

mr.sc. Marina Čavlović, dipl.ing.el.  
HEP-ODS d.o.o. Sektor za tehničke poslove  
[marina.cavlovic@hep.hr](mailto:marina.cavlovic@hep.hr)

## KONCEPT STRATEGIJE RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE U NOVONASTALIM OKOLNOSTIMA

### SAŽETAK

Strategija dugoročnog razvoja distribucijske mreže koja se temelji na ukidanju 110/35/10 kV sustava uvođenjem 110/20 kV sustava, aktualna posljednjih tridesetak godina, donesena je prije velikih promjena: pojave distribuiranih izvora, razgraničenja prijenosne i distribucijske mreže, te uvođenja naprednih mreža, zbog čega se postavlja pitanje primjenjivosti postojeće strategije u novonastalim okolnostima.

Referat obrazlaže uzroke i analizira moguće opcije nužnog zaokreta u strategiji razvoja distribucijske mreže te daje moguće nove koncepte razvoja distribucijske mreže uvažavajući nužnost osamostaljivanja operatora distribucijskog sustava i stvaranja preduvjeta za podizanje razine kompetencija u vođenju sustava i osiguravanju pouzdanosti napajanja i pogona unutar same distribucijske mreže, posebice u kontekstu sve većeg udjela distribuiranih izvora u distribucijskoj mreži.

**Ključne riječi:** strategija razvoja distribucijske mreže, operator distribucijskog sustava, distribuirani izvori, naponsko zagušenje mreže, automatska regulacija napona

## DISTRIBUTION NETWORK DEVELOPMENT STRATEGY IN THE NEW CIRCUMSTANCES

### SUMMARY

The long-term distribution network development strategy which is based on the elimination of 110/35/10 kV system by introducing 110/20 kV system, that has been viable last thirty five years, was created before the major changes: the integration of distributed generation, demarcation of transmission and distribution network, and implementation of smart grids, which raises the question of the applicability of the existing strategy in the new circumstances.

The paper explains the causes and analyzes possible options of necessary modifications in existing distribution network development strategy. The paper provides possible new concepts of network development, taking into account the necessity of the independence of the distribution system operator and the necessity of creation of preconditions for raising the level of competence in distribution system control and ensuring reliability of supply and operation within the distribution network, especially in the context of the increasing share of distributed generation in the distribution network.

**Key words:** distribution network development strategy, distribution system operator, distributed generation, voltage network congestion, automatic voltage regulation

## 1. UVOD

Na prijelazu tisućljeća, davne 1998. godine donosi se dokument „Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine (Master plan)“ [1] koji, između ostalog, daje i osnovne strateške smjernice razvoja distribucijske mreže u Hrvatskoj. Sada, na polovini razdoblja obuhvaćenog Master planom, vrijeme je za analizu ostvarenja postavljenih smjernica, kao i za eventualnu revalorizaciju temeljnih načela u skladu s aktualnim stanjem u elektroenergetskoj mreži u Hrvatskoj danas. Nije cilj dovoditi u pitanje vrijednost i značaj ovog važnog dokumenta, nego uputiti na nužnost njegovog osuvremenjavanja u dijelu u kojem se pretpostavljeno stanje u mreži drastično razlikuje od današnjeg stvarnog stanja u mreži.

Novonastale okolnosti, koje Master plan nije mogao predvidjeti, a sada su realnost su:

- Distribuirani izvori u distribucijskoj mreži
- Razgraničenje prijenosne (i 110 kV mreže) od distribucijske mreže i izdvajanje HOPS-a iz HEP-a
- Napredne mreže (smart grids).

Osnovni koncept dugoročnog razvoja distribucijske mreže koji se temelji na ukidanju 110/35/10 kV sustava uvođenjem 110/20 kV sustava, aktualan u RH posljednjih tridesetak godina doveden je u pitanje načelima razgraničenja dvaju operatora elektroenergetskog sustava: HOPS-a i HEP-ODS-a. Po ovim je načelima 110 kV mreža u potpunosti dodijeljena HOPS-u, što implicira da će HEP-ODS biti prisiljen samostalno voditi i razvijati distribucijski sustav sa samo jednom sredjenaponskom razinom, što, posebno u kontekstu nezaustavivog trenda usložnjavanja okolnosti u distribucijskoj mreži zbog sve većeg utjecaja distribuiranih izvora (DI), dovodi u pitanje održivost pogona distribucijskog sustava, tj. otvara pitanje postoje li uopće preduvjeti za osamostaljivanje HEP-ODS-a u skrbi o svom sustavu i preuzimanje odgovornosti prema korisnicima distribucijske mreže, tj. je li uopće moguće samostalno planiranje, razvoj, vođenje i pogon distribucijskog sustava RH koji se sastoji od samo dvije naponske razine: 0,42 kV i 20kV.

## 2. DISTRIBUCIJSKA MREŽA DO DANAS

### 2.1. Konceptcija distribucijske mreže do danas

Struktura distribucijske mreže razvijana je sistematično i kontinuirano od početka elektrifikacije, dakle, tijekom posljednjih stotinjak godina. Distribucijska mreža se postupno širila, prateći potrebe rastućeg konzuma. Današnji sustav planiranja i vođenja distribucijske mreže rezultat je evolucije sustava i evolucije načela razvoja sustava tijekom posljednjeg stoljeća. Tako kreiran, distribucijski sustav funkcionira stabilno i pouzdano. Poznate su sve moguće izvanredne situacije u distribucijskom sustavu, te su za njih razvijeni sustavi zaštite kao i razrađeni postupci u izvanrednim situacijama.

Prijenosna mreža napaja distribucijsku mrežu i predstavlja pouzdan i stabilan izvor energije distribucijskoj mreži. Distribucijska mreža je radijalna, s jednosmjernim tokom energije: od prijenosne mreže prema krajnjim korisnicima, kupcima električne energije, tj. od nadređene (pojne) TS do kraja radijalnog kraka mreže. Najniža razina automatske regulacije napona je na energetske transformatorima 110/X kV. Budući da je na energetske transformatorima distribucijskih TS (TS 35(30)/10(20) kV, te TS 10(20)/0,4 kV) primarna naponska regulacija ručna (nije automatska), jednom uspostavljeni prijenosni omjer načelno se iznimno rijetko, zapravo gotovo nikada ne mijenja. Transformatorske stanice TS 110/X, većina TS 35(30)/10(20) kV, te samo nekolicina TS 10(20)/0,4 kV su u sustavu daljinskog upravljanja. Promjena uklopnog stanja u distribucijskoj mreži je izuzetan događaj i posljedica je ili kvarova ili radova u mreži, a provodi se radi osiguravanja kriterija n-1 tamo gdje je on moguć.

Razvoj distribucijske mreže temelji se na procjeni stope porasta konzuma. Takav prokušani pristup osigurava zalihnost u sustavu za priključenje novih kupaca, kao i za porast potrošnje postojećih kupaca. Dnevni dijagram potrošnje u pojedinom čvoru načelno je poznat, te, osim na razini uobičajenih tjednih i sezonskih razlika, nema promjena niti iznenađenja. Čak niti pojava novih kupaca ne utiče značajno na karakter dnevnog dijagrama opterećenja.

Strujno naponske okolnosti u mreži su jednostavne i predvidive: najopterećenija dionica je ona najbliža pojnoj TS, a ekstremne naponske okolnosti (najniži naponi) su na kraju voda. Temeljem mjerenih vrijednosti na početku voda, uz poznatu konfiguraciju voda i konzuma moguće je procijeniti strujno naponske okolnosti duž čitavog voda. U normalnom pogonu postoji samo jedno mjerodavno ekstremno stanje: maksimalno opterećenje, koje se javlja u trenutku maksimalne potrošnje, pri kojem su pojedini elementi mreže maksimalno opterećeni, te je na njima maksimalni pad napona, zbog čega se u krajnjim točkama mreže/voda tada javlja najniži napon. Ako su strujno-naponske okolnosti u mreži tijekom

maksimuma potrošnje (konzuma) unutar dopuštenih granica (nijedan element mreže nije preopterećen, a naponi u čvorovima su unutar dopuštenih granica), smatra se da se sa sigurnošću može konstatirati da mreža zadovoljava sve potrebe postojećih korisnika mreže.

Svaka promjena opterećenja (čitati: potrošnje) vidljiva je na početku voda u pojnoj TS. Uočljivost promjene ovisi o njenom udjelu u mjerenoj veličini, tj. njenoj relativnoj važnosti za konkretni vod. Provođenjem periodičkih proračuna i analize mreže, te povremenih kontrolnih mjerenja napona na kraju voda moguće je precizno predvidjeti raspon mogućih strujno-naponskih okolnosti na svakom vodu i staloženo voditi mrežu, ne očekujući iznenađenja u normalnom pogonu.

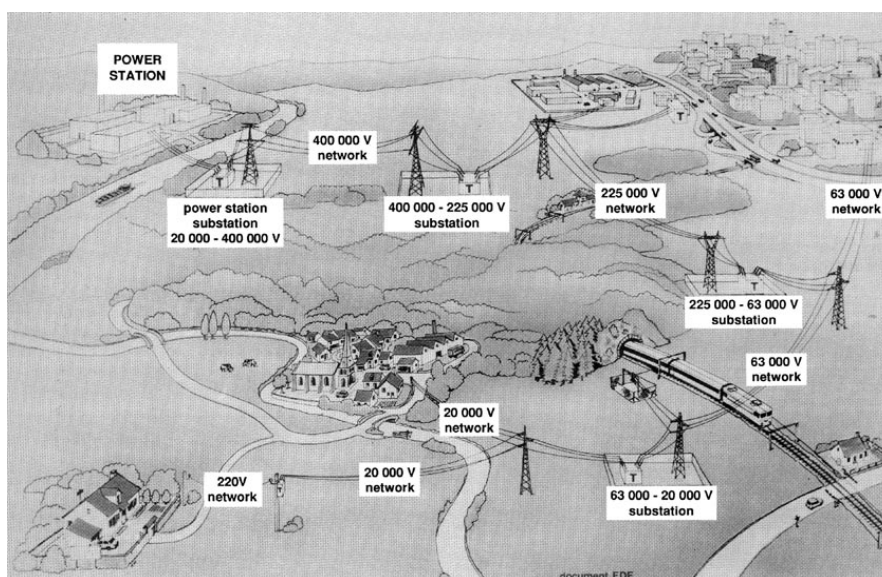
Pojava novih kupaca načelno se uklapa u planiranu stopu rasta konzuma, te je u najvećem broju slučajeva mreža spremna za priključenje novih kupaca. Iznimno, pojava novih kupaca nepredvidivo velike priključne snage uzrokuje rekonstrukciju ili dogradnju dijela mreže radi povećanja mrežnih kapaciteta. Eventualno smanjenje potrošnje smatra se da djeluje relaksirajuće na mrežu i da izravno utječe na poboljšanje okolnosti u mreži (smanjuje opterećenje pojedinih elemenata mreže, stoga smanjuje pad napona, dakle, povisuje najniži napon u mreži), te povećava zalihnost mreže. Smatra se da smanjenje potrošnje ni u kom slučaju ne može ugroziti strujno-naponske okolnosti u mreži, te ni u kom slučaju ne može prouzročiti okolnosti izvan dopuštenih.

## 2.2. Konceptija razvoja distribucijske mreže do danas

Sredinom prošlog stoljeća utvrđen je sustav naponskih razina (iznad NN) u elektroenergetskom sustavu koji se oslanja na „ $\pi$  načelo“ [1], [3], [5] tj. na načelo da omjer susjednih naponskih razina iznosi približno  $\pi$ . Ovo načelo se temelji na tezi da omjer dvaju susjednih naponskih razina mora iznositi  $\pi$ , tj. prva slijedeća naponska razina mora biti nešto više od trostruko veća od sebi podređene, kako bi mogla „opslužiti“ potrebe sebi prve podređene naponske razine.

Sredinom druge polovine 20. stoljeća finaliziran je slijed naponskih razina u elektroenergetskom sustavu RH: 0,4 kV, 10 kV, 35 kV, 110 kV, 220 kV, 400 kV. Ako se izuzme niski napon, „ $\pi$  načelo“ ne ispunjava samo razina 220 kV, koja je i u današnjem sustavu RH nesrazmjerno slabo integrirana između 110 kV i 400 kV razine, što je primarno posljedica činjenice da je ona po „ $\pi$  načelu“ zapravo suvišna.

Krajem prošlog stoljeća sve se više uočava nedostatna prijenosna moć, kao i nedovoljna naponska „čvrstoća“ (u smislu prevelikih padova napona duž vodova) mreže 10 kV. Donosi se mudra odluka da se 10 kV naponska razina postupno počne zamjenjivati 20 kV razinom. Međutim, uvođenjem 20 kV napona 35 kV naponska razina postaje „preblizu“ sebi podređenoj naponskoj razini (20 kV), te se zaključuje da ona više ne može opsluživati 20 kV naponsku razinu (omjer među susjednim razinama nije  $\pi$  (3,14), nego samo 1,75, što je nedostatno). Kada bi se nakon zamjene 10 kV naponskom razinom 20 kV nastojalo održati „ $\pi$  načelo“, slijed naponskih razina u elektroenergetskom sustavu RH trebao bi biti: 0,4 kV, 20 kV, 63 kV, 220 kV, 400 kV [11] (zadržava se 400 kV kao najviša razina jer ona i nadalje zadovoljava interne, eksterne i tranzitne potrebe elektroenergetskog sustava RH) (slika 1).



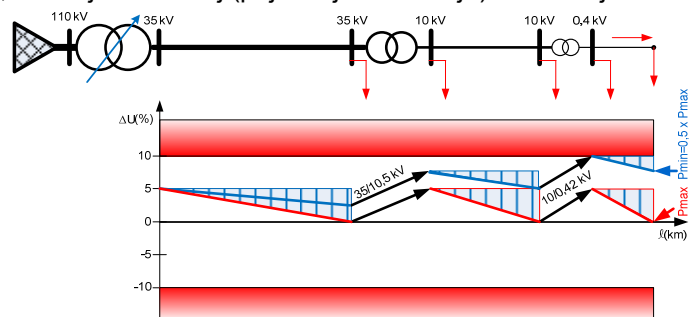
Slika 1. Uobičajeni slijed naponskih razina u sustavu koji ima 20 kV naponsku razinu

Umjesto uvođenja opisanog slijeda uvodi se slijed: 0,4 kV, 20 kV, 110 kV, 220 kV, 400 kV kojim se uvodi velik raskorak, te omjer između dvije susjedne naponske razine (110/20) iznosi umjesto  $\pi$  (3,14), čak 5,5. To znači da je 110 kV mreža predimenzionirana za opsluživanje za nju „slabe“ 20 kV mreže, tj. da je općenito gustoća TS 110/20 kV određena dosegom „slabe“ 20 kV mreže, a ne instaliranom snagom transformacije 110/20 kV niti prijenosnom moći 110 kV vodova. Međutim, optimalnost izravne transformacije razmatrana je u trenutku u kojem je stopa rasta konzuma procjenjivana na 5% godišnje, pa čak i za današnje uvjete nevjerojatnih 7% [7], te bi se, prema tim prognozama, već za jedno desetljeće potrošnja povećala za najmanje 50%, što je uvođenje izravne transformacije 110/20 kV učinilo dugoročno opravdanim. Nadalje, jedan od kriterija je bila gustoća potrošnje po  $\text{km}^2$ , koja je zahvaljujući velikom industrijskom zamahu u drugoj polovini prošlog stoljeća, procjenjivana s visokim očekivanim porastom gustoće čak i u izvangradskim područjima. Važno je znati da su se u tom razdoblju sve studije o odabiru optimalnih naponskih razina temeljile na ob-ovo načelu – počinjale su „od nule“, dakle, nisu razmatrale raspoloživu 35 kV mrežu kao početno stanje.

Od 1980-tih godina na snazi je strategija prelaska na 20 kV, koja se nakon nekog vremena počinje nazivati strategijom prelaska s transformacije 110/35/10 na izravnu transformaciju 110/20 kV [3], [5], [6], [7]. Temeljem ovih stručnih radova 1998. donosi se Master plan kojim se, između ostalog, predviđa postupno gašenje 35 kV razine i prelazak na izravnu transformaciju 110/20 kV. Osim sukcesivnog prelaska 10 kV mreže na 20 kV razinu (izgradnjom novih i rekonstrukcijom postojećih elektroenergetskih objekata 10 kV s izolacijom primjerenom za rad na 20 kV razini te gašenje postojeće 35 kV mreže, što uključuje i postupnu zamjenu svih postojećih TS 35/10 kV novima 110/20 kV (sa ili bez prijelazne faze TS 35/20 kV) i izgradnje određenog broja novih TS 110/10(20) kV, stvarne strategije razvoja, a još manje smjernica za operativnu provedbu ove strategije, zapravo nije bilo.

Kao jedan od kriterija odgađanja gašenja 35 kV naponske razine navodi se i nisko opterećenje ruralnih TS 35/10 kV, te se u tim slučajevima predviđa rekonstrukcija TS 35/10 kV na TS 35/20 kV, ali s naznakom da će se jednom i u te TS uvesti primarni napon 110 kV, te će i one u konačnici biti TS 110/20 kV. Na isti se način sugerira rekonstrukcija 35 kV vodova s izolacijom za 110 kV naponsku razinu. Nije jasno s kojom stopom porasta konzuma se računalo da bi se dostigla isplativost uvođenja 110 kV u npr. TS 35/20 kV s transformatorima 2x4 MVA (kakvih je bilo 30% ukupnog broja TS 35/10 kV), a čije je prosječno ostvareno vršno opterećenje na prijelazu tisućljeća bilo oko trećine projektirane instalirane snage, dakle, 2,6 MVA po TS.

Razvoj distribucijske mreže do danas temelji se na načelu razvoja mreže s ciljem zadovoljenja predviđene stope porasta konzuma, tj. potrošnje električne energije, a kao jedino problematično stanje razmatra se maksimalno opterećenje. Još uvijek je u studijama razvoja distribucijske mreže cilj naći optimalno rješenje razvoja na temelju postojećeg stanja elektroenergetske mreže i prognoze porasta opterećenja (tj. konzuma). Radijalnu SN mrežu se planira na način da se poveznom mrežom između napojnih trafostanica zbog povećanja sigurnosti osigura dvostrano napajanje. U studijama razvoja distribucijske mreže s aspekta promjene opterećenja provodi se proračun i analiza tokova snaga i naponskih prilika prema [10] što uključuje: vršna (apsolutna i relativna) opterećenja TS 110/x i 35/x kV, vršna (apsolutna i relativna) opterećenja 35 kV vodova i opterećenja vodova i padove napona u 10(20) kV mreži. Studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja ili njihovih dijelova detaljno se analizira vršno opterećenje i potrošnja električne energije, te se temeljem raspoloživih podataka iz prethodnog razdoblja utvrđuju prognoze porasta opterećenja pojedinih kategorija kupaca, te sumarna prognoza porasta opterećenja u širokoj potrošnji i većih potrošača po petogodišnjim razdobljima za distribucijsko područje te po TS 110/x i 35/x kV, kao i pregled predviđenog ukupnog porasta vršnog opterećenja (predviđeno godišnje vršno opterećenje na razini distribucijskog područja, tj. promatrane mreže za svaku godinu). Sukladno prognoziranom porastu opterećenja, te popratnim analizama pouzdanosti napajanja, utvrđuje se razvoj (pojačanje i/ili širenje) distribucijske mreže.



Slika 2: Održavanje naponskog profila u distribucijskoj mreži bez elektrana (DI)

Nema scenarija odziva u slučaju utvrđenog smanjenja (pada) opterećenja (niti analize uzroka ni trendova smanjenja opterećenja), jer se to tretira kao rasterećenje mreže zbog kojeg se odgađaju planirane investicije u razvoj mreže. Ne percipira se problem povećanja raspona među ekstremima dnevnog dijagrama opterećenja (minimum manji, maksimum isti ili veći...) (slika 2), kao ni eventualni „pobjeg“ napona iznad  $110\%U_n$  u slučaju smanjenja minimuma konzuma zbog sukcesivnog dizanja napona podešenjem fiksne naponske regulacije prema maksimalnoj potrošnji (maksimalnom padu napona) u nizu od krute mreže do krajnjeg korisnika (npr. dodatni pad minimalne potrošnje bi u mreži na slici 2 doveo do prekoračenja  $110\%U_n$  na 0,4 kV sabirnicama u TS SN/NN).

### 3. DISTRIBUCIJSKA MREŽA DANAS

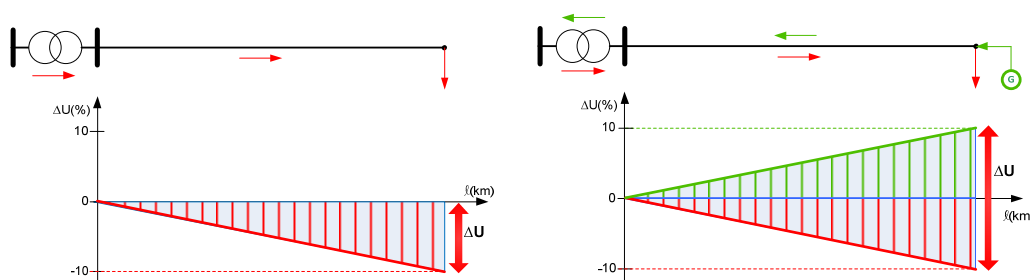
Poznata načela, koja se nisu mijenjala od početka elektrifikacije, a koja su pokazala svoju nepogrešivost u dosadašnjem pouzdanom radu distribucijske mreže, odjednom više nisu dovoljna, jer se javljaju novi momenti: distribuirana proizvodnja, razgraničenje prijenosne i distribucijske mreže (pri čemu je 110 kV mreža u potpunosti pripada HOPS-u) i napredne mreže (smart grids).

#### 3.1. Distribuirana proizvodnja

Distribucijska mreža danas više nema samo jednu temelju ulogu, nego dobiva, osim opskrbe kupaca električnom energijom, još jednu ulogu: preuzeti i evakuirati proizvedenu energiju iz DI. S povećanjem broja i snage priključenih elektrana ova uloga je sve izraženija, a u pojedinim dijelovima mreže postaje i dominantna. Postojano uzlazni trend integracije novih DI u distribucijsku mrežu ukazuje da će utjecaj distribuirane proizvodnje biti sve značajniji, kao i ozbiljnost problema koje DI uzrokuju u mreži. Većina priključenih DI ima status povlaštenog proizvođača, čime se DI nameću kao prioritetni korisnici distribucijske mreže. U tim okolnostima neophodno je mrežu (pogon, vođenje, održavanje kao i strategiju razvoja mreže) uskladiti i s novom ulogom distribucijske mreže.

Pojavom DI mijenja se osnovna koncepcija distribucijske mreže. Distribucijska mreža više nije radijalna. Izvori u dubini distribucijske mreže pretvaraju krajnje, redovito energetske podređene dionice izvoda u dominantne pojne pravce. Način razmišljanja o distribucijskoj mreži kao pasivnoj vezi sigurne i stabilne prijenosne mreže s krajnjim korisnicima (kupcima električne energije) više nije primjeren. HEP-ODS nema naviku „dvosmjernog“ razmišljanja o svojoj mreži i nema naviku lokalnog balansiranja energijom, jer je do nedavno stabilnost distribucijske mreže ovisila samo o prijenosnoj mreži kao jedinom izvoru energije za distribucijski sustav. Nadalje, distribucijska mreža nije razvijana niti opremana za dvosmjerni pogon u svojim brojnim radijalnim vodovima.

Distribucijska mreža postaje najdinamičniji dio elektroenergetskog sustava, mijenjajući svoj status (od tereta do izvora na nadređenoj mreži) i više puta tijekom istog dana. Utjecaj lokalnog DI može, ali i ne mora, doseći točku koja je daljinski vođena, tako da je moguće da utjecaj DI na okolnosti u dubini distribucijske mreže, ma koliko značajan (ili koban) bio za bliske korisnike mreže, uopće ne bude detektiran od strane nadređenog upravljačkog mjesta. DI unose razinu nesigurnosti u dosadašnji pristup razvoju, planiranju i vođenju distribucijske mreže. Nesigurnost je to izraženija što je naponska razina mreže niža.



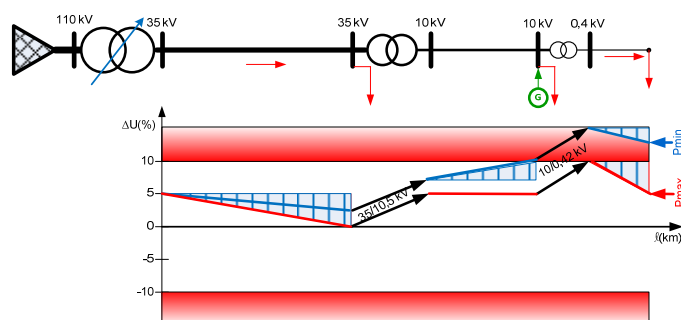
Slika 3: Utjecaj distribuiranog izvora na naponski profil voda

Utjecaj DI od blagotvornog (približavanje proizvodnje mjestu potrošnje, te stoga i stabiliziranje naponskih okolnosti, tj. smanjenje opterećenja i pada napona duž izvoda, kao i smanjenje gubitaka) može trenutno prijeći u problematičan u trenutku kada lokalna proizvodnja preraste lokalnu potrošnju („proizvodnja lokalno nepotrebne energije“), tj. u trenutku kada pod utjecajem DI smjer energije od uobičajenog silaznog (prema kraju voda) postane uzlazni (prema pojnoj TS) te prouzročiti porast napona duž izvoda u odnosu na napon u pojnoj točki. Ova pretvorba može se na pojedinom mjestu u mreži događati i više puta tijekom istog dana, ovisno o trendovima promjene lokalne proizvodnje i/ili potrošnje.

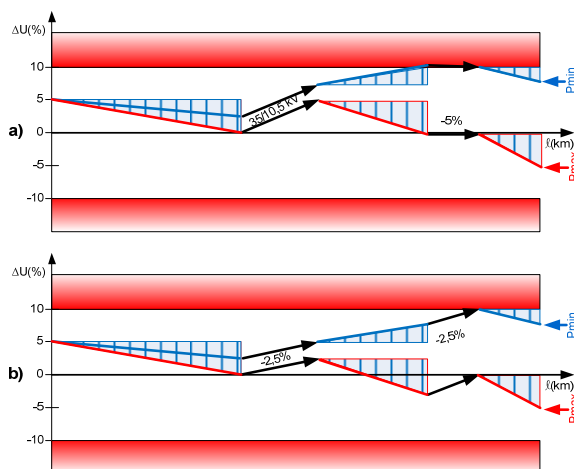
Ako se izuzme problematika opterećenja pojedinih elemenata mreže (vodovi, transformatori, TS) koja je relativno lako rješiva adekvatnim stvaranjem uvjeta u mreži (dimenzioniranjem mreže tako da zadovoljava i za stanje minimuma potrošnje pri maksimalnoj proizvodnji), najopasniji utjecaj integracije DI u distribucijsku mrežu je porast opsega fluktuacije napona u lokalnoj mreži (slika 3).

Kod jednosmjernog tijeka energije (prema krajnjem kupcu) napon duž voda je uvijek silazni (postoji pad napona), zbog čega se na svakoj transformaciji načelno prijenosni omjer podešava s ciljem podizanja sekundarnog napona kako bi se kompenzirao pad napona duž voda. Čak se i nazivni prijenosni omjer transformatora definira s tim ciljem, pa imamo transformatore nazivnog prijenosnog omjera 35/10,5 kV, 10(20)/0,42 kV. Ovim podizanjem napona stvara se izvjesna zalihnost u sustavu za priključenje novih kupaca, kao i „sigurnosna mreža“ u slučaju porasta potrošnje postojećih kupaca. Dakle, sve je podređeno jednosmjernom toku energije prema krajnjem kupcu (slika 2).

Međutim, u slučaju promjene smjera energije ovakav pristup postaje problem, jer DI doprinosi porastom napona u mreži koja je već dimenzionirana s ciljem podizanja napona na svakoj transformaciji (slika 4: u mrežu sa slike 2 priključuje se jedna elektrana na kraju 10 kV izvoda (priključne snage jednake maksimalnoj potrošnji 10 kV izvoda).



Slika 4: Naponski profil u distribucijskoj mreži sa jednom elektranom na kraju 10 kV izvoda



Slika 5: Ekstremna stanja u mreži pri opcijama sanacije naponskih okolnosti sa slike 4

Priključenje DI nameće (kao jedan od mogućih načina stvaranja uvjeta u mreži) optimiranje podešenja prijenosnog odnosa, te se, ukoliko to okolnosti (čitati: potrošnja) u postojećoj mreži dopuštaju, često poseže za „rušenjem napona“, tj. spuštanjem sekundarnog napona kako bi se stvorili uvjeti u mreži ne samo za postojeće kupce, nego i za primjereni pogon DI s mrežom. Na slici 5a) prikazana je opcija „rušenja napona“ samo na TS 10/0,4 kV koja se provodi ako bi drugom opcijom (slika 5b)) „rušenja napona“ na sekundaru TS 35/10 kV bili ugroženi naponski profili drugih izvoda 10 kV u trafopodručju razmatrane TS 35/10 kV.

Vrlo ozbiljna posljedica koja iz ovog poteza proizlazi je smanjenje zalihnosti u mreži nužne za priključenje novih kupaca, kao i zalihnosti za povećanje potrošnje (unutar priključne snage) postojećih kupaca. Naime, HEP-ODS je dužan osigurati primjerene okolnosti u mreži i u slučaju kada elektrana u mrežu predaje maksimalno (svoju priključnu snagu), ali i u slučaju da elektrana prestane predavati energiju u mrežu. Iz ove činjenice slijedi zaključak da se maksimum potrošnje (kao jedno od dva ekstremna stanja u mreži) mora razmatrati u trenutku izostanka proizvodnje iz svih elektrana u okruženju.



Važno je istaknuti da elektranama naknada za priključenje uključuje samo stvarne troškove nužnih zahvata za priključenje, što ne uključuje nikakvu zalihnost u mreži, niti obeštećenje HEP-ODS-u za smanjenje mogućnosti priključenja novih korisnika mreže, niti za troškove održavanja priključka elektrane koji se ne mogu „pokriti“ iz mrežarine onih koji se zbog reducirane zalihnosti ne mogu priključiti na postojeću mrežu, pa niti platiti naknadu za korištenje mreže.

Ovaj problem je još izraženiji kod DI s nestalnom proizvodnjom (s varijabilnim dnevnim dijagramom proizvodnje), gdje se dnevni maksimum proizvodnje i dnevni maksimum potrošnje ne preklapaju. Eventualno smanjenje prijenosnog odnosa na transformaciji s ciljem stvaranja uvjeta u mreži za priključenje npr. sunčane elektrane koja uzrokuje uzlazni smjer energije u mreži u podnevnim satima izravno pogoršava naponske okolnosti u mreži u večernjim satima u maksimumu potrošnje, kada elektrana više ne proizvodi energiju i kada se u lokalnoj mreži javljaju najniži naponi zbog dnevnog maksimuma potrošnje. Važeći propisi temeljem kojih se sagledava mogućnost priključenja ne ostavljaju mogućnost odbijanja priključenja elektrane ako postoji tehničko rješenje priključenja kojim se ne ugrožavaju stečena prava postojećih korisnika mreže. U stečena prava postojećih korisnika mreže ne može se ubrajati zalihnost u mreži za priključenje novih korisnika ili za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže. Dakle, ako je tehnički moguće priključiti elektranu i u postojećoj mreži održati strujno-naponske okolnosti unutar propisanih granica (uvažavajući postojeće korisnike mreže), HEP-ODS nema pravo odbiti priključenje elektrane. Gubitak zalihnosti u mreži za priključenje novih kupaca, kao i potencijalni rizik od dodatnog porasta napona zbog smanjenja potrošnje postojećih kupaca u lokalnoj mreži breme je koje u potpunosti nosi samo HEP-ODS. Upitno je koliko su primjenjive dosadašnje studije razvoja distribucijske mreže koje ignoriraju ovaj problem (gubitak planirane zalihnosti u mreži zbog priključenja elektrana, kao i nestajanje margine sigurnosti).

Priključenjem prvog DI u radijalni krak distribucijske mreže taj krak prestaje biti jednostrano napojen, jer on postaje spojna mreža između dvije pojne točke: pojne TS i elektrane (DI). Ovim se u potpunosti mijenja karakter distribucijske mreže. Činjenica da je svaka elektrana pojna točka koja napaja mrežu i koja je u paralelnom pogonu s ostalim pojnim točkama u okruženju (od pojne TS do svih ostalih elektrana u lokalnoj mreži) još uvijek nije prihvaćena u HEP-ODS-u, pa tako niti u studijama razvoja distribucijske mreže.

Treba uvažiti da je za raspoloživost pojne TS kao izvora u mreži odgovoran operator (HOPS ili HEP-ODS) koji ima propisanu obvezu osigurati što je moguće veću raspoloživost pojne točke (a HOPS i osigurati kriterij n-1).

Nasuprot tomu, uopće ne postoji pojam raspoloživosti DI u smislu pouzdanosti napajanja distribucijske mreže, niti postoji zakonska osnova da se pred ijednu elektranu priključenu na distribucijsku mrežu postavljaju ikakvi zahtjevi vezani uz obvezu/stalnost isporuke energije u mrežu, ili se od DI traže ikakve regulacijske sposobnosti/obveze/usluge. Dakle, DI je pojna točka bez regulacijskih mogućnosti i ikakvih obveza prema HEP-ODS-u, te ona može raditi što hoće kako hoće kad god to hoće (predavati u mrežu, uzimati iz mreže, prestati raditi, ponovo početi raditi) unutar odobrene priključne snage. Stoga se uvodi pojam „aktivni izvor“ i „pasivni izvor“, gdje je „aktivni izvor“ pojna točka s obvezom raspoloživosti i regulacije napona, a „pasivni izvor“ je pojna točka bez obveze raspoloživosti i regulacije napona. U sadašnjoj distribucijskoj mreži aktivni izvor je samo pojna TS VN/SN, dok su pasivni izvori sve ostale TS i svi DI (djelomični izuzetak je samo nekolicina elektrana HEP-Proizvodnje priključenih na distribucijsku mrežu koje imaju regulacijske mogućnosti, ali nemaju propisanu obvezu raspoloživosti).

Svaki novi pasivni izvor (DI) u distribucijskoj mreži uvodi novu razinu nesigurnosti u razvoj, planiranje i pogon distribucijske mreže, jer je HEP-ODS obavezan osigurati normalan pogon distribucijske mreže (strujno naponske okolnosti unutar propisanih granica u svakoj točki distribucijske mreže), nezavisno o trenutnom režimu pogona pasivnog izvora (radi/ne radi/predaje/preuzima energiju) i nezavisno o trenutnoj razmjeni na sučelju DI i mreže.

Ako se, vrlo paušalno i načelno, u dosadašnjoj mreži smatralo optimalnim onoliko kilometara magistrale radijalnog izvoda za napajanje konzuma kolika je njegova naponska razina u kV, po istoj logici se može reći da je optimalna duljina izvoda u kojem je podjednako rasprostranjena potrošnja i proizvodnja – dramatično kraća, jer HEP-ODS ne smije više dizati napon da bi kompenzirao pad napona zbog napajanja potrošnje, jer tada ne bi mogao priključiti DI. Međutim, HEP-ODS se ne može osloniti na ispomoć DI u dizanju mrežnog napona jer proizvodnja iz DI nema nikakvu korelaciju s potrošnjom kupaca u mreži, niti se potiče predaja energije upravo u maksimumu potrošnje, što pred HEP-ODS postavlja prestrašan uvjet: dimenzionirati i voditi mrežu kojoj su strujno naponske okolnosti unutar granica i za slučaj maksimuma potrošnje bez proizvodnje i za slučaj maksimuma proizvodnje u minimumu potrošnje (uz uvažavanje (polu)dnevnog dijagrama proizvodnje sunčanih elektrana) (slika 5).

### 3.2. Razgraničenje prijenosne i distribucijske mreže

Načelima o razgraničenju prijenosne i distribucijske mreže [12] jednoznačno se definira prijenosni status 110 kV mreže, tj. vlasništvo HOPS-a nad 110 kV mrežom. Dakle, izgradnja nove TS 110/20 kV ili rekonstrukcija postojeće TS 35/10 kV na TS 110/20 kV (uz nužnu izgradnju 110 kV interpolacije u postojeću 110 kV mrežu) združeni je projekt dva operatora (HOPS-a i HEP-ODS-a), te za njenu izgradnju mora postojati obostrani interes.

HOPS vidi nužnost za izgradnju nove TS na sučelju prijenosne i distribucijske mreže (110/X kV) tek ako su postojeće TS 110/X kV u okruženju preopterećene (uz uvjet da su u postojeće TS 110/X ugrađeni transformatori maksimalne projektirane instalirane snage). Međutim, prema [1] HEP-ODS predviđa se postupna rekonstrukcija svih postojećih TS 35/10 kV na TS 110/x kV.

Interesi HOPS-a i HEP-ODS-a poklapat će se u tom kontekstu uglavnom samo u zonama iznimno visoke gustoće potrošnje, dakle samo u urbanim jezgrama najvećih gradova u RH (Zagreb, Split, Rijeka). U slučaju različitih interesa, prema važećem dogovoru dva operatora, izrađuje se studija isplativosti koja razmatra isplativost na razini čitavog elektroenergetskog sustava RH. Nameće se pitanje na koje nije odgovorila nijedna studija niti strategija razvoja mreže do sada: zar baš sve TS 35/10 kV jednom trebaju prerasti u TS 110/20 kV? Uvažavajući sve zamjetniji trend smanjenja potrošnje, posebno u ruralnim područjima, odgovor je – zasigurno ne. Otvara se pitanje kriterija koja TS 35/10 kV prerasta u TS 110/10(20) kV, koja ostaje TS 35/10(20) kV, a koja postaje rasklopite 20 kV.

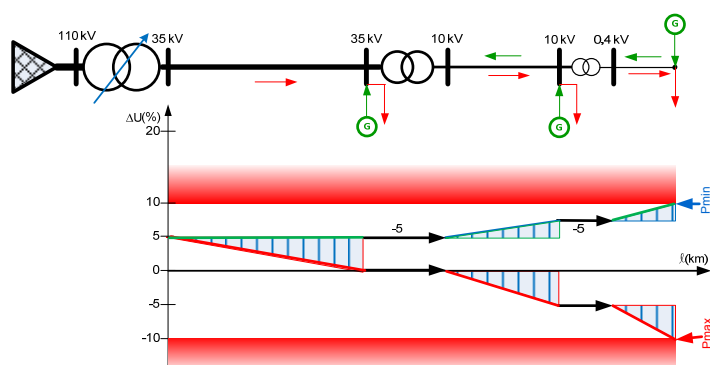
### 3.3. Napredne mreže

Priključenjem DI u distribucijsku mrežu istodobno se javljaju dva momenta:

- raste broj točaka u mreži koje su u SDV-u (sva susretna postrojenja u SN mreži na sučelju se elektranama su u SDV-u, a čak i neka na NN)
- raste raspon fluktuacije primarnih veličina (ponajprije napona) u dubini mreže koje HEP-ODS mora održavati unutar propisanih granica.

Oba ova momenta stvaraju i preduvjete (postoje daljinska mjerenja i upravljiva postrojenja u dubini mreže) i uvjete (neophodno je kontrolirati i regulirati okolnosti u dubini mreže – jer praćenje okolnosti samo u pojnim TS više nije mjerodavno) za uvođenje naprednih mreža.

Iako se donedavno još moglo razmišljati o pilot projektima kojima bi se postupno učilo o primjeni smart grids tehnologija u distribucijskoj mreži u RH – to više nije moguće. Vrijeme za pilot projekte je prošlo. Zbog zasićenosti mreže distribuiranim izvorima (s važećom PEES) nije moguće priključivati nove DI bez uvođenja automatike u dubinu zagušene distribucijske mreže. 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% Un i 90% Un), u konfiguraciji u kojoj su učinjena sva raspoloživa pojačanja mreže (slika 6) (presjek je najveći tipizirani za danu naponsku razinu, optimirano je uklopno stanje u funkciji stabiliziranja naponskog profila vodova).



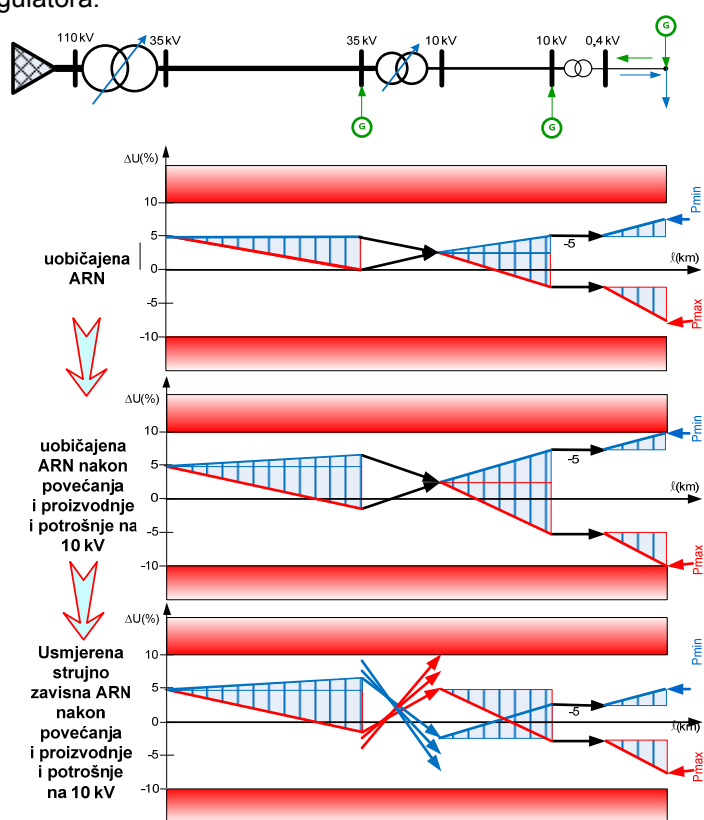
Slika 6: Zagušenje mreže zbog distribuiranih izvora

Trenutno je u 14 elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP) kojima je razmatrano priključenje elektrane jednoznačno utvrđeno da je nužno uvesti automatiku u distribucijsku mrežu da bi se stvorili uvjeti u mreži za priključenje elektrane. Uvođenje automatske regulacije napona (ARN) predviđeno je i Master planom [1]. U [1] predviđa se samo ARN duž vodova 20 kV, što se aktualnim uvođenjem ARN u TS 35(20)/10(20) kV dodatno prolongira, čime se napon u trafopodručju u prvoj fazi stabilizira uz bitno manje troškove. Troškovi su manji jer ARN u jednoj TS SN/SN stabilizira napon sekundarnih sabirnica i time stabilizira sve izvođe 10(20) kV u trafopodručju, obično njih desetak,



ugradnjom samo dva regulirana transformatora po trafopodručju, dok se predloženom uzdužnom regulacijom na vodu treba ugraditi po jedan regulirani transformator po svakom izvodu. Tek nakon što se u trafopodručju pojave SN izvodi s bitno različitim karakterom naponskog profila, ARN u pojnoj TS SN/SN neće biti dostatna, te će se tada, (u drugom „valu“ uvođenja regulacije) trebati posegnuti za ARN duž izvoda (koju kao prvu i jedinu opcije predlaže Master plan).

U razmatranim konkretnim slučajevima (EOTRP-ima za 14 elektrana) radi se o uvođenju automatske regulacije napona u postojeće TS 35/10 kV zamjenom transformatora u postojećih sedamnaest TS 35/10 kV novim transformatorima 35(20)/10(20) kV s automatskom regulacijom napona. Ovi transformatori su i primarno i sekundarno prespojivi na 20 kV, kako bi se u slučaju eventualnog ukidanja 35 kV napona (i prelaska 10 na 20 kV) ovi transformatori mogli koristiti i za uzdužnu automatsku regulaciju 20/20 kV. Od njih 17 za njih 7 već postoje uplate naknade za priključenje – dakle, realizacija je u tijeku. Iako je u početku predviđena samo uobičajena ARN s fiksnim podešenjem, ugrađuju se regulatori koji imaju i opciju usmjerene strujno zavisne ARN koja će postati neophodna s porastom udjela DI u mreži. Za usmjerenu strujno zavisnu regulaciju napona potrebno je definirati logičku shemu određivanja podešenja regulatora temeljem vrijednosti kombinacije više mjerenih veličina (iznosa i smjera) (opterećenja transformacije, pojedinih karakterističnih ili specifičnih izvoda, predaje energije iz DI i slično) – krivulju regulatora, kao i kriterij (kombinaciju mjerenih veličina na kontrolnim točkama) za odabir određene krivulje regulatora.



Slika 7: Blagotvorni učinak ARN na zagušenje mreže prikazano na slici 6

To znači da će HEP-ODS u najskorijoj budućnosti imati prve aktivne točke (točke s regulacijskim mogućnostima) u dubini svoje mreže i to u svom vlasništvu. Za kontrolu djelotvornosti ARN morat će se i kontrolne točke (na najslabijim točkama u mreži) uvesti u SDV, te će se temeljem mjerenja napona u tim točkama utjecati na eventualno korigiranje podešenja (krivulja) regulatora ARN.

Iz već opisanog razloga smanjenja zalihnosti u mreži načelno se elektranama ne osigurava kriterij n-1 u smislu preuzimanja pune priključne snage u pričuvnom smjeru, iako im se redovito osigurava samo električka poveznica u redundantnom pravcu. Dakle, ukoliko pri napajanju iz pričuvnog pravca nema uvjeta u mreži, elektrana će se sigurnosno odvojiti jer na sučelju s mrežom okolnosti (napon) neće biti unutar propisanih granica. Ovakvim uvjetom elektrani je omogućen kriterij n-1 sve dok su okolnosti u mreži unutar propisanih granica (dakle, dok je potrošnja u mreži dostatna za trenutnu proizvodnju). Slijedeći korak automatizacije u mreži je automatsko prebacivanje (u beznaponskom stanju) susretnog

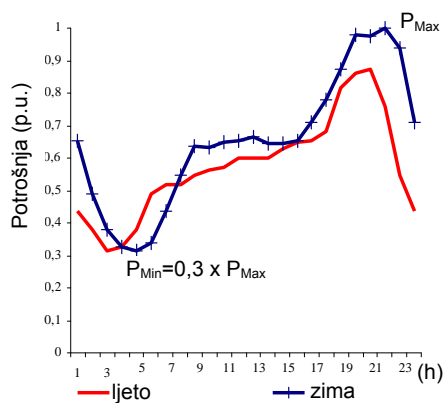
postrojenja s napajanja u n-tom na napajanje u n-1 stanju, za sva susretna postrojenja u kojima je točka razdvajanja dva izvoda upravo na sabirnicama susretnog postrojenja.

#### 4. OSVRT NA KONCEPCIJU RAZVOJA MREŽE U NOVONASTALIM OKOLNOSTIMA

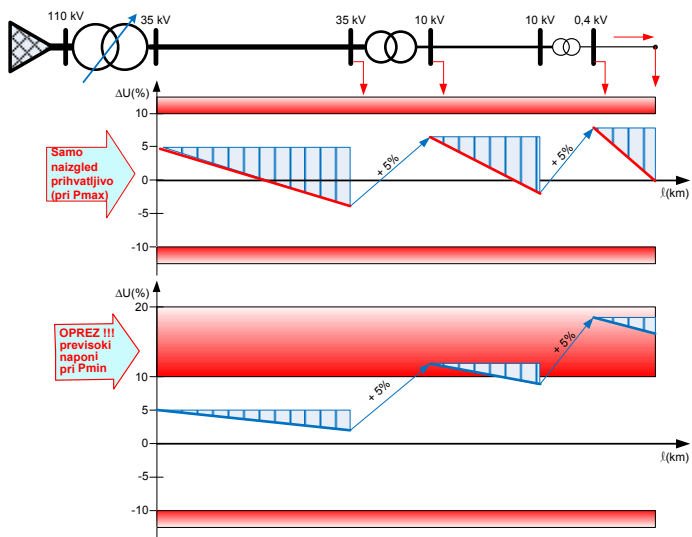
U trenutku izrade Master plana prepoznaju se glavni kriteriji za razvojne zahvate: preopterećenje pojedinih elemenata mreže i nedopušteno veliki pad napona. Danas se osim ovih kriterija sve više ističe problem fluktuiranja napona u pojedinoj točki mreže i naponsko zagušenje mreže (slika 6), te se potreba za pojačanjem mreže sve češće pojavljuje u službi stabiliziranja napona, iako nema potrebe za omogućavanjem većeg opterećenja mreže.

#### 4.1. „Ples po žici“ unutar $\pm 10\%$ Un

Do sada je u Master planu po pitanju dopuštenih graničnih vrijednosti napona uveden samo uvjet da maksimalni pad napona ne smije prijeći 8%. Nakon uvođenja DI, (ali čak i bez DI, a zbog trenda smanjenja minimuma potrošnje (slika 8)), ovo više nije dovoljan uvjet.



Slika 8: Dnevni dijagram opterećenja tipičnog ruralnog voda (znatna razlika  $P_{Min}$  i  $P_{Max}$ )



Slika 9: Naponi u mreži previsoki pri  $P_{\text{Min}}$  jer je podešenje fiksne regulacije prilagođeno  $P_{\text{Max}}$  zbog znatne razlike  $P_{\text{Min}}$  i  $P_{\text{Max}}$  (i bez DI), iako je max.  $\Delta U \leq 8\%$

Nužno je razmotriti i definirati maksimalno dopuštene promjene (i pad i porast) napona po naponskim razinama. U tom smislu se mogu koristiti iskustva i propisi članica EU (npr. Njemačka, Austrija, Švicarska, Češka [13]) te definirati da relativni utjecaj istovrsnih korisnika na NN ne smije prekoračiti  $\pm 3\%U_n$ , tj. kumulativ utjecaja svih elektrana (pri max. proizvodnje) ne smije podići napon u neopterećenoj mreži za više od  $3\%U_n$ , te dodati uvjet da kumulativ utjecaja svih kupaca (pri max. potrošnje bez proizvodnje) ne smije srušiti napon za više od  $3\%U_n$ .

Analogno, utjecaj istovjetnih korisnika na SN ne smije prekoračiti 2%Un. Pri tom se u slučaju sustava s dvije SN naponske razine (35 kV i 10(20) kV) razmatra relativna promjena napona na SN od pojne TS 110/x do krajnje točke u SN mreži. U tom kontekstu ARN na transformaciji 35/10(20) kV (ili na 20/20 kV) znatno povećava zalihnost mreže, tj. omogućava priključenje većeg udjela novih korisnika mreže. Ovim uvjetima napon u mreži zadržao bi se unutar 10%Un (+/- 3%Un na NN daje raspon od 6%, a +/- 2%Un na SN daje raspon od 4%, što ukupno daje promjenu od +/- 5%, tj. raspon od 10%Un, što bi ostavilo dostatnu zalihnost u automatskoj regulaciji za kontroliranje posljedica eventualnog dodatnog smanjenja potrošnje, promjene faktora istodobnosti pojedinih većih korisnika mreže ili povećanja potrošnje unutar odobrene priključne snage postojećih korisnika mreže.

## 4.2. Razvoj niskonaponske mreže

Na području niskonaponske mreže Master plan je i dalje aktualan, na žalost još uvijek i u segmentu nužnih zahvata na sanaciji naponskih prilika što je po Master planu već trebalo biti riješeno.

Posebno treba istaći važnu sugestiju Master plana da se treba znatno skratiti duljina NN izvoda,

te da se treba težiti izgradnji većeg broja TS SN/NN manje instalirane snage, a znatno veće gustoće, čime bi se znatno smanjili gubici, riješio problem prevelikih padova napona u NN mreži te stvorili dostatni uvjeti za priključenje novih korisnika mreže na NN, što je posebno važno i u kontekstu integracije DI.

#### **4.3. Razvoj mreže 10(20) kV**

Nema dvojbe da je prelazak s 10 kV na 20 kV jedina dugoročna opcija za 10 kV mrežu, te da je Master plan u prelasku 10 kV mreže na 20 kV odigrao strateški važnu pozitivnu ulogu.

Master plan nije razmotrio osiguravanje n-1 u dubini mreže koja je dijelom prešla na 20 kV, a dijelom je još uvijek na 10 kV. Predviđa se mogućnost ugradnje međutransformacije 10/20 kV u pojnoj TS 110/X, no nije razmotreno što činiti kada je u pogonu npr. u otvorenoj petlji jedan dio petlje prešao na 20 kV, a drugi je još na 10 kV. Nepostojanje smjernica u Master planu upućuje da u tom prijelaznom razdoblju nije potrebno nastojati osigurati n-1, ali se u tom slučaju postavlja pitanje koliko iznosi optimalno trajanje takvog prijelaznog razdoblja s „privremeno izgubljenim“ n-1.

U novoj inačici Master plana treba razraditi (i tipizirati) i opciju „mobilnih međutransformacija“ 10/20 kV koje bi se, u kontejnerskoj izvedbi, mogle po potrebi seliti s jedne na drugu lokaciju sukladno postupnom širenju 20 kV mreže. Isto tako nije predviđeno, a u praksi se koristi, posebno u postupku priključenja elektrana, prelazak samo jednog (prvog u trafopodručju) 10 kV izvoda na 20 kV na način da se VP 10 kV u pojnoj TS prenamjeni u TP, uz pojnu TS se postavi međutransformacija 10/20 kV, a nova sekcija 20 kV (TP+MP+VP (sa zaštitama)) se ugradi u samostojeću kućicu na parceli pojne TS (npr. tipa KTS). Pritom je i sekcija 20 kV u SDV-u, koristeći sekundarno postrojenje pojne TS. Ovo je prijelazno rješenje u slučaju da ostali izvodi, kao ni pojna TS nisu pripremni za prelazak na 20 kV, a imperativ je što brže priključiti korisnika mreže (npr. DI).

Udio TS SN/NN u SDV-u rast će, u početku kroz opremanje susretnih postrojenja za priključenje elektrana, a zatim kroz opremanje slabih točaka mreže u cilju kontrole djelotvornosti podešenja ARN. Autor smatra da nije optimalno uvoditi sve TS SN/NN u SDV, barem ne na ovom stupnju razvoja komunikacijskih i računalnih znanosti. Master plan bi trebao razraditi dinamiku uvođenja SDV-a u dubinu distribucijske mreže kao jednu od faza razvoja prema naprednoj distribucijskoj mreži. Autor smatra da žurno treba sve TS SN/NN opremiti nužnom opremom za daljinsko praćenje opterećenja (iznosa i smjera) TS (npr. ugradnjom naprednih brojila), nezavisno o dinamici uvođenja nekih TS SN/NN u SDV), što bi trebalo istaći kao strateški interes u novoj inačici Master plana.

S aspekta utjecaja na razvoj distribucijske mreže nužno je pojednostaviti konfiguraciju distribucijske mreže, posebice na 10(20) kV razini, kako bi se jednom, u konačnici, mogao naprednim tehnologijama optimirati pogon distribucijske mreže. U tom kontekstu zadržavanje sadašnje složene konfiguracije 10(20) kV mreže s brojnim (nepotrebnim i neiskoristivim) poveznicama (za n-2 do n-x stanje) onemogućava ikakvo real-time optimiranje pogona mreže, jer je broj mogućih opcija koje treba razmotriti enormno (a neutemeljeno) velik. Stoga bi trebalo postrožiti načelo iz Master plana i uvesti pravilo da svaka točka u distribucijskoj mreži smije imati najviše dva smjera napajanja (osnovno i pričuvno). Iz tog proizlazi i kriterij za minimizaciju opreme u mreži: npr. sve TS 10(20)/0,4 kV ne bi trebale imati više od 2 vodna polja, izuzev jedne TS u izvodu s trećim VP za eventualnu poveznicu s drugim pravcem napajanja. Iako je Master plan predvidio mogućnost (po potrebi) osiguravanje kriterija n-1 i kroz podređenu SN mrežu (npr. 20 kV poveznom mrežom osigurati n-1 radijalnoj TS 35/20 kV ili čak i jednostavnoj 110/20 kV), DI mogu znatno zakomplicirati ovu koncepciju, jer uvode drastične fluktuacije napona zbog kojih se redundantni pravci više ne mogu koristiti. U sretnom slučaju na sučelju elektrane s mrežom okolnosti (napon) će biti izvan propisanih granica zbog utjecaja elektrane, pa će se elektrana sigurnosno odvojiti od mreže, nakon čega u ostali korisnici mogli normalno koristiti redundantni smjer napajanja. U manje sretnom slučaju okolnosti izvan propisanih nastupaju u mreži dalje od sučelja, a koja nije daljinski doglediva, pa se elektrana ne odvaja sigurnosno od mreže, nego korisnici i mreža dugotrajno trpe neprimjerene okolnosti u mreži. U ovom slučaju se elektrani uvjetuje stvaranje uvjeta u mreži za održavanje stečenih prava postojećim korisnicima mreže (pravo na n-1), npr. uvodi se ARN, a na najslabijem mjestu u mreži ugrađuje se kontrola djelotvornosti ARN kroz praćenje npr. napona kao indikatora stanja u mreži.

#### **4.3. Sudbina mreže 35 kV**

U novonastalim okolnostima prelazak, pa i postupan, svih TS 35/10 kV na TS 110/20 kV nema smisla za gotovo sve podopterećene TS 35/10 kV, pogotovo one kojima je „stopa rasta konzuma“ negativna. Prijelaznim rješenjem - TS 35/20 kV, uz uvođenje usmjerene strujno zavisne ARN na transformaciju 35/20 kV, odgađa se uvođenje 110 kV primarnog napona – do trenutka kada će to biti

uvjet priključenja nekoj elektrani, u kojem slučaju je često optimalno uvjetovati izravno priključenje na 110 kV (prijenosnu mrežu).

Uvođenjem automatske regulacije napona u TS 35/10 kV:

- prolongira se (u prvoj fazi) potreba za prelaskom na 20 kV, pogotovo ako u postojećem trafopodručju zbog trenda smanjenja potrošnje HEP-ODS nema interesa za ulaganje u prelazak na 20 kV
- stabilizira se naponski profil mreže te se i po tom kriteriju odgađa potreba za novom naponski stabilnom pojnom točkom 110/x kV, što ni HOPS ne bi prihvatio sufinancirati ako nema preopterećenja susjednih TS 110/x.

U protekla 3,5 desetljeća postojeća 35 kV mreža (posebice 35 kV vodovi), zahvaljujući koncepciji uvođenja izravne transformacije i stoga ciljanom gašenju 35 kV razine, načelno nije obnavljana, a budući da mahom datira iz vremena nagle elektrifikacije (prije više od 50 godina), zastarjela je (doživjela je svoju dvostruku životnu dob), kako vodovi (posebice građevinski dio nadzemnih vodova), tako i TS 35/10 kV (iako se revitalizacija TS ipak donekle odvijala). Master plan predviđa, kao prijelazno rješenje, rekonstrukciju TS 35/10 kV na 35/20 kV. Međutim, za tu fazu ne predviđa sveobuhvatnu revitalizaciju 35 kV vodova, jer je Master plan predvidio da će se do današnjeg dana, kada se konstatira kritičnost stanja po pitanju zastarjelosti vodova, zbog očekivanog porasta konzuma već javiti potreba za zamjenom vodova 35 kV vodovima 110 kV. Zbog trenda smanjenja potrošnje – ova je potreba izostala, a 35 kV mreža u međuvremenu je – još starija. Stoga zbog sigurnosti pogona 35 kV mreže treba planirati obnavljanje (revitalizaciju) onog dijela mreže 35 kV čije ukidanje nije izvjesno u najskorijoj budućnosti.

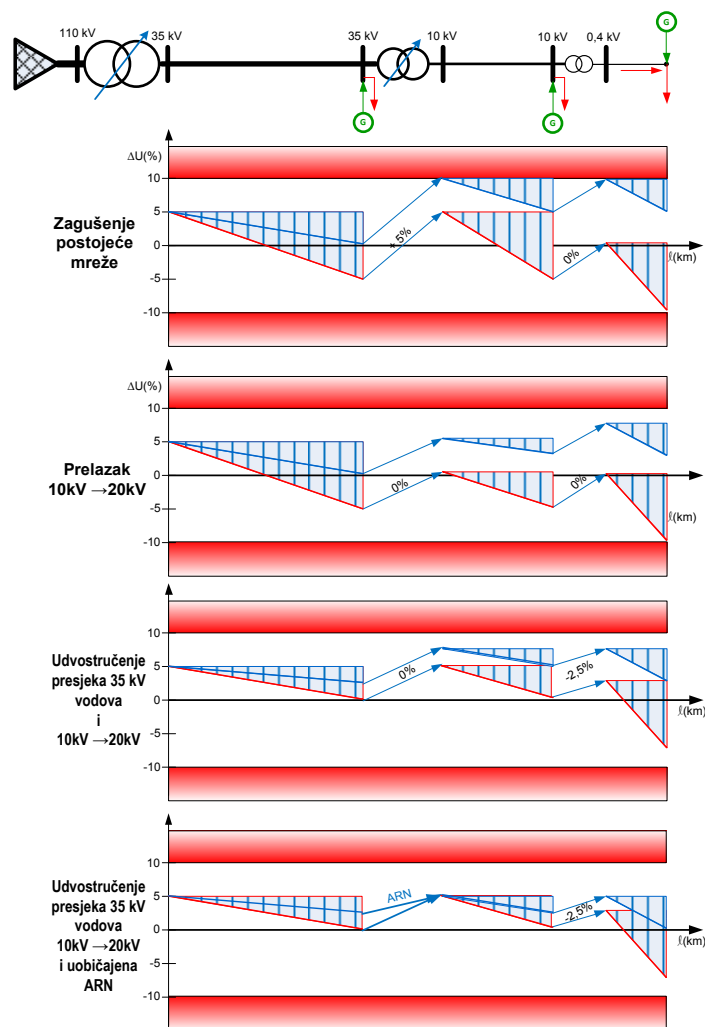
Master plan predviđa sukcesivnu revitalizaciju 35 kV vodova s prilagodbom za pogon na 110 kV, a ni u jednoj opciji nije predvidio revitalizaciju 35 kV vodova – na 35 kV naponu, niti na 20 kV naponu. Za TS 35/10 kV za koje se može zaključiti da neće biti opravdano u nastupajućem dužem razdoblju (20-25 godina) uvoditi 110 kV primarni napon, nužno je revitalizirati i napojne 35 kV vodove. Mora li se i tada, prema Master planu, posezati za rekonstrukcijom vodova 35 kV s prilagodbom za 110 kV? Autor to ne smatra optimalnim.

Međutim, pojavom DI značajno se naglašava problem fluktuacije napona i u 35 kV mreži, što upućuje na nužnost smanjenja impedancije vodova 35 kV u cilju stabiliziranja naponskog profila vodova 35 kV, iako, zbog dostatne zalihnosti (neopterećenosti) transformacije dugoročno nema potrebe za uvođenjem 110 kV napona. Kada se već mora ulagati u revitalizaciju 35 kV mreže, postavlja se pitanje je li mudro revitalizirati postojeće 35 kV vodove zadržavajući postojeću prijenosnu moć, primarno dimenzioniranu primjereno napajanju 10 kV mreže, koja je u međuvremenu prešla (ili prelazi) na 20 kV? Nije li logičnije udvostručiti prijenosnu moć, kada ta mreža sada napaja mrežu dvostruke prijenosne moći (20 kV) kojoj je 35 kV naponska razina „preblizu“ da bi je mogla primjereno opslužiti? Pojačanjem vodova 35 kV dodatno bi se stabilizirale naponske okolnosti u 35 kV mreži, koje dodatno fluktuiraju zbog DI, a postojeća 35 kV mreža bi tako postala stabilniji izvor 20 kV mreži, uz znatno smanjenje gubitaka (sl. 10).

Na ovaj način, potihlo i bez pompe bio bi riješen problem prevelikog omjera susjednih razina 110 kV i 20 kV u periodu dok se ne dostigne (ako se ikada dostigne) nužna gustoća potrošnje kojom bi bila opravdana gustoća TS 110/20 kV uvjetovana gustoćom TS 35/10 kV zatečenom na prijelazu tisućljeća (u trenutku izrade Master plana). Naime, dvostruki vodovi 35 kV (ili podzemni kabeli velikih presjeka, npr. 500 mm<sup>2</sup>) imaju prijenosnu moć približno kao naponska razina 63 kV (a to je naponska razina koja nedostaje nizu distribucijskih napona nakon uvođenja 20 kV), koja bi mogla dugoročno zadovoljiti potrebe ne samo ruralne 20 kV mreže niske gustoće potrošnje, nego i stvoriti uvjete u mreži za znatnu integraciju DI. Ovaj bi pristup također osigurao dostatnu zalihnost za kvalitetno ispunjavanje kriterija n-1 i u pogonu s dugim otvorenim petljama ruralne 35 kV mreže, te stvorio preduvjete za eventualno uvođenje pogona u zatvorenoj petlji na 35 kV. Dakako da sve ovo nije potrebno u mrežama čija gustoća potrošnje već sada opravdava prelazak na izravnu transformaciju.

Moguća tehnička rješenja revitalizacije vodova 35 kV mogu biti:

- nadzemni vodovi 35 kV čiji stupovi ne zadovoljavaju (statički) (npr. dotrajali armirano betonski stupovi) mogu se pri zamjeni stupova pretvoriti u dvostruke vodove 35 kV i time povećati prijenosnu moć, smanjiti gubitke i stabilizirati napon,
- nadzemne vodove 35 kV koji se nalaze na području učestalih vremenskih nepogoda (bura, snijeg, led) koje učestalo havariraju mrežu sustavno zamijeniti ili izoliranim nadzemnim kabelima 35 kV (s optičkim signalnim vodičem) ili podzemnim kabelima dugoročno dostatnog presjeka (npr. 500 mm<sup>2</sup>),
- s kontekstu smart grids tehnologija i nužnosti osiguravanja komunikacijskog puta među svim čvorovima u 35 kV mreži, ozbiljno razmotriti reinkarnaciju OPGW ili se načelno opredijeliti za zamjenu golih vodiča izoliranim nadzemnim kabelima (u koje je integriran i optički signalni vodič).

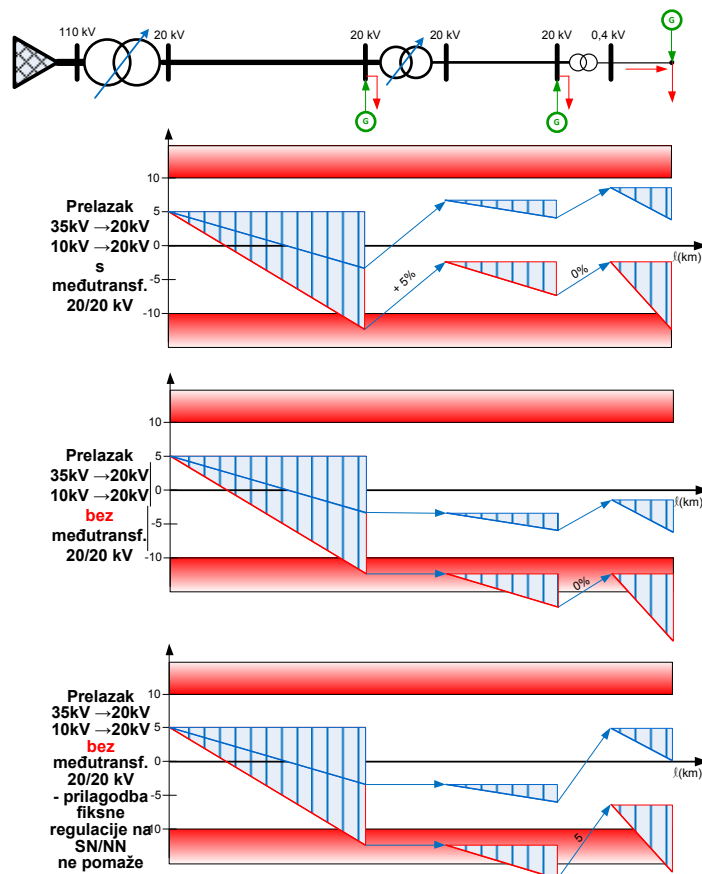


Slika 10: Efekt prelaska s 10 kV na 20 kV i udvostručenja prijenosne moći vodova 35 kV, te ARN

Prelazak sa stabilnijeg 35 kV napona na znatno ranjiviji 20 kV napon iziskuje vrlo veliki oprez (slika 11). Uz zadržavanje postojećeg presjeka voda za isto opterećenje pad/porast napona duž 35 kV voda na 20 kV naponu je 175% pada/porasta napona na 35 kV vodu (dakle, 75% veći), a u apsolutnim iznosima radi se o tri puta većim iznosima pada/porasta napona. Dakle, ovaj korak „rušenja“ naponske razine s 35 kV na 20 kV rijetko kada ima smisla, a i tada isključivo uz značajno smanjenje impedancije voda (ili dvostruki vod ili drastično povećanje presjeka).

Moguće opcije i pripadajući kriteriji za rekonstrukciju TS 35/10 kV:

- TS 35/10 kV postaje TS 110/20 kV** ako su susjedne TS 110/x preopterećene ili ako je opterećenje TS 35/10 kV doseglo instaliranu snagu transformatora 110/20 kV, dakle, opterećenje je barem 15 MW, odnosno 12 MW ako je u trafopodručju stopa rasta konzuma veća od 1,5% godišnje ili ako je postojeća pojna TS 110/x udaljena više od 50 km
- TS 35/10 kV postaje rasklopište 20 kV sa statusom produženih sabirnica pojne TS 110/20 kV**, sa ili bez uzdužne tranformacije 20/20 kV s automatskom regulacijom napona, ako je povezano s pojnom TS 110/20 kV vodom 20 kV čija prijenosna moć odgovara minimalno KB Al, 3x300 mm<sup>2</sup>. Preduvjet za status rasklopišta je da na sabirnicama 20 kV (sekundarnim, ako postoji i uzdužna transformacija) napon ostaje unutar  $\pm 3\%U_n$ , tj. da je promjena napona na „produženim sabirnicama“ 20 kV najviše  $\pm 3\%$  (u odnosu na napon u pojnoj TS). Po potrebi se ovaj uvjet može ispuniti odgovarajućom ARN. U ovom slučaju izvrsno bi poslužio rekonstruirani vod 35 kV (ili dvostruki nadzemni, ili KB 500 mm<sup>2</sup>) u fazi kada TS 35/20 kV dostigne status rasklopišta 20 kV
- TS 35/10 kV ostaje TS 35/10 kV s trendom prelaska 10 kV na 20 kV** i mogućnošću ugradnje ARN.



Slika 11: Efekt prelaska s 35 kV na 20 kV naponsku razinu uz zadržavanje postojećih presjeka vodova

Nedostatak Master plana je neselektivna konstatacija da svaka TS 35/10 kV treba biti rekonstruirana s idejom da će jednom biti 110/20 kV. Gustoća TS 110/20 kV istovjetna gustoći TS 35/10 kV može biti opravdana samo u ekstremno visokim gustoćama konzuma (središta velikih gradova, industrijski kompleksi). U svim ostalim slučajevima treba odmah u početku razmatranja napuštanja 35 kV mreže odrediti koju od tri namjene bi pojedina TS 35/10 kV mogla steći u budućnosti i temeljem toga koncipirati buduću mrežu. Nova inačica Master plana treba obuhvatiti sve opcije i kriterije za odabir pojedine opcije.

Opisana mogućnost pretvaranja TS 35/10 kV u produžene sabirnice 20 kV pojne TS 110/20 kV rješava osnovno pitanje neprimjerenosti (prevelike) gustoće TS 110/20 kV u slučaju gašenja 35 kV naponske razine i prelaska svih TS 35/10 kV na 110/20 kV. Naime, ako bi se „prvi prsten“ TS 35/10 kV koje su u „orbiti“ oko pojne TS 110/20 kV pretvorio u produžene sabirnice 20 kV i ne bi tražio primarni 110 kV napon, broj TS 35/10 kV koje bi u konačnici prešle na 110 kV bi se smanjio na gotovo petinu (na 20%), a moguće i više, ako bi se uvela ARN, jer bi tada doseg regulacije napona prodro vrlo daleko od pojne TS 110/20 kV u dubinu njenog trafopodručja. Neka se zamisli ruralna mreža u kojoj postoji TS 110/35/10 kV koju se rekonstruira na 110/20 kV. Neka ova TS ima 4 izvoda 35 kV od kojih svaki čini jednu granu otvorene petlje 35 kV s nekoliko TS. Ako se od pojne TS 110/x kV do najbližih TS 35/10 kV položi „mega vod“ velikog presjeka i te prve TS dobiju status produženih sabirnica 20 kV (sa ili bez ARN), dugoročno gledano te četiri TS (koje su dobile status produženih sabirnica) neće se morati nikada opremiti 110 kV primarom, a TS 110/35/10 kV pretvorena u TS 110/20 kV bit će dostatno opterećena, jer će preuzeti teret tercijara TS 110/35/10 kV i još teret trafopodručja 4 okolne TS 35/10 kV koje su postale produžene sabirnice s vrlo stabilnim naponskim profilom na sabirnicama. Dakle, ako je svaka TS 35/10 kV imala npr. vršno opterećenje samo 2,5 MW – njih 5 zajedno već daju opterećenje od 12,5 MW, što je itekako opravdano za transformaciju 110/20 kV, 20 MVA, tj. u konačnici 2x20 MVA.

#### 4. PUT PREMA ZAKLJUČKU

Koncepcija razvoja distribucijske mreže HEP-ODS-a temelji se na Master planu [1], izrađenom prije 18 godina koji daje viziju distribucijske mreže tijekom 30 godina (2000. – 2030.). U trenutku izrade Master plana nije još bilo niti nagovještaja velikih promjena koje su se u međuvremenu ostvarile, a koje



dovode u pitanje temeljne pretpostavke na kojima se gradio Master plan: pojava DI i sve intenzivnija integracija DI u distribucijskoj mreži, razgraničenje prijenosne (i 110 kV mreže) od distribucijske mreže s izdvajanjem HOPS-a iz HEP-a, nužnost uvođenja novih tehnologija - napredne mreže (smart grids).

Ključna odrednica Master plana je prelazak sa 110/35/10 kV na izravnu transformaciju 110/20 kV i stoga postupno odumiranje 35 kV mreže.

Integracija DI dovela je do znatno većeg (i više od dvostruko većeg) raspona fluktuacije napona u pojedinoj točki u distribucijskoj mreži uz istodobno smanjenje opterećenja u mreži. Zbog prve pojave nemoguće je održati naponske okolnosti u mreži unutar postojećih granica ako napojni pravac prijeđe s 35 kV na 20 kV zbog ukidanja 35 kV razine, a ako nema povećanja opterećenja na sučelju s prijenosnom mrežom nema opravdanja za prelazak napojnog pravca s 35 kV na 110 kV.

Činjenica br. 1: Uspješno se ostvaruje postupni prelazak s 10 kV na 20 kV razinu predviđen Master planom. Realno je očekivati da će u konačnici sva 10 kV mreža (s izuzetkom mreža čiji konzum odumire) prijeći na 20 kV.

Činjenica br. 2: Naponska razina 35 kV „preblizu“ je naponu 20 kV da bi mogla primjereno „opslužiti“ sebi podređenu 20 kV mrežu. Stoga je Master planom predviđeno gašenje 35 kV mreže koja bi u konačnici trebala prijeći na 110 kV da bi mogla biti primjereni oslonac 20 kV mreži.

Činjenica br. 3: Predviđana stopa rasta konzuma (potrošnje) se ne ostvaruje (izuzev u najrazvijenijim urbanim jezgrama, dakle u samo par najvećih gradova u RH), čak, štoviše, u mnogim područjima bilježi se pad, a ne porast potrošnje. U sadašnjoj gustoći potrošnje naponska razina 110 kV je u mnogim područjima „prejaka“ za 20 kV, tj. 20 kV vodovi ne mogu na dovoljnu udaljenost iznijeti snagu koja je u TS 110/20 kV raspoloživa (a ta se udaljenost „dosega“ 20 kV mreže dodatno smanjuje zbog većeg raspona fluktuacije napona koju uvode DI). Zbog toga bi trebalo povećati gustoću TS 110/20 kV.

Činjenica br. 4: Razgraničenjem prijenosne od distribucijske mreže po kriteriju da je čitava 110 kV mreža isključivo prijenosna mreža, širenje 110 kV mreže samo zbog stabiliziranja napona u 20 kV mreži (što je potrebno zbog gašenja 35 kV mreže) tamo gdje nema povećanja opterećenja postojećih transformacija 110/x u najvećem broju slučajeva nije moguće tehno-ekonomski opravdati pred HOPS-om.

Činjenica br. 5: Sve se više DI priključuje na 35 kV, čime se, umjesto gašenja, 35 kV mreža razvija. Priključenje tih elektrana je moguće samo na 35 kV jer 10 kV, a niti 20 kV naponska razina nije dovoljno jaka (dovoljno male impedancije) da bi bila dovoljno naponski stabilna za kolebanje napona koje unosi kumulativ DI u razmatranom području. Opcija izgradnje vodova 110 kV i TS 110/20 kV samo zato da bi se na njen sekundar priključio DI od nekoliko MW nije optimalan (ni za HEP-ODS, ni za DI, ni za HOPS) a HEP-ODS niti želi niti mu je dopušteno odbiti priključenje DI (priključne snage do 10 MW) ako ju je moguće priključiti na 35 kV naponsku razinu.

Činjenica br. 6: Uvodi se ARN u TS 35/10(20) kV čime se značajno stabiliziraju naponske okolnosti u SN mreži i tako povećava zalihnost u mreži, što odgađa potrebu za prelaskom sa 35 kV na 110 kV naponsku razinu, posebice ako nema povećanja opterećenja.

Činjenica br. 7: Postojeći vodovi 35 kV su stari i trebaju revitalizaciju. Vodovi su većinom dvostruko stariji od svog životnog vijeka, a nisu obnavljani jer se predviđalo gašenje 35 kV razine. Kada se već mora ulagati u obnovu vodova, u područjima u kojima se 35 kV mreža očito razvija (dakle, ne napušta se), nije li logično dvostruko povećati prijenosnu moć vodova 35 kV, kako bi oni bili primjereni dvostruko većoj prijenosnoj moći 20 kV mreže (u odnosu na dosadašnju 10 kV)?

Činjenica br. 8: Ako se vodovima 35 kV pri revitalizaciji dvostruko poveća prijenosna moć, oni će se ponašati kao nova naponska razina, nazovimo je 35<sup>+</sup> kV (koja odgovara razini 63 kV) ali bez problema vezanih za uvođenje sasvim nove naponske razine, sposobna primjereno opslužiti 20 kV, a u kombinaciji s ARN na TS 35/10(20) kV omogućiti i priključenje brojnih novih korisnika mreže (i DI i kupaca).

Činjenica br. 9: Ako se zbog priključenja novih korisnika pojavi potreba za većom zalihnosti u transformaciji 35/20 kV, treba kroz novu inačicu Master plana predvidjeti i način povećanja instalirane snage transformacije 35/20 kV (provjeriti je li koncept s max. 2x8 MVA još održiv uz jake vodove 35<sup>+</sup> kV).

Činjenica br. 10: Ako se značajno (barem dvostruko) poveća prijenosna moć vodova 35 kV moći će se ozbiljno razmotriti pogon u petlji mreže na 35<sup>+</sup> kV naponskoj razini. To, dakako, podrazumijeva i dodatne zahvate u 35 kV postrojenju da bi doraslo zahtjevima razine 35<sup>+</sup> kV, kao i sasvim drugi koncept zaštite vodova (po uzoru na prijenosnu mrežu) što predstavlja veliki iskorak za HEP-ODS u tehnološkom smislu, te stoga i veliki izazov za HEP-ODS.

Kada bi HEP-ODS raspolagao naponskom razinom u kojoj je normalan pogon u petlji (ne radijalan) i koja ima dostanu zalihnost za napajanje podređene naponske razine u  $n$  i  $n-1$  stanju, on bi mogao preuzeti odgovornost za stabilni pogon svoje mreže, uključivo i za pričuvno napajanje kroz svoju ( $35^+$  kV) mrežu. Takav koncept bio bi primjeren odziv na novonastale okolnosti u mreži koje su dovele u pitanje održivost pogona distribucijskog sustava, tj. otvorile pitanje postoje li uopće preduvjeti za osamostaljivanje HEP-ODS-a u skrbi o svom sustavu i preuzimanje odgovornosti prema korisnicima distribucijske mreže u novonastalim okolnostima.

## 5. ZAKLJUČAK

Ako jedan operator sustava ne može upravljati tokovima snaga u svojoj mreži (jer energiju može samo jednim pravcem preuzimati iz prijenosne mreže), koje opcije upravljanja i optimiranja svog pogona on zapravo ima? Sustav koji nema barem jednu naponsku razinu s pogonom u petlji – nije samostalan sustav. Dok je HOPS bio u HEP-u, nesamostalnost distribucijske mreže bila je nebitna – jer ovisnost o prijenosnoj mreži nije bila ovisnost o „stranom“ operatoru, nego o prijenosnoj mreži „unutar kuće“. Nakon izdvajanja HOPS-a te uvođenja tržišnih pravila koja i HOPS-u nameću drugačije raspolaganje resursima, posvemašnja ovisnost radijalne distribucijske mreže o prijenosnom sustavu postaje hendikep zbog kojeg HEP-ODS ne može upravljati tokovima snaga u svojoj mreži, optimalno upravljati pogonom u svojoj mreži, niti optimalno koristiti resurse svoje mreže. Dakle, ne može se osamostaliti.

Nedvojbeno je da je nužno preispitati postojeće smjernice kojima se određuje dugoročna strategija razvoja distribucijske mreže [1], te ih doraditi (izraditi novu-aktualnu inačicu Mater plana) kako bi dale nužne odgovore na novonastale okolnosti u distribucijskoj mreži.

Za područja s velikom gustoćom potrošnje optimalna je izravna transformacija 110/20 kV, pri čemu je 110 kV mreža izvorno distribucijske namjene, jer doprema energiju izravno u težite konzuma, gdje se, u minimalnom radijusu od TS 110/20 kV, energija i konzumira (kratki 20 kV rasplet). Namjena ove 110 kV mreže je napajanje lokalnog distribucijskog konzuma, te osiguravanje redundantnog napajanja na vrlo uskom području, bez prijenosa energije na velike udaljenosti - dakle, tipična distribucijska namjena. U ovakvim okolnostima iznimno je važno prepoznati isključivo distribucijsku namjenu lokalne 110 kV mreže, te u tom smislu ustrajati na izmjeni [12] na način da se razgraničenje prijenosne i distribucijske mreže u ovim slučajevima pomakne na vod 110 kV koji izlazi iz obuhvata područja vrlo visoke koncentracije potrošnje (na rub velikog grada), dok bi 110 kV mreža u području velike gustoće potrošnje bila distribucijska, u vlasništvu HEP-ODS-a. Tada bi HEP-ODS u velikim gradovima imao svoje dvije naponske razine (iznad NN), tj. 110 kV (u pogonu u petlji) i 20 kV (radijalnu), čime bi ispunio nužan preduvjet za samostalno upravljanje i vođenje pogona distribucijske mreže.

Za područja niže i niske gustoće potrošnje optimalno je zadržati i 35 kV naponsku razinu, tj. sustav 110/35<sup>+</sup>/20 kV, na način da se pristupi sustavnoj revitalizaciji postojeće 35 kV mreže (i vodoval!) s ciljem povećanja prijenosne moći i nužnog opremanja radi omogućavanja pogona u petlji mreže na 35<sup>+</sup> kV. Tada bi HEP-ODS izvan velikih gradova imao dvije naponske razine (iznad NN), tj. 35<sup>+</sup> kV (u pogonu u petlji) i 20 kV (radijalnu), što je preduvjet za samostalno upravljanje, optimalno iskorištenje resursa u vlastitoj mreži i samostalno vođenje pogona distribucijske mreže.

Prije pristupanja izmjeni ključnih akata ([1] i [12]) HEP-ODS treba si postaviti samo jedno pitanje: Je li spreman poduzeti sve što je potrebno da se osamostali u skrbi i upravljanju pogonom u svom sustavu i preuzme odgovornost prema korisnicima distribucijske mreže u ovim vrlo ozbiljnim novonastalim okolnostima? Odgovor na ovo pitanje zapravo daje ocjenu perspektive opstanka nacionalnog distribucijskog sustava u RH. Pitanje je uistinu: Biti li ne biti? Odgovor ne, isto kao i izostanak ikakvog odgovora, znači da će se u konačnici distribucijski sustav raspasti na male komunalne nesamostalne i neupravljive 20 kV radijalne segmente distribucijske mreže koje će u potpunosti ovisiti o pojnoj TS 110/20 kV, dakle o mreži drugog operatora, i funkcionirati kao lokalna komunalna infrastruktura na razini pojedine lokalne samouprave (općine ili grada). Dakle, biti ili ne biti za nacionalni distribucijski sustav – pitanje je sad.

## 6. LITERATURA

- [1] S. Žutobradić, T. Baričević, L. Wagmann, „Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. Godine (Master plan)“ EIHP, Zagreb, lipanj 1998.
- [2] M. Dokmanić, „O izboru napona, presjeka vodiča i gustoće transformacijskih stanica u jugoslavenskim mrežnim sistemima“, Elektrotehnički vestnik, Ljubljana, rujanj-listopad, 1950.

- [3] R. Schenner, „Optimalni omjer transformacije u razdjelnim mrežama“ Institut za elektroprivredu, Zagreb, 1979.
- [4] M. Plaper, „Principi optimalnosti u mrežama za prijenos i distribuciju električne energije“, Elektroinštitut Milan Vidmar-Ljubljana, 1980.
- [5] E. Mihalek, J. Moser, „Perspektivni naponski sustav u elektrodistributivnoj mreži SR Hrvatske, Knjiga I i II, Institut za elektroprivredu, Zagreb, 1983/84.
- [6] S. Žutobradić, R. Schenner, „Strategija sanacije i razvoja distribucijske mreže“, Institut za elektroprivredu, Zagreb, 1992.
- [7] S. Žutobradić, R. Schenner, K. Mehičić, D. Meštrović, „Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja (metodološke osnove)“, IEE, Zagreb, 1993.
- [8] S. Žutobradić, T. Baričević, „Konceptija sanacije i razvoja distribucijskih mreža“, EIHP, Zagreb, rujan 2000.
- [9] E. Mihalek, T. Baričević, „Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV“, EIHP, Zagreb, studeni, 2009.
- [10] „Metodologija i kriteriji planiranja razvoja distribucijske mreže“, HEP-ODS d.o.o. Zagreb, listopad, 2013.
- [11] C. Puret „MV public distribution network through the world“, Cahier Technique Merlin Gerin n°155, Lyon, march, 1992.
- [12] „Načela razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije“, HEP d.d, Zagreb, ožujak, 2013.
- [13] M. Skok, G. Majstrovic, M. Džamarija, T. Baričević, M. Maričević, M. Lasić, M. Boras, „Uvjeti priključenja elektrana na distribucijsku mrežu“, knjiga 1, EIHP, Zagreb, srpanj, 2011.