže – jedan ako se predmetna elektrana priključuje prije „PEES elektrane“, a drugi model je razmatrao da se predmetna elektrana priključuje nakon „PEES elektrane“. Tako se završavao EOTRP s potencijalno dva moguća optimalna tehnička rješenja priključenja, a u trenutku izdavanja PEES utvrđivalo se je li „PEES elektrana“ već priključena ili ne, pa se shodno tomu odabiralo jedno od dva EOTRP-om predložena optimalna tehnička rješenja priključenja.

I onda je problem eskalirao – jer više nije bilo pitanje o jednoj „PEES elektrani“ nego o njih više – ponekad i puno više... Kako je rasla zasićenost mreže elektranama, širio se doseg utjecaja pojedine razmatrane elektrane (kao kumulativ utjecaja svih elektrana u okruženju), pa je EOTRP morao obuhvaćati sve veći dio mreže, u kojem je pak bilo sve više elektrana, koje su sve više-manje bile „PEES elektrane“... Kako sada osmisliti proračun mreže „prije elektrane“? Vrlo često se u mreži, kao posljedica veće gustoće elektrana, mijenjalo doslovno sve: uklopno stanje, naponska razina, a često i pojna točka... Kako sve to modelirati u situaciji kada ima desetak „PEES elektrana“? Načelno, radi se proračun *prije ijedne „PEES elektrane“ i nakon svih „PEES elektrana“*, ali, u slučaju da se koncepcija mreže drastično mijenja, onda se ili modeliraju i međukoraci, ili se predmetnoj elektrani uvjetuje stvaranje uvjeta u mreži kakvo je već uvjetovano ključnoj „PEES elektrani“, uz naznaku da će se ti zahvati naplatiti samo jednoj elektrani – onoj koja će se prva priključivati na mrežu. Uglavnom, osmišljen je čitav novi sustav pojmova da bi se sve ovo moglo osmisliti, kao što je pokazano u slijedećim poglavljima. A sve je to samo zato što zakonodavac nije smogao snage uvjetovati rok u kojem od pravomoćnosti građevinske dozvole građevina (pa i elektrana) mora dobiti uporabnu dozvolu.

HEP-ODS je sredinom 2014. godine razradio jednostavnu i djelotvornu koncepciju koja bi neutralizirala utjecaj sindroma „vječne građevinske dozvole“ na blokiranje resursa u mreži zbog „vječne PEES“. Koncepcija se temelji na izdavanju (P)EES koja bi sadržavala samo uvjete na priključivanu građevinu (do uključivo OMM), dok bi se tehničko rješenje priključenja (priključka i stvaranja uvjeta u mreži) reguliralo kroz Ugovor o priključenju, nezavisno o upravnom postupku ishođenja lokacijske ili građevinske dozvole po [4] i [5], te bi važenje ugovorom reguliranog tehničkog rješenja priključenja bilo jednoznačno uvjetovano ispunjavanjem ugovorene dinamike uplata naknade za priključenje. Koncepcija ne traži izmjene u važećim propisima, osim donošenja novog propisa radnog naslova Uredba o priključenju koji bi zamijenio i posljednji dio „starih“ Općih uvjeta [1] koji je još na snazi (u dijelu koji

regulira postupak priključenja). Kako do sada ovaj propis nije donesen, HEP-ODS je i dalje prisiljen izdavati PEES svjestan da svaka od njih može postati „vječna PEES“, te uvažavati sve već izdane PEES kojima je po [1] odavno istekao rok, ali su temeljem [4] i [5] PEES postale besmrtnne. U jednom trenutku mreža će biti toliko prekrćana „zombi suglasnostima“ da će i regulator (HERA) konačno morati preuzeti odgovornost za ovo stanje (koje nije smjelo niti nastati) i donošenjem adekvatnog akta regulirati stavljanje van snage „zombi PEES-ova“ – mrtvih PEES koje su [4] i [5] proglasili besmrtnima. Do tada – HEP-ODS mora postupati po važećim propisima, ma koliko to tehnički apsurdno bilo.

3.2. Osnovni pojmovi

Razmatrana mreža je onaj dio elektroenergetskog sustava u kojem je zamjetan utjecaj predmetnog korisnika mreže i koji se modelira u EOTRP-u.

Nulto stanje razmatrane mreže je model stvarne postojeće mreže u normalnom uklopnom stanju, tj. model mreže za kojeg su dostavljeni ulazni podaci za konfiguraciju/topologiju mreže i za model postojećeg (izmjereno) opterećenja.

Početna razmatrana mreža = *nulto stanje razmatrane mreže* + *svi postojeći korisnici mreže* s pripadajućim priključcima i stvorenim uvjetima u mreži. Pojašnjenje: početna razmatrana mreža je model nultog stanja razmatrane mreže proširen za sve nove korisnike mreže koji još nisu priključeni, a pripadaju u kategoriju „postojeći korisnik mreže“, te proširen i s njihovim priključcima i pripadajućim stvorenim uvjetima u mreži.

Postojeći korisnik mreže je korisnik mreže koji je priključen na mrežu ili ima izdanu elektroenergetsku suglasnost ili ima važeću prethodnu elektroenergetsku suglasnost (PEES) (ili je izdavanje PEES u tijeku na temelju uredno podnesenog zahtjeva za PEES).

Buduća razmatrana mreža = *nulto stanje razmatrane mreže* + *svi postojeći i budući korisnici mreže* s pripadajućim priključcima i stvorenim uvjetima u mreži. Pojašnjenje: Buduća razmatrana mreža je mreža u obuhvatu razmatrane mreže u trenutku priključenja predmetnog korisnika mreže. Buduća razmatrana mreža uključuje postojeće i buduće korisnike mreže s njihovim priključcima i pripadajućim stvorenim uvjetima u mreži.

Budući korisnik mreže je korisnik mreže za kojeg postoji izrađen EOTRP, ali nije podnio zahtjev za izdavanje PEES, a koji se nije izjasnio da odustaje od realizacije.

Pojednostavljeni model mreže je model mreže u kojem se pojedini izvor (elektrana) priključen u dubini mreže nadomješta odgovarajućim nadomjesnim izvorom na sabirnicama u nadređenoj TS – to je dopušteno isključivo ako razmatrana elektrana nema nikakav utjecaj na strujno-naponske okolnosti na OMM nadomještenog izvora.

3.3. Opseg proračuna u EOTRP-u

Proračuni u EOTRP-u prate sljedeći redoslijed scenarija proračuna [7]:

- 1. Model mreže za nulto stanje razmatrane mreže**
- 2. Model mreže za početno stanje razmatrane mreže** (mreža samo s postojećim korisnicima (priključeni i PEES...))
- 3. Model mreže za buduće stanje razmatrane mreže s razmatranom elektranom** (slučaj ako se razmatrana elektrana priključi nakon svih postojećih i budućih korisnika mreže)
- 4. Model mreže za početno stanje razmatrane mreže s razmatranom elektranom** (slučaj ako se razmatrana elektrana priključi nakon svih postojećih, a prije svih budućih korisnika mreže – onih kojima operator ne mora očuvati uvjete priključenja) – provodi se samo u slučaju da se proračunima pod 3. utvrdi da ni u jednoj od mogućih varijanti priključka nije moguće izbjeći stvaranje uvjeta u mreži ili reduciranje priključne snage predmetnog korisnika mreže.

Iznimno, za razmatranu mrežu u kojoj je dominantna proizvodnja sunčanih elektrana ne razmatra se u analizi rezultata proračuna maksimalna proizvodnja u minimumu potrošnje, nego stanje sustava u trenutku ostvarene najveće relativne dominacije proizvodnje u odnosu na potrošnju. Svi korisnici koji se priključuju u mrežu s velikim udjelom sunčanih elektrana analiziraju se kao sunčane elektrane – s dnevnim dijagramima opterećenja.

3.4. Opseg razmatrane mreže u EOTRP-u

Razmatrana mreža raste sa svakom slijedećom elektranom u užem području. Naime, što je veći relativni udio proizvodnje na nekom području, to se utjecaj proizvodnje na okolnosti u mreži prostire sve dalje, te se u obuhvatu EOTRP-a mora naći sve veća razmatrana mreža. Kako se opseg razmatrane mreže širi, tako se u obuhvatu mreže pojavljuje sve više elektrana, pa se i kumulativni utjecaj razmatrane elektrane s ostalim elektranama u mreži prostire sve dalje.

Nisu neobični slučajevi u kojima je EOTRP morao obuhvatiti SN mrežu čitave regije (npr. po dva trafopodručja TS 35/10 kV s pripadajućim međuvezama na 10 kV). Isto tako nije neobično da se pod utjecajem elektrana okreće smjer energije na transformaciji 110/x kV, te da distribucijska mreža postaje izvor energije u prijenosnoj mreži. Što je veća gustoća elektrana, to je utjecaj proizvodnje dominantniji, te se može očekivati da će sve veći broj EOTRP-a morati analizirati i prijenosnu mrežu.

U slučaju prelijevanja energije u prijenosnu mrežu izrađuje se EOTRP s analizom prijenosne mreže. Tada se model prijenosne mreže i model proizvodnje i potrošnje u prijenosnoj mreži dogovara s HOPS-om. Nisu neobični ni slučajevi u kojima je zbog dominacije uzlaznog smjera energije potrebno zamjenjivati energetske transformatore 110/35 kV jer je distribucijska mreža u tom trafopodručju značajniji izvor nego potrošač električne energije. Po tom kriteriju je već zamijenjen transformator 110/35 kV u TS Županja, a prema izrađenim EOTRP-ima trebat će zamijeniti i oba transformatora 110/35 kV u TS Knin. Uzlazni smjer energije otvara temu optimalnog podešenja regulatora automatske regulacije napona na sučelju prijenosne i distribucijske mreže. Ali to je tema koja zahtijeva poseban referat.

4. MODEL POTROŠNJE (KONZUMA) U EOTRP-u

4.1. Problem mjerodavnosti podataka o izmjerenoj potrošnji (konzumu) u mreži

Uvijek se u slučaju analize mreže postavlja pitanje mjerodavnosti prikupljenih podataka o izmjerenim veličinama u mreži. Međutim, ova problematika dobiva sasvim novu dimenziju ako u mreži već postoje priključene elektrane jer to iz temelja mijenja osnovnu dotadašnju percepciju mreže, koja od radijalne postaje višestrano napajana.

4.1.1. Razlika između opterećenja i potrošnje

Iznimno je važno razlikovati pojam opterećenja od pojma potrošnje [8]. U distribucijskoj mreži, do pojave distribuiranih izvora, opterećenje je bilo istovjetno potrošnji (slika 4) (uvećanoj za gubitke u mreži, ali gubitke se u ovom razmatranju može zanemariti). Pojavom distribuiranih izvora ova dva pojma (koja su mnogi koristili kao sinonime) počinju se znatno razlikovati – zapravo, točno za iznos kumulativa proizvodnje (slika 3).

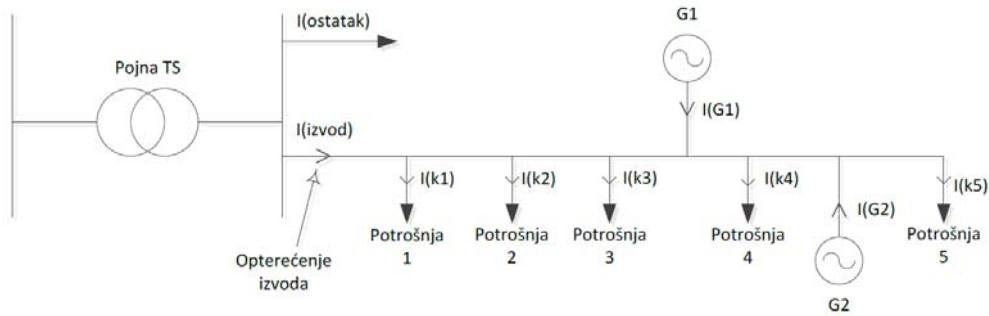
Opterećenje izvoda je određeno strujom kojom pojna TS napaja izvod, tj. strujom kojom izvod opterećuje pojnu TS. To je (za SN izvode) podatak koji je redovito raspoloživ u SCADA-i. Međutim, za model opterećenja izvoda EOTRP-u nije potreban podatak o opterećenju izvoda, nego podatak o potrošnji i proizvodnji izvoda (podaci o minimalnoj i maksimalnoj potrošnji/proizvodnji).

Ekstreme proizvodnje nije problem prepoznati. Minimum proizvodnje modelira se s 0 kW predaje u mrežu (uz priključnu snagu u smjeru potrošnje), a maksimum proizvodnje je priključna snaga (kW) u smjeru proizvodnje uz najnepovoljniji faktor snage ($\cos \varphi$) (u smislu doprinosa porastu napona) unutar dozvoljenog raspona faktora snage. Međutim, utvrđivanje potrošnje u mreži je veliki izazov.

Potrošnja (konzum) izvoda određena je zbrojem struja iz razmatranog izvoda prema svim kupcima u izvodu. Također, potrošnja izvoda (ako se zanemare gubici) u svakom je trenutku jednaka trenutnom ukupnom unosu energije u izvod (ukupnoj trenutnoj proizvodnji iz svih elektrana u izvodu uvećanoj za napajanje iz pojne TS). Dakle, izvod na slici 3. ima tri izvora: pojnu TS i dvije elektrane.

Budući da nema podataka o trenutnom stanju brojila svih kupaca, kao što nema niti podataka o opterećenju TS 10(20)/0,4 kV, nemoguće je utvrditi potrošnju izvoda ako uz opterećenje izvoda nije poznata istodobna proizvodnja svih elektrana u izvodu.

Pronalaženje maksimuma mjerenih vrijednosti u jednoj točki (VP prema izvodu) u SCADA-i ne daje mjerodavne informacije o potrošnji ako u izvodu ima elektrana. Kako uopće prepoznati u kojem je trenutku nastupila maksimalna potrošnja?



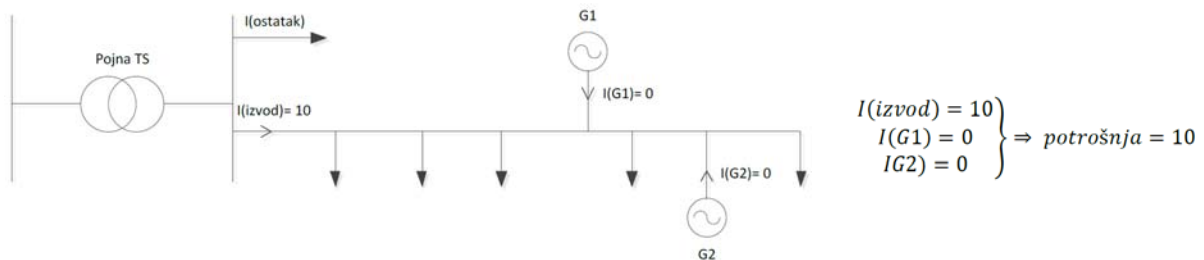
Slika 3: Model izvoda s više distribuiranih izvora (elektrana)

Minimalna/maksimalna potrošnja razmatranog izvoda je minimum/maksimum zbroja istodobnog doprinosa (predaje u mrežu) iz svih izvora u razmatranom izvodu. Izvori u razmatranom izvodu su: i pojna TS i sve elektrane priključene na izvod. Dakle, bez podataka o istodobnom doprinosu svih izvora u razmatranom izvodu nije moguće utvrditi min/max potrošnje izvoda. Pritom su podaci kompetentni samo ako se prepozna i uvaži smjer energije, te vrijedi (uz uvažavanje smjera energije i istodobnost mjerenja):

$$MAX (potrošnja izvoda) = MAX (opterećenje izvoda + proizvodnja G1 + \dots + proizvodnja Gn) \quad (1)$$

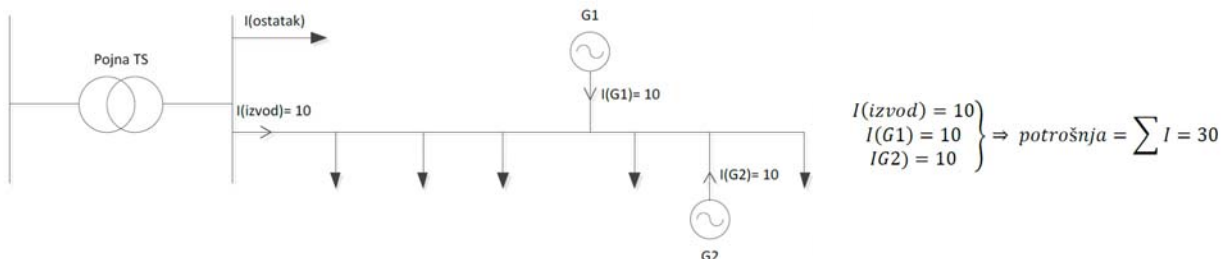
$$MIN (potrošnja izvoda) = MIN (opterećenje izvoda + proizvodnja G1 + \dots + proizvodnja Gn) \quad (2)$$

gdje je n broj elektrana priključenih na razmatrani izvod.



Slika 4: Kada nema proizvodnje u izvodu opterećenje izvoda je jednako potrošnji

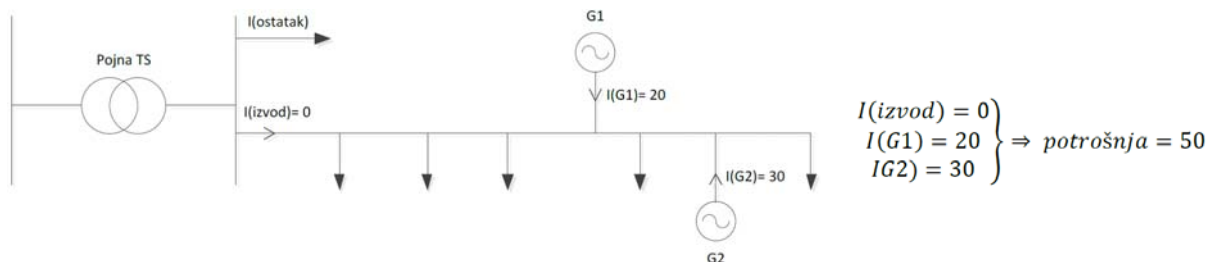
Teoretski gledano, trebalo bi zbrojiti istodobnu predaju energije u izvod (iz svih potencijalnih elektrana koje napajaju izvod i iz pojne točke) i pronaći maksimum tog zbroja. Prije prepoznavanja maksimuma treba eliminirati sva mjerenja pri kojima nije bilo normalno uklopno stanje u razmatranom izvodu. Budući da se samo dio promjena uklopnog stanja u mreži provodi daljinski, podaci iz SCADA-e o promjeni statusa sklopnih uređaja nisu mjerodavni. Stoga se tek nakon utvrđivanja maksimuma treba procijeniti je li on realan, a ako postoje indicije da nije, treba provjeriti je li bilo promjene uklopnog stanja, te je li došlo do istodobne netipične promjene opterećenja u nekom od potencijalnih redundantnih smjerova napajanja promatranog izvoda.



Slika 5: Iako se opet mjeri opterećenje izvoda 10, potrošnja izvoda je u ovom slučaju 30

Trenutno je u tijeku izrada aplikacije koja bi trebala biti u najkraćem roku implementirana u HEP-ODS-u. Aplikacija bi temeljem raspoloživih podataka u SCADA-i omogućila dobivanje podatka o min/maks potrošnji izvoda, uz ogradu da ona ne bi za sada prepoznavala eventualno odstupanje od normalnog uklopnog stanja i ne bi uzimala u obzir elektrane čija mjerenja na sučelju s mrežom nisu u

SDV-u (dakle, ne uzima u razmatranje elektrane priključene na NN razinu). Ipak, i to bi bilo znatno unapređenje u odnosu na dosadašnje mehanizme prepoznavanja minimuma i maksimuma potrošnje.



Slika 6: Iako je opterećenje izvoda samo 0, potrošnja izvoda je u ovom slučaju čak 50

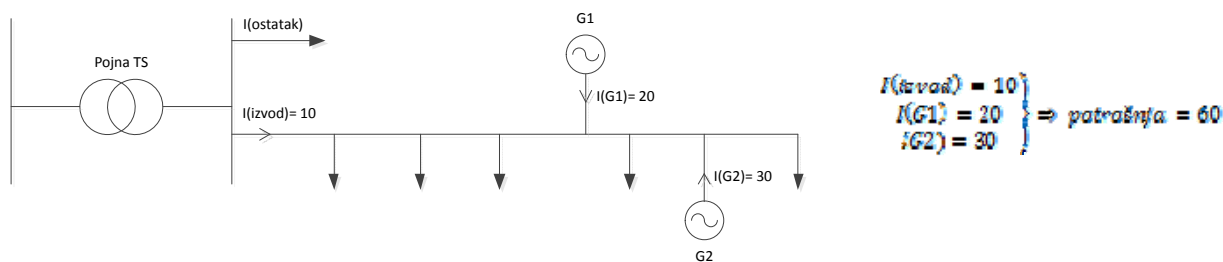
4.1.2. Mjerenja u mreži ne prepoznaju smjer energije

Dodatni, vrlo veliki problem je da postoje mjerenja (struje) u SCADA-i koja uopće ne prepoznaju smjer energije. Ova pogreška (neprepoznavanje smjera) rezultira uvijek pogreškom u dvostrukom iznosu od izmjerene vrijednosti, što redovito dovodi do pogrešnog odabira tehničkog rješenja priključenja. Bilo je slučajeva kada je ova pogreška (slike 7 i 8) uočena tek u fazi recenzije EOTRP-a jer su proračuni s na ovaj način pogrešnim ulaznim podatkom dali „nemoguće“ tehničko rješenje priključenja.

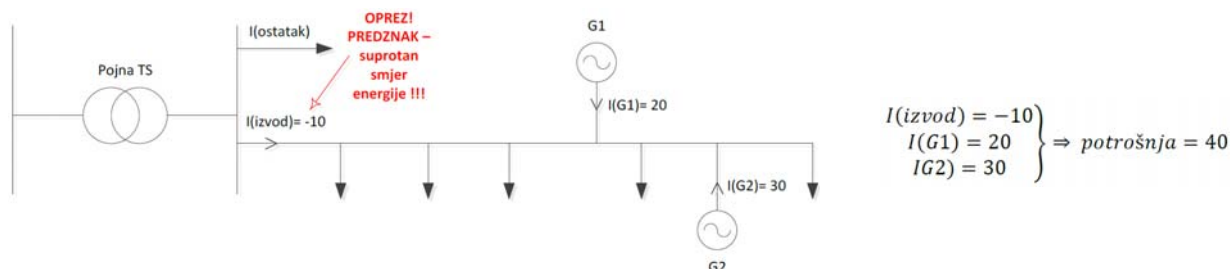
Ovi problemi ne postoje s mjerenjima na samom sučelju elektrane i mreže (ako se radi o priključenju na SN), jer je tamo ugrađena suvremena oprema (terminali polja) koja temeljem mjerenja daje podatak i o radnoj i jalovoj snazi, uključivo i smjer energije, dakle dovoljno podataka o ostvarenim tokovima snaga za analizu mreže.

Problem je ako je u pojnoj TS u promatranom vodnom polju (ili u trafo polju) ugrađena oprema (zaštitni releji) starije generacije, koja koristi (i šalje u SCADA-u) samo podatak o izmjerenoj struji (bez informacije o smjeru), jer to nije dostatna informacija. Srećom, većini elektrana uvjetovana je ugradnja usmjerene zaštite u vodnom polju promatranog izvoda u pojnoj TS, u koju svrhu se postojeća zaštita (ako je bila starije generacije) zamijenila novom, te ovog problema nema.

Ako se, međutim, nakon priključenja elektrane promijeni uklopno stanje u mreži i ona u konačnici bude priključena na drugu pojnu TS (napaja drugi izvod), iznimno je važno i u novom uklopnom stanju osigurati mjerenje opterećenja izvoda s prepoznavanjem smjera. Ovaj uvjet, ako se smatra isključivim, može biti ograničavajući za optimalni pogon mreže (u optimalnom uklopnom stanju), te se stoga tolerira i „novo normalno“ uklopno stanje u kojem neće biti mjerodavnih mjerenja opterećenja izvoda, s uputom da se nužna oprema (terminal polja) ugradi što je prije moguće nakon promjene uklopnog stanja u mreži.



Slika 7: Dok opterećenje izvoda iznosi 10 potrošnja iznosi 60



Slika 8: Dok opterećenje izvoda iznosi - 10 (suprotni smjer!) potrošnja je 40

Istovjetni izazovi susreću se i pri prepoznavanju minimuma potrošnje. Ovdje se javlja i problem nepostojećih iskustava o ostvarenim minimumima potrošnje. Dok većina dispečera ima osjećaj o maksimalnom opterećenju pojedine pojne TS ili nekog SN izvoda, isti dispečeri nemaju uglavnom nikakvu predodžbu o minimalnom opterećenju, jer prije pojave distribuiranih izvora minimum opterećenja nije nitko pratio. Stoga ne iznenađuje (posebice u početku izrade EOTRP-a) dostava podatka o minimumu opterećenja koji iznosi nula kW. To što je pritom VP bilo isključeno nije se činilo važnom činjenicom.

Pri utvrđivanju maksimuma/minimума potrošnje postavlja se pitanje koliko detaljan treba biti. Što je, primjerice, s elektranama čije sučelje nije u SDV-u (predaju energiju na NN)? U tom slučaju je nužno konstruktivno inženjersko prosuđivanje. Dakako da dvije-tri elektrane priključne snage desetak kW neće biti važne za priključenje elektrane od 5 MW na 20 kV izvod kojem je minimum potrošnje 1 MW. Međutim, ako je takvih malih elektrana dvadesetak, a predmetna elektrana je priključne snage 1 MW i nalazi se daleko od pojne TS, upravo tih dvjestotinjak kW iz malih elektrana mogu biti presudne za zaključak stane li ovaj 1 MW u postojeću mrežu ili treba provoditi dodatne zahvate na pojačanju mreže i sl. Razlika u smislu povećanja troškova priključenja može biti i do 50 puta (ako nema uvjeta u mreži koja je već maksimalno pojačana potrebni su složeni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži – primjerice, prelazak dijela trafopodručja na 20 kV, ugradnja nove transformacije/međutransformacije u pojnoj TS i sl.)

U EOTRP-u se načelno računa doprinos elektrana koje imaju OMM na SN, ali je moguće uvažiti i doprinos elektrana s OMM na NN ako je njihov utjecaj značajan (npr. ako se proizvedena energija ne troši na NN, nego ulazi na SN mrežu). Za uvažavanje doprinosa elektrana s OMM na NN provode se dodatne konzultacije.

U ovom trenutku nije uopće moguće procijeniti koliko su kompetentni ulazni podatci o potrošnji temeljem kojih se modelira potrošnja u EOTRP-u.

4.2. Razdioba opterećenja po TS 10(20)/0,4 kV duž izvoda

U nedostatku podataka o opterećenju transformacije i o potrošnji trafopodručja svih TS 10(20)/0,4 kV duž izvoda, potrošnja izvoda se, nakon izdvajanja istodobne potrošnje značajnih kupaca (ZK) (temeljem očitavanja istodobne potrošnje na OMM svih značajnih kupaca – kupaca s OMM na SN) čija se potrošnja modelira drugačije, dijeli na sve TS 10(20)/0,4 kV uz pretpostavljenu linearnu raspodjelu potrošnje izvoda/pojne točke po pojedinim transformatorskim stanicama TS 10(20)/0,4 kV proporcionalno instaliranim snagama ugrađenih transformatora (uz pretpostavljeni $\cos\phi=0,95$) prema izrazu:

$$S_{teret_i} = S_{IZVOD} \cdot \frac{S_{n_i}}{\sum_{i=1}^N S_{n_i}} \cdot f_g = f_{NKO} \cdot S_{n_i} \quad (3)$$

gdje je S_{teret_i} izračunato opterećenje transformatorske stanice i; S_{IZVOD} izmjereno opterećenje izvoda/pojne točke; S_{n_i} nazivna snaga transformatora pojedine TS; N broj TS u izvodu/pojnoj točki; f_g faktor gubitaka, f_{NKO} korekcijski faktor nadomjesne krivulje opterećenja (zapravo potrošnje). Faktorom gubitaka uzeti su u obzir gubici u mreži i transformatorima ovisni o topologiji mreže i naponskim prilikama u mreži. U proračunima se radi s proračunskim gubicima modela koji se izračunavaju iteracijskim postupkom pomoću programskog paketa za analizu mreže.

Ovaj pristup (linearna raspodjela potrošnje duž izvoda) unosi nepoznatu razinu netočnosti, koja, izvjesno, nije mala. Brojne studije su pokazale da se ovaj pristup treba uzeti s dozom podozrenja. Ako je, primjerice, u jednoj TS ugrađen transformator instalirane snage 630 kW, kada njegovo opterećenje dosegne 500 kW zamjenjuje se većim (1000 kVA). Opterećenje TS pritom se nije promijenilo, ali opisani model raspodjele opterećenja proporcionalno instaliranoj snazi transformatora u slučaju opterećenja izvoda s korekcijskim faktorom 0,4 modelirat će početno opterećenje TS u iznosu 252 kW, a nakon zamjene transformatora u iznosu 400 kW, iako je transformacija zapravo opterećena s 500 kW.

Iako ova metoda raspodjele potrošnje nije sretno rješenje, trenutno je jedina raspoloživa s obzirom na razinu dostupnih informacija o stvarnom stanju potrošnje u dubini mreže.

4.3. Modeliranje potrošnje/proizvodnje značajnih korisnika mreže

Značajnim korisnicima mreže smatraju se korisnici mreže s OMM na SN, kao i energetske cjeline

(energetska cjelina je grupa elektrana koja se na mrežu priključuje zajedničkim priključkom). U kategoriju značajnih ubrajaju se i elektrane ili grupe elektrana, iako su im OMM na NN, ako njihov kumulativni doprinos okreće smjer energije u uzlazni na transformaciji u TS 10(20)/0,4 kV).

Tablica 2: Prikaz načela modeliranja korisnika mreže u EOTRP-u

Oznaka modela mreže	Naziv modela mreže	Sadašnji mali Kupci	Sadašnji značajni Kupci	Sadašnje elektrane	Značajni Kupci s PEES	Elektrane s PEES	Značajni Kupci s EOTRP-om	Elektrane s EOTRP-om	Razmatrana elektrana
0	nulto stanje razmatrane mreže	X (raspodjela izmjerenog tereta izvoda (bez značajnih kupaca) po Sn transf. ili po mjerenjima)	i Max: i Min: istodobna izmjerena opterećenja (na OMM)	i Max: i Min: istodobna izmjerena opterećenja (na OMM)	NE				
1	početno stanje razmatrane mreže (samo s „postojećim korisnicima mreže“)	Prijenos iz nultog stanja	Model ZK	Model E	Model ZK	Model E	NE		
2	buduće stanje razmatrane mreže (s postojećim i budućim korisnicima mreže)	Prijenos iz početnog stanja					Model ZK	Model E+	NE
Model 2 + razmatrana elektrana	buduće stanje razmatrane mreže s razmatranom elektranom	Prijenos iz budućeg stanja							Model E+
Model 1 + razmatrana elektrana (*)	početno stanje razmatrane mreže s razmatranom elektranom	Prijenos iz početnog stanja Napomena: (*): Model „1+ razmatrana elektrana“ provodi se samo ako model „2+razmatrana elektrana“ ne zadovolji (tj. ako je potrebna ili redukcija radne snage razmatrane elektrane i/ili stvaranje uvjeta u mreži)							Model E+

Iz modela potrošnje izvoda izuzimaju se značajni kupci (sa svojom ostvarenom potrošnjom) a modeliraju sa svojim ekstremima: bez potrošnje u minimumu i s priključnom snagom (uz faktor snage 0,95 ind) u maksimumu potrošnje (tablica 3). Razlog za ovaj pristup je uobičajeni binarni status korisnika mreže: ili radi-troši energiju ili ne radi (vikend, kolektivni godišnji odmor, stečaj i sl.). Nadalje, operator je obavezan čuvati dostatne resurse za omogućavanje korištenja mreže unutar priključne snage svakom, pa tako i značajnom korisniku mreže.

Praksa je pokazala da se ovo mora ozbiljno shvatiti. Naime, nakon što je značajni kupac priključne snage 3 MW modeliran u EOTRP-u s maksimalnom ostvarenom potrošnjom od 10 kW (radi se o tvornici koja je razrušena u ratu 1991. godine i od tada je trošila samo za nužnu vanjsku rasvjetu tvorničkog kompleksa), nedugo nakon što je izdana PEES za elektranu (2 MW) kojoj je rađen EOTRP, tvornica je odjednom povećala svoju potrošnju na 1 MW te najavila dostizanje pune priključne snage, jer je pokrenuta revitalizacija. Međutim, EOTRP je predvidio promjenu podešenja automatske regulacije napona u pojnoj TS na način da je spušten napon na 10 kV sabirnicama u pojnoj točki kako bi elektrana „stala“ u mrežu. Uz uvažavanje izmjerenog maksimalnog opterećenja i pripadajućeg maksimalnog pada napona duž 10 kV mreže, koji je u podopterećenoj ruralnoj mreži ratom razrušenih naselja u kojima se život nije vratio bio zanemariv nije postojao objektivni razlog protiv ovog rješenja – dok nije spomenuta tvornica „uskrsnula iz mrtvih“, a tada je elektrana već imala važeću PEES. Ukratko, HEP-ODS je morao po hitnom postupku, o svom trošku, položiti novi radijalni 10(20) kV kabelski vod velikog presjeka (duljine oko 5 km) izravno od pojne TS 110/35/10 kV do tvornice (impedancijski približiti tvornicu pojnoj točki), kako bi kupcu osigurao naponske okolnosti unutar propisanih granica – zbog pogrešne pretpostavke u izradi EOTRP-a da se značajni kupac u maksimumu potrošnje treba modelirati s ostvarenom potrošnjom, a ne s priključnom (maksimalnom dopuštenom) snagom.

Jednom će možda regulator (HERA) donijeti takvu metodologiju mjesečne naknade za zakupljenu priključnu snagu da će korisnicima mreže postati isplativo odreći se dijela zakupljene

(priključne) snage koja im nije potrebna, te na taj način dramatično povećati raspoložive resurse („mrtvi kapital“) u mreži.

Tablica 3: Način modeliranja korisnika mreže u proračunu minimuma i maksimuma potrošnje

Oznaka modela korisnika mreže	Opis modela korisnika mreže	Modeliranje korisnika			
		U proračunu maksimuma potrošnje	U proračunu minimuma potrošnje		
			Najblaži slučaj	Najstroži slučaj	Ublažavanje najstrožeg slučaja
ZK	model značajnog kupca	zakupljena priključna snaga kupca	0 kW		
E	model elektrane	priključna snaga vlastite potrošnje, bez proizvodnje	maksimalna proizvodnja (priključna snaga) uz $\cos\varphi=1$, bez vlastite potrošnje	maksimalna proizvodnja (priključna snaga) uz maks. dopušteni $\cos\varphi$ ind, bez vlastite potrošnje	
E+	model razmatrane elektrane	Kao za model E	Kao za model E	maksimalna proizvodnja uz maksimalni propisani $\cos\varphi$ ind, bez vlastite potrošnje	Maksimalna proizvodnja (priključna snaga) uz reducirani maks. dopušteni $\cos\varphi$ ind, bez vlastite potrošnje (<i>dodatni proračun - provodi se samo ako treba sužavati raspon $\cos\varphi$</i>)

U tablici 3 stupnjevanje „strogosti“ proračuna minimuma potrošnje prati utjecaj elektrane na porast napona u mreži: što je doprinos porastu napona veći, okolnosti u razmatranom slučaju su „strože“.

5. MODEL DISTRIBUCIJSKOG ENERGETSKOG TRANSFORMATORA

5.1. Modeliranje transformatora s automatskom regulacijom napona

Napon na sekundaru transformatora s uobičajenom automatskom regulacijom napona (VN/SN ili SN/SN, kao i transformatora za uzdužnu regulaciju (10/10 kV ili 20/20 kV)) modelira se fiksno uzimajući u obzir mrtvu zonu regulatora od $\pm 1,5\% \times U_n$ oko zadane podešene vrijednosti napona sekundara transformatora. Transformatore s automatskom regulacijom SN/SN (TS 35(20)/10(20) kV, TS 35(20)/20 kV, TS 20/10(20) kV) modelira se s regulatorom s ± 10 položaja (kao na 110/x kV). Oni mogu u budućnosti, nakon ukidanja 35 kV naponske razine, preuzeti funkciju uzdužne regulacije 20/20 kV.

Moguće je modelirati podešenje sekundarnog napona u ovisnosti o trenutnom opterećenju transformatora (uvažavajući smjer energije) (usmjerena strujno zavisna naponska regulacija). I u ovom slučaju treba uvažiti mrtvu zonu regulatora.

5.1.1. Modeliranje mrtve zone regulatora automatske regulacije napona transformatora

Za stanja mreže/proračune u kojima se pojavljuju najniži iznosi napona, što je načelno za slučaj maksimalne potrošnje u minimumu proizvodnje (odnosno pri najvećem odstupanju potrošnje od proizvodnje, u korist potrošnje), modelira se napon za $1,5\% U_n$ niži od zadane podešene vrijednosti na sekundaru. Analogno, u modelu maksimuma proizvodnje, modelira se napon za $1,5\% U_n$ viši od podešene vrijednosti napona na sekundaru.

Iako mrtva zona regulatora iznosi $1,3\% U_n$, modelira se za $0,2\% U_n$ šira mrtva zona, jer se na taj način uvažava netočnost naponskog mjernog transformatora (NMT) mjerodavnog za mjerenje reguliranog napona. Realno, ovo proširenje od $0,2\% U_n$ nije ni približno dovoljno da bi se korektno modelirala netočnost NMT, jer se u stvarnosti često radi o uređajima starijim od 50 godina, vrlo dvojbene točnosti, čija preciznost u mreži bez elektrana nije bila od presudne važnosti. Operatoru predstoji sustavna zamjena ovih NMT točnijima u cilju dostizanja modelirane netočnosti od $0,2\% U_n$. Modeliranje šire mrtve zone u cilju proširenja margine sigurnosti, ne dolazi u obzir, jer ovaj parametar izravno utječe na mogućnost (tj. troškove) priključenja i povećavanje ove zone može se interpretirati kao nametanje nepotrebnih troškova priključenja. Kada bi se raspolagalo stvarnim podacima o točnosti ovih NMT – onda bi se moglo modelirati stvarno stanje, ali ovi podaci o NMT uglavnom su nedostupni.

5.2. Modeliranje transformatora SN/SN s ručnom regulacijom napona

Transformatore s ručnom regulacijom napona modelira se sa zatečenim položajem preklopke

uvažavajući da je on određen potrebama postojećih kupaca u mreži. Svaka eventualna promjena položaja preklopke osjetljiva je tema koju treba vrlo kritički razmotriti.

Međutransformatori SN/SN (10/20 kV) načelno imaju ručnu regulaciju napona i načelno se modeliraju u položaju kojim izravno prenose nazivni primarni na nazivni sekundarni napon (1:1, tj. 10,00/20,00 kV, odnosno 20,00/10,00 kV), dakle, oni nemaju namjenu regulacije napona.

5.3. Modeliranje transformatora TS 10(20)/0,4 kV

Transformatori SN/NN (tj. TS 10(20)/0,4 kV) imaju ručnu regulaciju napona i modeliraju se s preklopkom u srednjem položaju, ako drukčije nije određeno ulaznim podacima. Iznimno, kućni transformator u HEP-ODS-ovom susretnom postrojenju na sučelju s elektranom modelira se uvijek s prijenosnim omjerom SN/0,40 kV s preklopkom u neutralnom (srednjem) položaju.

Kako modelirati nazivni sekundarni napon transformatora SN/NN: 0,4 ili 0,42 kV? U načelu, moraju se predvidjeti najlošiji mogući scenariji. Ako su dostavljeni precizni podaci o nazivnom prijenosnom omjeru svih ugrađenih transformatora SN/NN, transformatore se modelira u modelu nultog i početnog stanja mreže prema dostavljenim ulaznim podacima (stvarno stanje). U *modelu budućeg stanja i početnog stanja s razmatranom elektranom* modelira najgori scenarij: a) u stanjima mreže/proračunima u kojima se pojavljuju najniži iznosi napona, (načelno za slučaj maksimuma potrošnje u minimumu proizvodnje, odnosno pri najvećem odstupanju potrošnje od proizvodnje, u korist potrošnje) modelira se prema dostavljenim podacima (stvarno stanje); b) u stanjima mreže/proračunima u kojima se pojavljuju najviši iznosi napona, (načelno za slučaj minimalne potrošnje u maksimumu proizvodnje (odnosno pri najvećem odstupanju potrošnje od proizvodnje, u korist proizvodnje)): modelira se prijenosni odnos SN/0,42 kV (jer će kroz redovno održavanje svi transformatori u konačnici biti zamijenjeni transformatorima SN/0,42 kV)

Ako nisu dostavljeni precizni podaci o nazivnom prijenosnom omjeru ugrađenih transformatora SN/NN, tamo gdje bi se modeliralo prema dostavljenim podacima (stvarno stanje) modelira se transformacija SN/0,40 kV. Iznimno, ako ovi proračuni pokažu da su naponske okolnosti izvan dopuštenog raspona, treba ipak prikupiti precizne podatke o nazivnom prijenosnom omjeru svakog transformatora SN/NN u razmatranoj mreži i ponoviti proračune prema utvrđenom stvarnom stanju.

Ukoliko proračuni pokažu da su (uz omjer SN/0,42 kV) naponi u mreži s elektranom previsoki, moguće je, uz suglasnost distribucijskog područja, modelirati omjer SN/0,42 uz položaj preklopke -2,5%. Ovo je iznimno rizična odluka, jer je elektranama koje se priključuju na NN dopušteno kumulativno podizanje napona za 3%Un, a na transformaciji SN/NN više nije preostalo regulacijskih mogućnosti za saniranje dopuštenog porasta +3%Un, jer je na raspolaganju još samo jedan položaj (sa -2,5% na -5%Un). Ovo je poseban problem ako elektrane na SN znatno podižu primarni napon na transformaciji. Na ovaj način operator gubi i posljednji ostatak margine sigurnosti.

6. MODEL ELEKTRANE

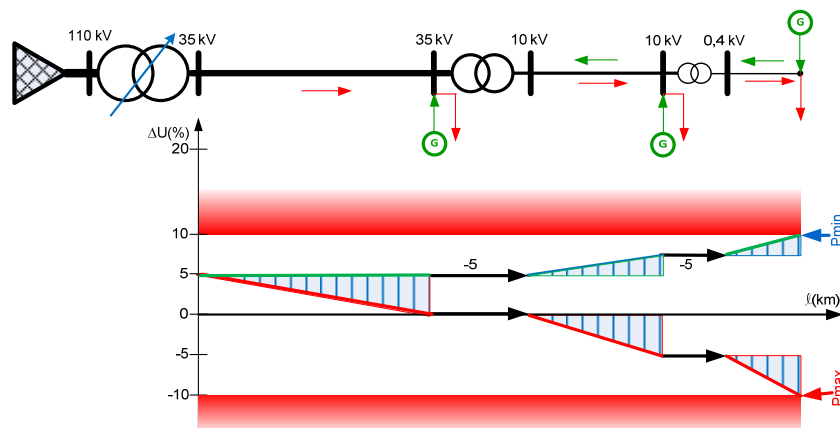
U trenutnoj situaciji, dok su na snazi važeći propisi [1], [2], [3] i [6] HEP-ODS ima iznimno sužen broj opcija, jer je prisiljen osigurati primjerene uvjete u mreži sa, ali i bez elektrane – bila elektrana u pogonu s mrežom ili ne, trošila energiju (vlastita/opća potrošnja elektrane) ili je proizvodila i predavala u mrežu, čak i ako iznenada prestane raditi, pa se kasnije, isto tako iznenada „predomisli“ i nastavi raditi i odjednom počne predavati energiju u mrežu. Elektrana nema apsolutno nikakve obveze niti odgovornosti. Ona ne mora imati nikakve regulacijske mogućnosti, osim održavati faktor snage bilo gdje unutar raspona određenog u elektroenergetskoj suglasnosti i ne prekoračiti zakupljenu priključnu snagu. Stoga HEP-ODS-u ne preostaje drugo nego elektranu modelirati s njenim ekstremima: maksimalnom potrošnjom bez proizvodnje, odnosno maksimalnom proizvodnjom s ekstremnim dopuštenim $\cos \varphi_{\text{ind}}$. HEP-ODS samo pridržava pravo elektrani nametnuti uži opseg faktora snage ($\cos \varphi = 1$) i tako barem malo smanjiti porast napona u mreži.

Modeliranje kupca s vlastitom elektranom zbog „imuniteta“ kojeg ima elektrana, modelira se kao elektranu, a priključna snaga kupca tretira se kao vlastita potrošnja elektrane (jer se nikada ne zna kada će elektrana početi i prestati napajati instalaciju kupca).

7. SINDROM ZAGUŠENJA MREŽE

Za razliku od pojma „zagušenje“ koji se učestalo spominje u kontekstu prijenosne mreže, a koji

ukazuje na strujno preopterećenje (nedostatnu prijenosnu moć vodova u prijenosnoj mreži), u distribucijskom sustavu pod pojmom „zagušenje“ nije strujni, nego naponski problem. Pod zagušenom mrežom u ovom se kontekstu podrazumijeva mreža u kojoj u različitim dijelovima dana/tjedna/mjeseca naponi dostižu i propisane minimalne i maksimalne vrijednosti (i 110% U_n i 90% U_n), u konfiguraciji u kojoj su učinjena sva raspoloživa pojačanja mreže (slika 9) (presjek je najveći tipizirani za danu naponsku razinu, optimirano je uklopno stanje u funkciji stabiliziranja naponskog profila vodova).



Slika 9: Zagušenje mreže zbog distribuiranih izvora

Zagušena mreža je „zamrznuta“ mreža – u njoj više nisu dopušteni nikakvi zahvati koji bi mogli imati za posljedicu povećanje impedancije mreže (npr. izmještanje vodova duljom trasom i sl.). U ovakvoj mreži eventualnim smanjenjem potrošnje dovodi se u pitanje i normalan pogon postojećih elektrana (porast napona iznad 110% U_n), dok eventualni porast potrošnje (unutar odobrene snage) postojećih kupaca ruši napon ispod minimalno dopuštenih 90% U_n , što elektranama također onemogućuje korištenje mreže. Pritom je rizik za dostizanje okolnosti u mreži izvan propisanih isključivo operatorov.

8. ZAKLJUČAK

Sve većim udjelom elektrana u distribucijskom sustavu, te nastojanjem da se što više iskoriste raspoloživi resursi u distribucijskoj mreži, smanjuje se margina sigurnosti čime zaključci temeljem kojih se određuje optimalno tehničko rješenje priključenja nose sve veći udio nesigurnosti, a pripadajuće rizike preuzima isključivo operator distribucijskog sustava.

„Rizičnost“ donošenja optimalnog tehničkog rješenja priključenja leži u činjenici da se temeljem ulaznih podataka o mreži i opterećenjima u mreži (sadašnjim, budućim...) koji nose izvjesnu nesigurnost kreira model mreže s opterećenjima, koji se analizira s ciljem utvrđivanja svih ekstremnih stanja koja mogu nastupiti u pogonu razmatrane elektrane s mrežom. Iz analiziranih ekstremnih stanja se zaključuje postoje li uvjeti u mreži za priključenje i primjereni pogon razmatrane elektrane s mrežom ili je potrebno dodatnim zahvatima stvarati nužne uvjete u mreži.

Budući da elektrana plaća stvarne troškove svog priključenja, svaki zahvat na stvaranju uvjeta u mreži povećava troškove priključenja elektrane. Ako operator, uvažavajući moguću pogrešku modela mreže i modela opterećenja, definira marginu sigurnosti kojom bi se zaštitio od mogućih pogrešnih zaključaka EOTRP-a, postojanje margine izravno će utjecati na dodatne troškove stvaranja uvjeta u mreži (koji su nužni čim rezultati analize mreže uđu u marginu). Stoga se investitori elektrana žestoko bore protiv svih, pa i najužih margina sigurnosti, optužujući operatora da rizik mogućih nesigurnosti u modelu mreže i opterećenja želi prebaciti isključivo na investitora elektrane.

Operator je svjestan da izvjesne nesigurnosti postoje, isto kao što je svjestan da neprepoznavanje nužnosti stvaranja uvjeta u mreži rezultira u konačnici problemima u pogonu elektrane (i ostalih korisnika) s mrežom, te da u tom trenutku operator mora hitno o svom trošku stvoriti nužne uvjete u mreži kako bi korisnicima omogućio korištenje mreže, jer će u protivnom biti suočen sa žalbama korisnika mreže. Dakle, ili će operatora tužiti investitori za prevelike troškove priključenja, ili će ga tužiti korisnici za nemogućnost korištenja mreže. Između jednih i drugih tužbi nalazi se samo – optimalno tehničko rješenje priključenja. Uz u referatu opisane izvore nesigurnosti i uz zanemarive margine sigurnosti - rizici koje preuzima operator su golemi.

Rješenje je u podjeli rizika – odgovornosti između svih uključenih strana.

Zakonodavac treba donijeti Uredbu o priključenju kojom bi se obustavila daljnja proizvodnja „vječnih PEES“, kao i kriterij za „proglašavanje mrtvim“ „zombi-investicija“ i tako otkočiti nagomilane blokirane resurse u već izdanim „vječnim PEES“ vezanim za „zombi-investicije“.

Regulator (HERA) treba podržati operatora u definiranju i propisivanju tehnički utemeljene margine sigurnosti (npr. kriterij maksimalno dopuštenog relativnog kumulativa utjecaja elektrana $3\%U_n$ na NN, odnosno $2\%U_n$ na SN po uzoru na propise u Njemačkoj), i prestati birokratski (neinženjerski) a početi inženjerski, dakle po važećim propisima ali i tehnički konstruktivno razmatrati žalbe investitora/korisnika mreže. Regulator treba donijeti tarifni sustav u kojem bi bila utjecajna i zakupljena priključna snaga na način da se korisnike potakne na odricanje od prekomjernog dijela zakupljene priključne snage (koji im više nije potreban), čime bi se dodatno rasteretili mrežni resursi.

Elektrana treba preuzeti odgovornost za eventualnu neraspoloživost, koju i regulator treba tretirati kao „uvjetni n-1“ u mreži, a ne kao ispad korisnika mreže, te propisati sustav kaznenih mjera (penala) elektranama za neisporučenu energiju. Elektrane trebaju doprinositi stabiliziranju naponskih okolnosti u mreži (regulacija napona), a operatoru se moraju propisati ovlasti za nepreuzimanje od elektrana dijela proizvedene energije (redukcija radne snage) u cilju reguliranja napona u mreži ako izostane regulacija napona od strane elektrane.

Operator treba kontinuirano ustrajati u smanjenju opsega nesigurnosti u donošenju zaključka o optimalnom tehničkom rješenju priključenja, otklanjajući konkretnim mjerama što je više moguće uočenih nositelja rizika: uvesti sustav praćenja opterećenja u dubini mreže (na svakoj TS SN/NN), kao i praćenje proizvodnje svih elektrana, a u konačnici i potrošnje svih kupaca (ugradnjom naprednih brojila na sva OMM i razvojem sustava prikupljanja i obrade podataka sa svih OMM u distribucijskoj mreži), zamijeniti sve nedostatan precizne primarne pretvornike (SMT/NMT) važne za kontrolu okolnosti u mreži uređajima odgovarajuće točnosti, ustrajati na izradi EOTRP-a unutar HEP-ODS-a (vlastitim snagama), te na izradi jedinstvenog modela čitave distribucijske mreže kao i sustava njegovog redovitog ažuriranja. Operator treba donijeti propise iz svoje nadležnosti: Tehničke uvjete priključenja elektrana (kao i ostalih korisnika mreže), te Mrežna pravila distribucijskog sustava kojima treba regulirati i jednoznačno definirati uočene nedorečenosti u važećim propisima, postaviti zdrav tehnički okvir za tehnološka unaprjeđenja (na način da ih omogućuje, potiče i usmjerava) te regulirati podjelu odgovornosti za primjeren pogon distribucijskog sustava između operatora i korisnika mreže (dakle, i elektrana). Pritom valja konzultirati i uvažiti pozitivna iskustva iz paralelnih propisa EU kao i pojedinih zemalja članica EU:

Preduvjet za provedbu i djelotvornost opisane podjele rizika je da svi involvirani energetske subjekti, kao i ostali odgovorni subjekti, prepoznaju ozbiljnost situacije i shvate da prebacivanje svih rizika i odgovornosti samo na operatora distribucijskog sustava izravno ugrožava integritet distribucijskog sustava što zasigurno nije u interesu nijednom energetske subjektu. Operator distribucijskog sustava dužan je uložiti dodatne napore u osvještavanju svih involviranih strana kako bi pravodobno percipirale razinu ugroze distribucijskog sustava prije nego što bude prekasno. To što HEP-ODS ima naviku da „šuti, trpi i radi“ u ovom slučaju pokazuje se u ovom nadrealnom trenutku u našoj energetske stvarnosti više kao nedostatak nego kao prednost.

9. LITERATURA

- [1] Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN, br. 14/06)
- [2] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (NN, br. 28/06)
- [3] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN, br. 36/06)
- [4] Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13)
- [5] Zakon o gradnji (NN 153/13)
- [6] Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15)
- [7] Smjernice za izradu EOTRP-a, HEP-ODS, Sektor za tehničke poslove, 2014.
- [8] Upute za određivanje minimalne i maksimalne potrošnje razmatranog izvoda u distribucijske mreži s distribuiranim izvorima, HEP-ODS, Sektor za tehničke poslove, 2014.