

FORMIRANJE SREDNJOROČNOG PLANA ZA UVOĐENJE DISTRIBUTIVNE MREŽE NA GRANICI FUNKCIONALNOSTI I SIGURNOSTI U PROPISANE OKVIRE RADA

A. Šaranović, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", Srbija

M. Marković, S. Minić, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", Srbija

1. UVOD

Činjenica je da kontinualne analize prethodnog rada elektrodistributivne mreže i planiranje njenog daljeg razvoja značajno doprinose njenom kvalitetnijem i ekonomičnijem funkcionisanju. U okviru ovog rada biće izložena analiza funkcionisanja jedne elektrodistributivne mreže koja se nalazi na granici funkcionalnosti i sigurnosti. Biće predstavljeni rezultati analiza sprovedenih u okviru Studije "Analiza funkcionisanja distributivnih mreža 10-110 kV, prognoza potrošnje i srednjoročni plan razvoja na području ED Novi Pazar" ([1]), čiji je cilj bio da se ukaže na kritična mesta u elektrodistributivnoj mreži na ovom području i da se formira srednjoročni plan njenog razvoja, koji obuhvata četvorogodišnji period, kako bi se ona postepeno dovela u propisane okvire rada.

Reč je o elektrodistributivnoj mreži koju karakteriše visok nivo gubitaka koji je za 2009 godinu (u toku koje su prikupljeni podaci i pripremane podloge neophodne za analize) iznosio 32%, s tendencijom daljeg rasta (32% u 2010. godini, 36% u 2011. godini). Pored ovog faktora, ovu mrežu karakterišu i izuzetno loše naponske prilike na značajnom delu područja koje snabdeva električnom energijom, a posebno je kritična situacija na području Tutina. Važno je ukazati i na prisustvo visokog nivoa opterećenja kako transformacije 110/X kV (ukupno je instalirano 2x31.5 MVA u TS 110/35 kV Novi Pazar 1 i 1x31.5 MVA u transformaciji 110/10 kV u TS Novi Pazar 2), tako i transformacije 35/10 kV, što implicira problem sigurnog napajanja.

Jedan od važnih doprinosa ove Studije jeste formiranje kvalitetnih polaznih podloga kroz pripremu i sistematizaciju podataka koje su znatno unapređene zahvaljujući raspoloživim georeferenciranim digitalizovanim podlogama što je omogućilo identifikaciju elemenata poslovnog i tehničkog informacionog sistema (PIS-a i TIS-a) na njima, čime je postavljena dobra osnova za formiranje geografskog informacionog sistema (GIS). Povezivanje PIS-a, TIS-a i GIS-a doprinosi formiranju kvalitetnijih modela elektrodistributivnih mreža sa kojima se ulazi u analize, što omogućava da se ima tačniji uvid u njihovo funkcionisanje i da se preciznije snimi prostorna raspodela opterećenja ([3]). To predstavlja dobru osnovu za analize u mreži 0.4 kV (optimizacija uklopnog stanja, smanjenje gubitaka i sl.).

U radu će u kratkim crtama biti predstavljena i metodologija sprovedene prognoze potrošnje električne energije čiji su rezultat opterećenja po presečnim godinama analiziranog perioda ([4]). U posebnom poglavlju biće izložen formirani srednjoročni plan razvoja, kao i raspodela ukupnog kapitala (oko 9 miliona €) koji treba investirati da bi se realizovalo stanje mreže koje ispunjava sve kriterijume definisane Pravilima o funkcionisanju distributivnog sistema ([2]).

2. METODOLOGIJA ZA PRORAČUN OPTEREĆENJA I PROGNOZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.1. Metodologija za proračun opterećenja

Za potrebe sprovedenih analiza modelovana su opterećenja po TS 10/0.4 kV shodno energijama isporučenim kupcima koji se napajaju sa datih TS, u periodu april 2008-mart 2009. godine. Koeficijent srazmere modelovanog aktivnog opterećenja i energije isporučene kupcima je recipročna vrednost *prosečnog vremena energije isporučene kupcima*. Za analizu funkcionisanja rada mreže 110 kV usvojeno je prosečno vreme korišćenja energije isporučene kupcima od 3000 sati (T_{PKE} po TS), dok je za analizu rada mreže nižih naponskih nivoa usvojeno prosečno vreme korišćenja energije isporučene kupcima od 2500 sati (T_{PKE} po SN).

Ekvivalentno vreme trajanja vršne snage na nivou TS 110/X kV (T_{EKV}) je dobijeno kao količnik protekle energije i vršnog opterećenja odgovarajućih TS 110/X kV (TABELA 1). U pomenutoj tabeli su, za dve TS 110/X kV sa područja Novog Pazara, izračunata ekvivalentna vremena trajanja vršne snage na nivou obračunske godine (npr. obračunska godina 2008. podrazumeva period 1. april 2008-30. mart 2009. godine). Kao što se iz tabele može videti, parametri za TS 110/X kV Novi Pazar 1 i Novi Pazar 2 su predstavljeni zbirno (suma aktivnih energija proteklih kroz ove TS i zbir maksimuma njihovih opterećenja) zbog relativno čestih promena uklopnog stanja, odnosno zbog čestog međusobnog preuzimanja opterećenja između ovih TS.

TABELA 1 - Pregled godišnjih vršnih opterećenja i proteklih energija, prodate i nabavljene energije i gubitaka

| Period | 2008 | 2007 | 2006 | 2005 | 2004 | 2003 | 2002 | 2001 | 2000 |
|------------------------------|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Napojna TS | AKTIVNA ENERGIJA - nabavka (kWh) | | | | | | | | |
| TS 110/35 kV Novi Pazar 1 | 246 302 776 | 228 925 292 | 241 656 171 | 261 678 497 | 252 700 093 | 249 189 737 | 230 877 267 | 232 707 472 | 200 372 380 |
| TS 110/35/10 kV Novi Pazar 2 | 101 776 736 | 106 541 111 | 70 442 856 | 47 678 070 | 36 538 920 | 34 204 500 | 43 749 915 | 30 641 160 | 31 442 235 |
| Zbirno Novi Pazar 1 i 2 | 348 079 511 | 335 466 403 | 312 099 027 | 309 356 567 | 289 239 013 | 283 394 237 | 274 627 182 | 263 348 632 | 231 814 615 |
| | MAKSIMALNO OPTEREĆENJE (kW) | | | | | | | | |
| TS 110/35 kV Novi Pazar 1 | 65 470 | 58 716 | 47 880 | 57 316 | 57 036 | 55 552 | 51 268 | 51 268 | 48 000 |
| TS 110/35/10 kV Novi Pazar 2 | 25 410 | 30 690 | 19 998 | 16 566 | 11 286 | 11 286 | 13 662 | 10 956 | 11 616 |
| Zbirno Novi Pazar 1 i 2 | 90 880 | 89 406 | 67 878 | 73 882 | 68 322 | 66 838 | 64 930 | 62 224 | 59 616 |
| | Tekv (h) | | | | | | | | |
| TS 110/35 kV Novi Pazar 1 | 3 762 | 3 899 | 5 047 | 4 566 | 4 431 | 4 486 | 4 503 | 4 539 | 4 174 |
| TS 110/35/10 kV Novi Pazar 2 | 4 005 | 3 472 | 3 522 | 2 878 | 3 238 | 3 031 | 3 202 | 2 797 | 2 707 |
| Zbirno Novi Pazar 1 i 2 | 3 830 | 3 752 | 4 598 | 4 187 | 4 233 | 4 240 | 4 230 | 4 232 | 3 888 |
| | AKTIVNA ENERGIJA - prodaja (kWh) | | | | | | | | |
| Zbirno Novi Pazar 1 i 2 | 236 951 136 | 243 121 129 | 237 609 544 | 235 202 106 | 226 707 274 | 221 886 666 | 217 130 963 | 210 237 944 | 197 355 714 |
| | PROCENAT GUBITAKA | | | | | | | | |
| Zbirno Novi Pazar 1 i 2 | 32% | 28% | 24% | 24% | 22% | 22% | 21% | 20% | 15% |

Prosečno vreme korišćenja energije isporučene kupcima (T_{PKE}) dobijeno je iterativnim postupkom, pri čemu je u svakoj iteraciji izvršena analiza tokova snaga u modelovanoj mreži. U svakoj iteraciji usvojena vrednost T_{PKE} korišćena je za proračun opterećenja sa kojima pojedine TS 10/0.4 kV ulaze u proračun tokova snaga i to tako što je ukupna *proračunska energija* svih kupaca koji se napajaju iz pojedine TS 10/0.4 kV podeljena sa vrednošću T_{PKE} . Za kupce kod kojih ne postoji merenje snage, proračunska energija je jednaka preuzetoj energiji (na nivou obračunske godine). Za sve kupce kod kojih postoji merenje snage, određuje se vreme trajanja maksimalne snage kao količnik preuzete energije i zabeleženog maksimalnog opterećenja (na nivou obračunske godine). Ukoliko je vreme trajanja maksimalne snage veće od usvojene vrednosti za T_{PKE} , smatra se da je kupac postigao maksimalno opterećenje u trenutku maksimalnog opterećenja TS 110/X kV, pa u vršno opterećenje na nivou TS 110/X kV "ulazi" sa svojom maksimalnom snagom, odnosno, njegova proračunska energija se dobija kao proizvod njegove maksimalne snage i usvojene vrednosti za T_{PKE} . U slučaju da je vreme trajanja maksimalne snage kupca manje od usvojene vrednosti za T_{PKE} , smatra se da maksimalno opterećenje kupca nije jednovremeno sa maksimalnim opterećenjem na nivou TS 110/X kV, pa se za njegovu proračunsku energiju usvaja vrednost preuzete energije na nivou obračunske godine. Takođe se kroz nekoliko iteracija dolazi i do vrednosti faktora snage koji će se koristiti za proračun reaktivnog opterećenja kod kupaca koji imaju samo merenje utrošene aktivne energije. Cilj iterativnog postupka je bio da se dobiju takvi tokovi aktivnog i reaktivnog opterećenja kroz TS 110/X kV Novi Pazar 1 i 2 koji će što približnije odgovarati zabeleženim vrednostima kada su u pitanju maksimalne godišnje vrednosti aktivnih i reaktivnih opterećenja pomenutih TS. Potrebno je naglasiti da su opterećenja TS 110/X kV Novi Pazar 1 i 2 posmatrana zbirno.

Na opisani način dobijena je vrednost za prosečno vreme korišćenja energije isporučene kupcima od 3000 sati za područje ED Novi Pazar, koje je korišćeno za analizu rada 110 kV mreže.

Reaktivno opterećenje izračunato je na osnovu aktivnog opterećenja i usvojenog faktora snage 0.976, za kupce u svim kategorijama osim u slučaju kupaca koji imaju mernu grupu i sa čijim faktorom snage se raspolagalo.

Pošto se nije raspolagalo merenjima u sistemu SCADA, nije postojala mogućnost egzaktnog proračuna ekvivalentnog vremena trajanja vršne snage po srednjenaponskim izvodima, pa je usvojena vrednost od 3500 sati, na osnovu podataka dobijenih iz distributivnih preduzeća sa sličnim konzumom, koja raspolažu kompletnim SCADA sistemom.

Za analizu rada 10 kV mreže određeno je prosečno vreme korišćenja energije isporučene kupcima na nivou srednjenaponskih izvoda i proračunata je vrednost od 2500 sati.

2.2. Prognoza potrošnje električne energije

Da bi se formirala dobra prostorna raspodela potrošnje, prognoza potrošnje električne energije se sprovodi po pojedinim kategorijama kupaca. Izdvojene su sledeće kategorije: "domaćinstva", "ostala potrošnja", "javna rasveta" i "velepotrošači". Konačni rezultati prognoze su opterećenja raspoređena po postojećim TS X/0.4 kV po svim presečnim etapama i dobijaju se sabiranjem prognoziranih opterećenja za svaku od kategorija potrošnje. Za svaku od kategorija potrošnje formirana je niža i viša varijanta prognoze koje obuhvataju period do 2030. godine (presečne godine su 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2016, 2020, 2030).

Prethodno je za sve kupce izvršena provera kada je u pitanju podatak o tome sa koje se TS 10/0.4 kV napajaju i kom popisnom naselju pripadaju. Za kupce u kategoriji domaćinstava, u bazi podataka dodata je i informacija o tome da li koriste usluge daljinskog grejanja.

Kada je reč o kategoriji "domaćinstava" posebno je prognozirana potrošnja električne energije za potrebe grejanja, a posebno potrošnja električne energije za ostale namene. Prognoziraju se specifične potrošnje za svako naselje, posebno se prognozira kako će se kretati broj domaćinstava u svakom od popisnih naselja, izračunavaju se procenti promena ovih potrošnji po definisanim presečnim godinama za naselja, a zatim se ti procenti primenjuju na potrošnju za potrebe grejanja i za ostale namene na konzumu svake od TS 10/0.4 kV, prema naselju kojem ta potrošnja pripada.

Prognozirani je prilično veliki porast potrošnje domaćinstava od 56% u naredne 22 godine (oko 2.04% godišnje) u nižoj varijanti prognoze, odnosno 71% u višoj varijanti prognoze (oko 2.47% godišnje). Ovi rezultati su posledica nekoliko činjenica:

- područje Novog Pazara je jedno od retkih na teritoriji Srbije na kome je između dva poslednja popisa, 1991. i 2002. godine, zabeležen porast broja stanovnika. Prema podacima iz Republičkog zavoda za statistiku taj porast je nastavljen i u periodu 2003-2008. godina. Bilo je logično računati sa značajnim rastom broja stanovnika, odnosno domaćinstava, i u okviru ove prognoze;
- dostignut je prilično visok nivo specifične potrošnje domaćinstava na ovom području (oko 5050 kWh/domaćinstvu), što je svakako posledica činjenice da, kada je u pitanju prosečan broj članova po domaćinstvu, za gotovo sva naselja sa ovog područja, vrednosti su značajno veće u odnosu na vrednosti koje su karakteristične za ostala područja Srbije;
- u ovom trenutku ne postoje konkretni planovi koji se odnose na gasifikaciju, kao ni na eventualnu intenzivniju toplifikaciju na ovom području;
- godišnji procenat rasta potrošnje domaćinstava od 2.47%, koji je dobijen kao rezultat više varijante prognoze, nalazi se na nivou godišnjeg procenta koji je ostvaren na ovom području ako se posmatra period od poslednjih 11 godina (2.56% za period 1998-2008. godina). Pretpostavka da bi se taj trend mogao nastaviti je definisao višu, optimističku varijantu prognoze. Niža varijanta prognoze pretpostavlja nešto sporiji porast potrošnje energije u kategoriji domaćinstava.

Kategorija "ostala potrošnja" obuhvata raznorodne grupe kupaca: virmanci II stepena - razni lokali, firme, prodavnice, zanatski i trgovinski centri, kao i zajednička potrošnja stambenih objekata. Za ovu kategoriju kupaca usvojen je fiksni procenat rasta električne energije na godišnjem nivou, i to za period 2009-2010.godine prognozira se pad potrošnje u ovoj kategoriji i to na godišnjem nivou od -5% u nižoj varijanti prognoze, odnosno -2% u višoj varijanti prognoze, dok je za period 2011-2030. godine usvojen godišnji procenat rasta od 2.5% u nižoj varijanti, odnosno 4.5% u višoj varijanti prognoze. Procenti rasta električne energije za ovu kategoriju su usvojeni na osnovu analize prodaje električne energije u ovoj kategoriji kupaca u nekoliko prethodnih godina. Za prve dve godine perspektivnog perioda računato je sa padom potrošnje u ovoj kategoriji jer nije realno očekivati pojavu značajnog broja novih kupaca zbog trenutne ekonomske situacije koja je posledica globalne svetske ekonomske krize. Ova potrošnja je na opisani način prognozirana po mestima gde je ona već locirana.

Na isti način prognozirani su i tzv. "mali velepotrošači" koji predstavljaju podgrupu iz kategorije "velepotrošači".

Usvojeni procenti porasta znače da će se iznosi ove energije do kraja perspektivnog perioda povećati 48% u nižoj varijanti prognoze, odnosno 132% u višoj varijanti prognoze, što u stvari predstavlja deo rezerve za pojavu novih kupaca u ovoj kategoriji, ali i novih kupaca u kategoriji I stepen na 0.4 kV.

Prognoza potrošnje električne energije u ovoj kategoriji sprovedena je samo po TS 10/0.4 kV, a iznosi po naseljima nemaju veći značaj za analizu.

Potrošnja iz kategorije "javna rasveta" se pognozira na isti način kao i "ostala potrošnja", dakle, sa fiksnim procentom rasta na nivou godine, s tim što su usvojene vrednosti godišnjeg porasta 5% u nižoj varijanti prognoze i 6% u višoj varijanti prognoze. Na opisani način je proračunat porast potrošnje električne energije za kategoriju "javne rasvete" po TS 10/0.4 kV na kojima je ona već prisutna.

Ono što je specifično za područje Novog Pazara jeste da u velikom broju naselja nema javne rasvete i da bi eventualno trebalo računati sa pojavom potrošnje u ovoj kategoriji i u tim naseljima. Izdvojena su naselja kao i TS 10/0.4 kV koje napajaju potrošače u njima. Na osnovu analize podataka o potrošnji u kategoriji "javna rasveta" koja je realizovana u obračunskoj 2008. godini, proračunata je specifična vrednost električne energije od 100 kWh/domaćinstvu (ukupna registrovana energija u kategoriji "javna rasveta" podeljena je sa ukupnim brojem domaćinstava, dobijenim kao rezultat prognoze u 2008. godini, za naselja u kojima je prisutna javna rasveta). U okviru analize podataka o potrošnji u ovoj kategoriji u periodu od prethodnih 11 godina, posebna pažnja posvećena je naseljima u kojima se baš u tom periodu pojavljivala potrošnja u kategoriji "javna rasveta" i došlo se do zaključka da se godišnje javnom rasvetom "pokrivalo" prosečno ukupno oko 400 domaćinstava. Usvojena je pretpostavka da će se sa tom dinamikom nastaviti i u narednom periodu i to počev od 2010. godine - zbog trenutne ekonomske situacije u zemlji, u prvoj godini perspektivnog perioda nije računato sa pojavom javne rasvete u naseljima gde nije prisutna. Dakle, počev od 2010. godine vršen je izbor naselja u kojima će se pojaviti potrošnja u kategoriji "javna rasveta", tako da se godišnje obuhvati ukupno oko 400 domaćinstava. Potrebno je naglasiti da su iz ovog izbora izuzeta naselja koja imaju manje od 30 domaćinstava u 2008. godini. Izbor naselja je vršen po broju domaćinstava u 2008. godini, polazeći od naselja sa najvećim brojem domaćinstava, tako da se godišnje obuhvati ukupno oko 400 domaćinstava. Nakon pojavljivanja javne rasvete u datom naselju u nekoj od etapa razvoja (pojavljuje se nivo potrošnje koji je proračunat kao proizvod usvojene specifične vrednosti i prognoziranog broja domaćinstava u izabranom naselju u datoj godini), računato je sa fiksnim procentom rasta ove energije, i to sa istim usvojenim vrednostima procenata kao što je prognoziran porast potrošnje električne energije u kategoriji "javne rasvete" po TS 10/0.4 kV na kojima ona već postoji (u pitanju su usvojeni procenti za prognozu potrošnje u kategoriji "javna rasveta" - 5% u nižoj varijanti prognoze i 6% u višoj varijanti prognoze).

Kategorija kupaca "velepotrošači" je formirana na osnovu posebne baze podataka koja sadrži podatke o kupcima iz nekoliko grupa potrošnje: direktni kupci na 35 i 10 kV, kupci na 0.4 kV I stepen (svi navedeni imaju merenje snage, aktivne i reaktivne energije) i kupci 0.4 kV II stepen i zajednička potrošnja (imaju samo merenje aktivne energije). Dve poslednje grupe potrošnje prognozirane su u okviru prethodnih kategorija kao "ostala potrošnja", odnosno kao "javna rasveta".

Što se tiče kupaca koji imaju merenje snage, oni su podeljeni u dve potkategorije: "mali" i "veliki" velepotrošači. Podela je inicijalno izvršena na bazi godišnje vršne snage ("veliki" su iznad 50 kW) ili utrošene godišnje električne energije ("veliki" imaju potrošnju veću od 100000 kWh godišnje). Ideja je bila da se svi veliki velepotrošači pojedinačno anketiraju i zatim prognoziraju. Zbog velikog broja kupaca za anketiranje i dovoljnog poznavanja njihove prirode, za pojedinačno anketiranje su izdvojeni samo značajniji i oni su pojedinačno prognozirani. Svi ostali velepotrošači su svrstani u kategoriju "malih" i prognozirani su sa fiksnom stopom porasta potrošnje energije u okviru "ostale potrošnje".

"Veliki" velepotrošači su posebno prognozirani - uzet je u obzir njihov nivo potrošnje u prethodnom periodu, obavljani su direktni razgovori sa svakim od njih pojedinačno i na osnovu izvršenog anketiranja izvršena je direktna prognoza potrošnje električne energije za ove kupce po svim presečnim etapama. U okviru ove prognoze data je i prognoza za nove kupce čija je pojava izvesna. I za ovu kategoriju kupaca formirane su dve varijante prognoze: niža varijanta prognoze je rezultat detaljnih analiza ovih potrošača nakon obavljenog anketiranja, dok je viša varijanta prognoze dobijena tako što su maksimalne snage po presečnim etapama koje su definisane u nižoj varijanti prognoze za svakog od potrošača uvećane i to na sledeći način:

- za sve etape razvoja zaključno sa etapom do 2013. godine zadržan je isti nivo prognoziranog opterećenja iz niže varijante prognoze;
- za etapu razvoja do 2016. godine za svakog od potrošača maksimalna snaga iz niže varijante prognoze uvećana je za 5%;
- za etapu razvoja do 2020. godine za svakog od potrošača maksimalna snaga iz niže varijante prognoze uvećana je za 10%;
- za etapu razvoja do 2030. godine za svakog od potrošača maksimalna snaga iz niže varijante prognoze uvećana je za 20%.

Treba istaći činjenicu da je kod svih "velikih" velepotrošača prognozirano da će se značajno smanjiti potrošnja reaktivne energije ukoliko ona sada postoji. Na to će uticati cena kvarh koja već sada obezbeđuje ekonomičnu kompenzaciju kod kupaca na 0.4 kV, a očekuje se da se sličan paritet uskoro uspostavi i kod kupaca na 10, 35 i 110 kV. Potrebno je naglasiti da sa kompenzacijom nije računato u prve dve godine perspektivnog perioda, usvojena je ista vrednost za faktor snage kao u obračunskoj 2008. godini. Od etape razvoja u 2011. godini računa se da će se iskompenzovati svi potrošači kod kojih je u proračunskoj 2008. godini zabeležena vrednost faktora snage <0.9 i kod njih je u prognozi računato sa faktorom snage 0.95. Kod potrošača kod kojih je u obračunskoj 2008. godini zabeležen bolji faktor snage, računae se upravo s tom vrednosti do kraja perspektivnog perioda.

Ukupna prognoza potrošnje električne energije po TS 10/0.4 kV predstavlja zbir prognoza za pojedine kategorije potrošnje, po TS 10/0.4 kV. Već je detaljno opisano na koji način je proračunato aktivno opterećenje za pojedine kategorije kupaca. Reaktivno opterećenje je izračunato na osnovu aktivnog opterećenja i usvojenog faktora snage 0.976 za kupce iz kategorija "domaćinstava" i "javne rasvete", dok je za kategoriju "velikih velepotrošača" pojedinačno za svakog kupca direktno prognozirano i reaktivno opterećenje, odnosno, vrednost faktora snage. Kada je u pitanju kategorija "ostala potrošnja" (u okviru nje prognozirani su i tzv. "mali velepotrošači"), za one potrošače koji imaju samo merenje aktivne energije, reaktivno opterećenje je izračunato na osnovu aktivnog opterećenja i usvojenog faktora snage 0.976. Za potrošače koji imaju merenje aktivne i reaktivne energije, pri proračunu reaktivnog opterećenja u prve dve godine perspektivnog perioda (2009. i 2010. godina) usvojena je ista vrednost za faktor snage kao u obračunskoj 2008. godini. Od etape razvoja do 2011. godine računa se da će se iskompenzovati svi potrošači kod kojih je u proračunskoj 2008. godini zabeležena vrednost faktora snage <0.9 i kod njih je u prognozi računato sa faktorom snage 0.95. Kod potrošača kod kojih je u obračunskoj 2008. godini zabeležen faktor snage ≥ 0.9 , računa se upravo s tom vrednosti do kraja perspektivnog perioda.

Treba naglasiti da je prognozirano i smanjenje netehničkih gubitaka (neovlašćenog preuzimanja električne energije), kao i smanjenje tehničkih gubitaka. Uvidom u podatke iz prethodnog perioda uočava se da procenat gubitaka energije za konzum ED Novi Pazar u 2008. godini iznosi skoro 32%. Prognozirano je smanjenje netehničkih gubitaka (neovlašćenog preuzimanja električne energije), kao i smanjenje tehničkih gubitaka. Smanjenje gubitaka uzeto je u obzir dvojako: jednim delom će se povećati fakturisana električna energija, kao posledica prijavljivanja u ovom trenutku neprijavljenih potrošača, a delom će se smanjiti prognozirana opterećenja kao posledica racionalnije potrošnje prijavljenih potrošača, potpunog isključenja pojedinih mesta neovlašćenog preuzimanja energije i smanjenja tehničkih gubitaka na nivou 0.4 kV mreže. Predviđeno je da će se do kraja perspektivnog perioda razvoja procenat gubitaka svesti na 10%, a to smanjenje je raspoređeno po presečnim godinama po linearnoj zakonitosti (oko 1% godišnje). Za svaku presečnu godinu planskog perioda proračunate su vrednosti T_{PKE} na nivou SN izvoda i T_{PKE} na nivou TS 110/X kV, množenjem usvojenih vrednosti za 2008. godinu sa količnikom prognozirane prodaje koja uključuje i deo energije gubitaka koji će preći u potrošnju uz pretpostavku da će doći do smanjenja gubitaka i prognozirane prodaje koja pretpostavlja da procenat gubitaka ostaje isti do kraja perspektivnog perioda razvoja. Pri analizi se pošlo od dve pretpostavke: prve - da je Tekv konstantno tokom perspektivnog perioda (odnosno da se dijagram opterećenja neće bitnije menjati), druge - da se procenat gubitaka snage od mesta nabavke do mesta modelovanja opterećenja ne menja (oscilacije ovog parametra su neznatne). Proračunate vrednosti parametra T_{PKE} , koje odgovaraju prognoziranom procentu gubitaka, za nivo TS 110/X kV i za nivo SN izvoda po presečnim godinama date su u TABELA 2, dok bi TABELA 3 trebalo da ilustruje rezultate sprovedene prognoze potrošnje.

TABELA 2: Usvojene vrednosti parametra T_{PKE} po horizontalnim godinama, za nivo SN izvoda i nivo transformacije 110/X kV

| Procenat gubitaka (%) | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2016 | 2020 | 2030 |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 31.93% | 30.93% | 29.93% | 28.94% | 27.94% | 26.94% | 23.95% | 19.97% | 10.00% |
| T_{PKE} SN | 2500 | 2500 | 2550 | 2550 | 2600 | 2600 | 2650 | 2750 | 2900 |
| T_{PKE} TS | 3000 | 3050 | 3050 | 3100 | 3100 | 3150 | 3200 | 3300 | 3500 |

TABELA 3: Godišnji procenti porasta po kategorijama potrošnje i ukupno u prethodnom periodu i dobijeni godišnji procenti u nižoj i višoj varijanti prognoze

| Tip potrošnje | Godišnji procenat rasta energije | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | Prethodni period | | | | | | Rezultati niže varijante prognoze | Rezultati više varijante prognoze |
| | 2004/2003 | 2005/2004 | 2006/2005 | 2007/2006 | 2008/2007 | 2008/2003 | 2030/2008 | 2030/2008 |
| Domaćinstva | 1.58% | 3.80% | 0.28% | 3.03% | -1.83% | 1.35% | 2.04% | 2.47% |
| Ostala potrošnja | 1.25% | 0.40% | -4.86% | 0.47% | -5.15% | -1.62% | 1.72% | 3.82% |
| Direktno prognozirani kupci | 7.78% | 8.04% | 14.35% | 0.63% | -4.30% | 5.10% | 2.06% | 2.91% |
| Javna rasveta | -3.59% | 18.89% | 1.49% | 14.84% | 18.75% | 9.67% | 5.38% | 6.36% |
| Ukupno | 2.17% | 3.75% | 1.02% | 2.32% | -2.54% | 1.32% | 2.07% | 2.91% |

3. ANALIZA POSTOJEĆEG STANJA MREŽE NA PODRUČJU ED NOVI PAZAR

Ukupno modelovano opterećenje na nivou transformacije 110/X kV iznosi 77.621 MW i 21.32 Mvar, a na nivou srednjenaponskih izvoda iznosi 92.049 MW i 25.065 Mvar. Modelovano je uklopno stanje koje se ima u normalnom radnom režimu prema podacima dobijenim iz dispečerskog centra ED Novi Pazar, kao i aktuelna regulacija napona u TS 110/X kV i 35/10 kV. Na sl. 1 prikazani su tokovi snage i naponske prilike u mreži 110 i 35 kV na području ED Novi Pazar za aktuelno uklopno stanje i proračunska opterećenja iz 2008/2009. godine (na nivou TS 110/X kV).

Sve jedinice 110/X kV su visoko opterećene - jedinica 110/10 kV u TS 110/X kV Novi Pazar 2 je nominalno opterećena (za modelovana opterećenja na nivou TS 110/X kV), dok opterećenje jedinica instaliranih u TS 110/35 kV Novi Pazar 1 iznosi oko 97% nominalne snage. Što se tiče 35 kV vodova, kritična je situacija kada je u pitanju napojni vod za TS 35/10 kV Sever kojim se distribuira snaga ne samo za pomenutu TS već i za TS 35/10 kV Zapad. Deonica između TS 110/35 kV Novi Pazar 1 i TS 35/10 kV Sever je nedozvoljeno opterećena - njeno preopterećenje iznosi oko 11%. Visoko su opterećeni i sledeći 35 kV vodovi: vod TS 35/10 kV Sever - TS 35/10 kV Zapad (oko 70% nominalne snage), napojni vod za TS 35/10 kV Centar iz pravca TS 110/35 kV Novi Pazar 1 (oko 75% nominalne snage), kao i napojni vod za TS 35/10 kV Jug iz pravca TS 110/35 kV Novi Pazar 1 (nešto manje od 78% nominalne snage).

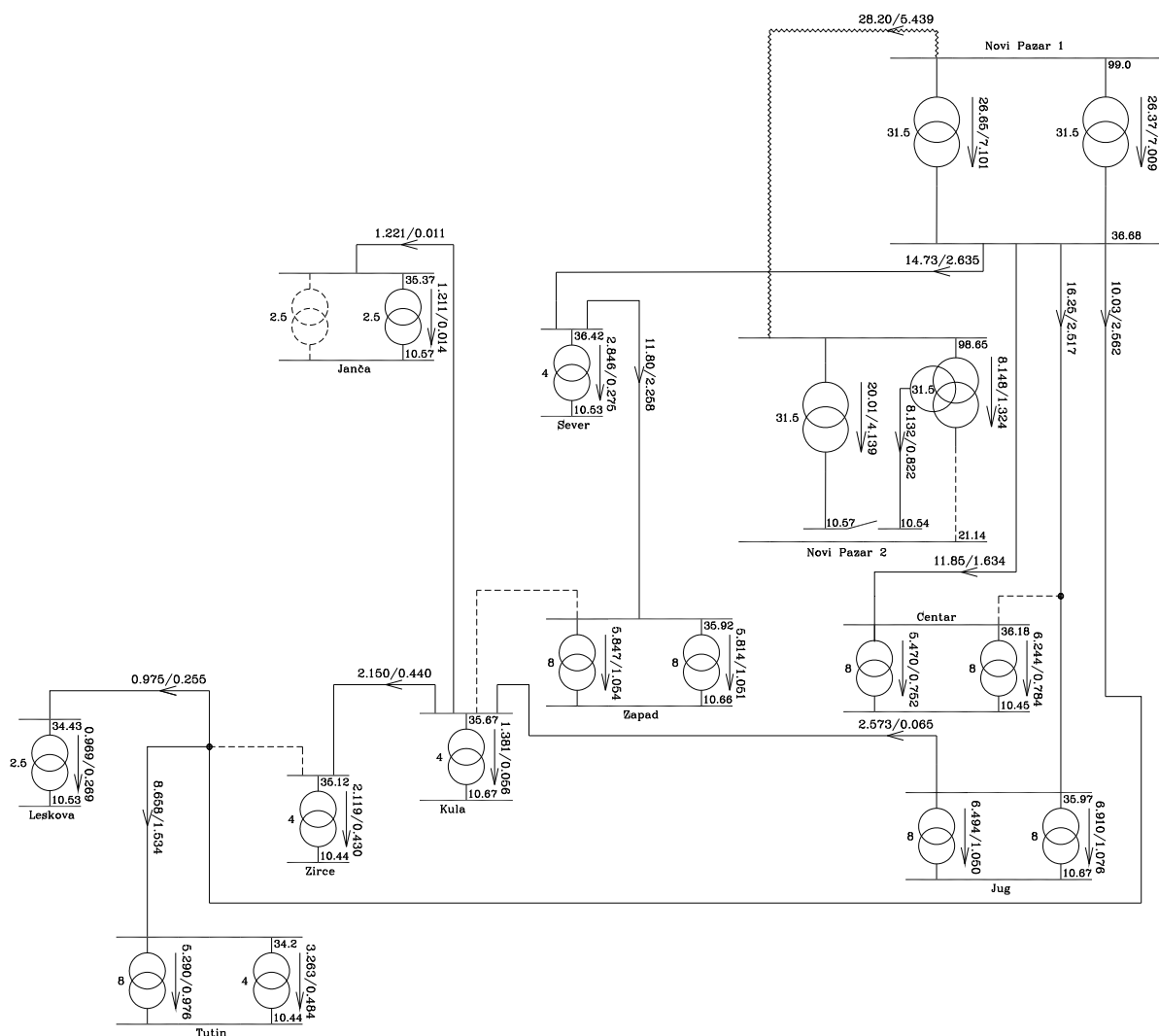
Priličan je broj jedinica 35/10 kV koje su izuzetno visoko opterećene, a neke od njih su i preopterećene: jedina instalirana jedinica u TS 35/10 kV Sever je nominalno opterećena; obe jedinice instalirane u TS 35/10 kV Zapad su visoko opterećene (T1 je preopterećen 22%, dok je T2 nominalno opterećen); visoko su opterećene i jedinice koje su ugrađene u TS 35/10 kV Centar (83%, odnosno 94% nominalne snage); isto važi i za obe jedinice instalirane u TS 35/10 kV Jug - opterećene su sa 90%, odnosno 96% nominalne snage; obe jedinice instalirane u TS 35/10 kV Tutin su nedozvoljeno preopterećene - njihovo preopterećenje iznosi oko 43%; a jedina instalirana jedinica u TS 35/10 kV Žirče je preopterećena čak 65%.

Što se tiče srednjenaponske mreže, uočava se da ima nekoliko izvoda sa izuzetno lošim naponskim prilikama: napon na krajevima nekoliko izvoda je ispod propisima dozvoljene vrednosti 9.5 kV - izvod Šutenovac 3 iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 (najniži napon iznosi 8.98 kV), izvod Budućnost 2 (sela) iz TS 35/10 kV Zapad (najniži napon iznosi 9.07 kV), izvod Mladost iz TS 35/10 kV Sever (najniži napon iznosi 8.83 kV); posebno loše naponske prilike prisutne su na svim izvodima 10 kV iz TS 35/10 kV Tutin i Žirče (najniži napon na svim izvodima iz TS 35/10 kV Tutin je ispod 9 kV, a na izvodu Draga Mojstir najniži napon iznosi 8.06 kV, dok najniži naponi na izvodima Ribariće i Crkvine iz TS 35/10 kV Žirče iznose 7.3 odnosno 6.3 kV). Ukupni gubici koje generišu svi pomenuti izvodi iznose oko 1.78 MW što predstavlja oko 63% ukupnih gubitaka na svim srednjenaponskim izvodima. Ako analiziramo samo gubitke na izvodima iz TS 35/10 kV Tutin i Žirče oni iznose oko 910 kW, odnosno oko 32% ukupnih gubitaka na svim izvodima 10 kV.

Ukupni gubici u mreži srednjeg napona, za ukupno modelovano opterećenje od oko 92 MW na području ED Novi Pazar, iznose nešto više od 2.8 MW (oko 3%), što je relativno visok procenat za mrežu 10 kV. Poseban problem je u neravnomernoj raspodeli ovih gubitaka jer najveći deo tih gubitaka generiše manji broj izvoda. Loše naponske prilike na izvodima značajno prigušuju potrošnju pri višim opterećenjima.

31.5/31.5/10.5 MVA (oko 905000 €) koji bi se ugradio u TS 110/X kV Novi Pazar 2 kao druga jedinica (bio bi u pogonu kao jedinica 110/10 kV), odnosno 600000 € za rešavanje pravno imovinskih odnosa i početak pripreme lokacije za novu TS 110/X kV Tutin čiji se ulazak u pogon planira za etapu razvoja do 2013. godine. Potrebno je naglasiti da tercijer tronamotajnog transformatora koji se ugrađuje u TS 110/X kV Novi Pazar 2 treba da napaja sekciju 10 kV sabirnica sa izvodima Carina, Šutenovac 3 i Jaklja (reč je o izvodima za koje se do kraja perioda obuhvaćenog srednjoročnim planom razvoja očekuje da će preći na rad pod naponom 20 kV) jer se tako postiže ravnomerna raspodela opterećenja dveju jedinica u ovoj TS. Što se tiče 35 kV mreže, za ovu etapu razvoja planirano je pojačanje deonice između TS 110/35 kV Novi Pazar 1 i TS 35/10 kV Sever, kao i povećanje instalisanog kapaciteta u TS 35/10 kV Zapad (na 2x8 MVA), Tutin (na 8+4 MVA), Žirče i Kula (na 1x4 MVA) i Janča (na 2x2.5 MVA). Potrebno je nabaviti samo jednu novu jedinicu snage 8 MVA koja se ugrađuje u TS 35/10 kV Tutin i izvršiti premeštanje postojećih jedinica. Deo kapitala u ovoj etapi razvoja predviđen je i za deo fiksnih troškova izgradnje nove TS 35/X kV Novi Pazar 3 (Šutenovac) čiji je ulazak u pogon planiran za etapu razvoja do 2012. godine. Što se tiče srednjenaponske mreže, investicije koje se predlažu za ovu etapu razvoja su bile neophodne da bi se realizovalo zadovoljavajuće stanje u normalnom pogonu, odnosno da bi se izbeglo preopterećenje pojedinih elemenata mreže, i da bi se u svim delovima mreže postigle zadovoljavajuće naponske prilike (minimalni dozvoljeni napon je 9.5 kV). Ovde će biti navedene samo one najznačajnije po obimu kapitala koji treba investirati i uticaju na opšte stanje u mreži i može se primetiti da uglavnom imaju i ekonomsko opravdanje:

- formiranje novog izvoda Stambeni blok iz TS 35/10 kV Tutin da bi se rasteretio postojeći izvod Grad i da bi se formirala 10 kV petlja značajna s aspekta sigurnosti (stopa rentabilnosti 46.5%);
 - novi međupovezni vod koji formiraju izvod Crkvine iz TS 35/10 kV Žirče i izvod Suvi Do Ramoševu iz TS 35/10 kV Leskova (stopa rentabilnosti 33%) koji omogućava raspodelu opterećenja između pomenutih izvoda što izuzetno doprinosi poboljšanju naponskih prilika (postizu se zadovoljavajuće naponske prilike i na jednom i na drugom izvodu što podrazumeva da je napon u svim tačkama iznad 9.5 kV, dok najniži napon na izvodu Crkvine, za modelovano stanje bez ove veze, iznosi oko 8.5 kV);
 - novi međupovezni vod koji formiraju izvod Ribariće iz TS 35/10 kV Žirče i izvod Lukare iz TS 35/10 kV Jug (stopa rentabilnosti 14.8%) koji je značajan s aspekta povezivanja delova mreže za koje se planira prelazak na 20 kV napon, a i omogućuje ispunjenje naponskog kriterijuma i u ovom delu mreže;
 - novi međupovezni vod koji formiraju izvod Mladost iz TS 35/10 kV Sever i izvod Troštice iz TS 35/10 kV Janča (stopa rentabilnosti 14%) koji doprinosi poboljšanju naponskih prilika na izvodu Mladost;
 - predlaže se i formiranje niza novih kablovskih veza na gradskom području koje značajno doprinose pre svega boljoj raspodeli opterećenja čime se izbegava preopterećivanje elemenata mreže u normalnom pogonu, ali se i obezbeđuje sigurno napajanje za dobar deo konzuma sa područja grada.
- Na sl. 2 prikazani su tokovi snage i naponske prilike u mreži 35 i 110 kV za stanje u mreži na kraju etape razvoja do 2010. godine (za modelovana opterećenja koja odgovaraju nivou transformacije 110/X kV).



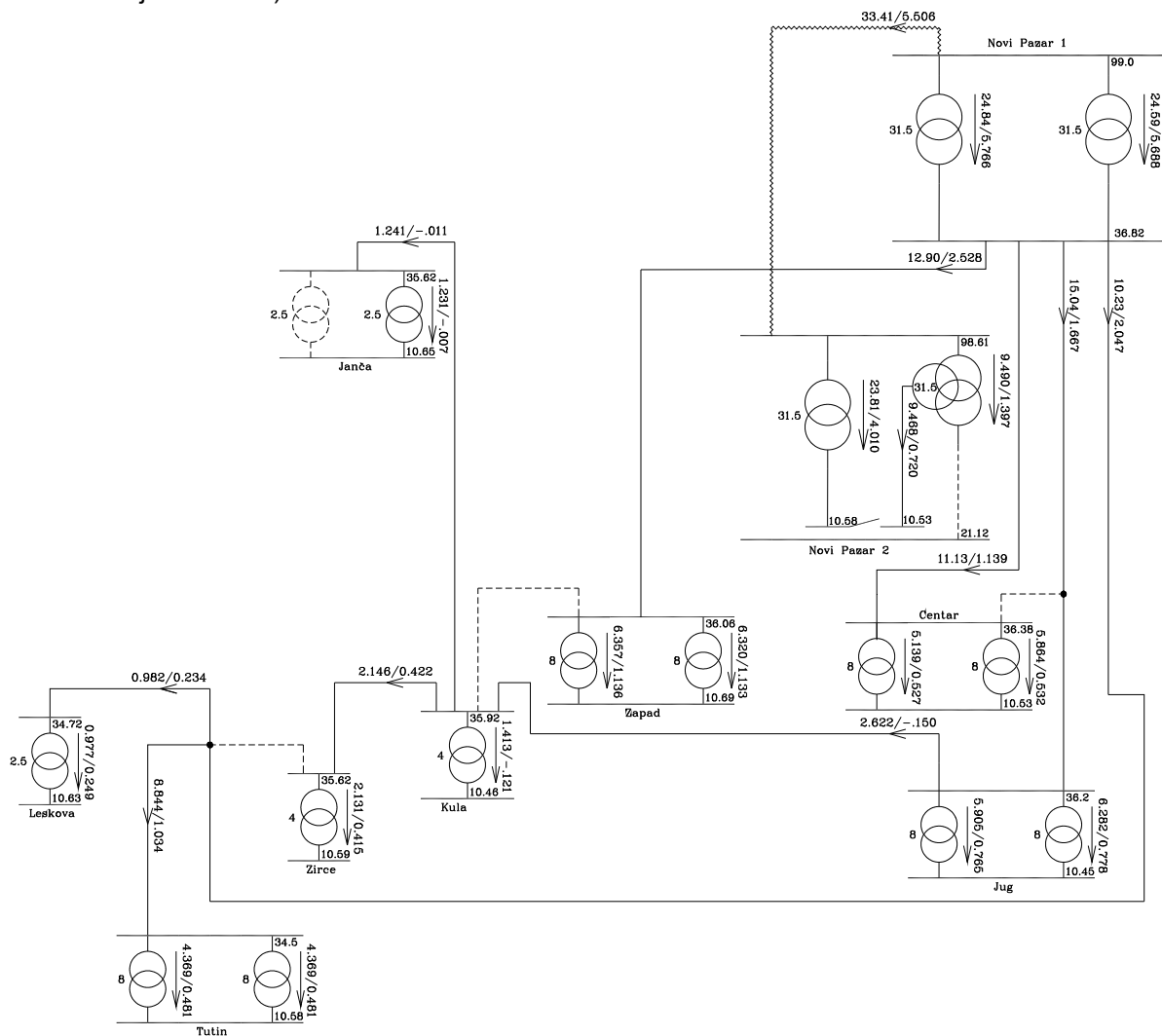
sl. 2: Tokovi snaga i naponske prilike u mreži 110 i 35 kV za realizovano stanje u mreži za etapu razvoja do kraja 2010. godine

4.2. Razvoj mreže u etapi do 2011. godine

Ukupan kapital koji je potrebno investirati u ovoj etapi razvoja iznosi nešto više od 1.86 miliona €. Što se tiče 110 kV naponskog nivoa u ovoj etapi razvoja računato je sa preostalim delom fiksnih troškova od 600000 € za potrebe izgradnje nove TS 110/X kV na području Tutina. Neophodno je povećati instalisani kapacitet u TS 35/10 kV Tutin i konačno zaokružiti ovu TS na 2x8 MVA što podrazumeva da se u ovoj etapi razvoja nabavi jedinica snage 8 MVA koja bi bila ugrađena na mesto jedinice snage 4 MVA koja se u tom slučaju demontira i ostaje na raspolaganju. Za područje Tutina vezana je još jedna investicija koja se odnosi na 35 kV mrežu, a reč je o kompletnoj rekonstrukciji 35 kV pravca TS 35/10 kV Kula - TS 35/10 kV Žirče koja podrazumeva povećanje preseka na Alč 95 mm², zamenu svih stubova i izolacije. Pomenuti pravac značajan je s aspekta sigurnosti, jer omogućuje da se obezbedi rezervno napajanje u slučaju ispada 35 kV voda iz pravca TS 110/35 kV Novi Pazar 1 koji u normalnom pogonu napaja TS 35/10 kV Tutin i Leskova. Za ovu etapu razvoja planirano je gašenje TS 35/10 kV Sever jer jedinica koja je u postojećem stanju ugrađena u ovu TS izlazi iz pogona zbog dotrajalosti, a i neophodno je smanjiti nivo konzuma koji se napaja preko transformacije 110/35 kV (za modelovana opterećenja iz 2011. godine obe jedinice u TS 110/35 kV Novi Pazar 1 su nominalno opterećene). Konzum koji gravitira TS 35/10 kV Sever bi se napajao preko mreže 10 kV iz pravca TS 110/X kV Novi Pazar 2 preko postojećeg izvoda Minel i preko izvoda Autokuća koji je potrebno formirati u ovoj etapi razvoja. Deo kapitala predviđen je i za preostali deo fiksnih troškova izgradnje nove TS 35/X kV Novi Pazar 3 (Šutenovac) i za kompletnu rekonstrukciju zgrade TS 35/10 kV Tutin. Investicije koje se odnose na sredjenaponsku mrežu su inicirane potrebom da se izbegne preopterećenje elemenata mreže u normalnom pogonu, rasterete visokopterećeni izvodi, ali i da se

deo gradske mreže pripremi za prelazak na rad pod napnom 20 kV što je dinamikom srednjoročnog plana predviđeno za narednu etapu razvoja. Potrebno je formirati nove kablovske veze kako bi se oblikovala tri izvoda iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 (izvodi Carina, Šutenovac 3 i Jaklja) za koje se do kraja perioda obuhvaćenog ovim srednjoročnim planom planira prelazak na 20 kV napon, ali i da bi se pripremio budući 20 kV rasplet za formiranje dva izvoda iz nove napojne tačke na području Šutenovca (ulazak u pogon TS 35/20 kV Novi Pazar 3 planiran je za sledeću etapu razvoja).

Na sl. 3 dat je pregled tokova snage i naponskih prilika u mreži 35 i 110 kV za realizovano stanje u mreži na kraju etape razvoja do 2011. godine (za modelovana opterećenja koja odgovaraju nivou transformacije 110/X kV).



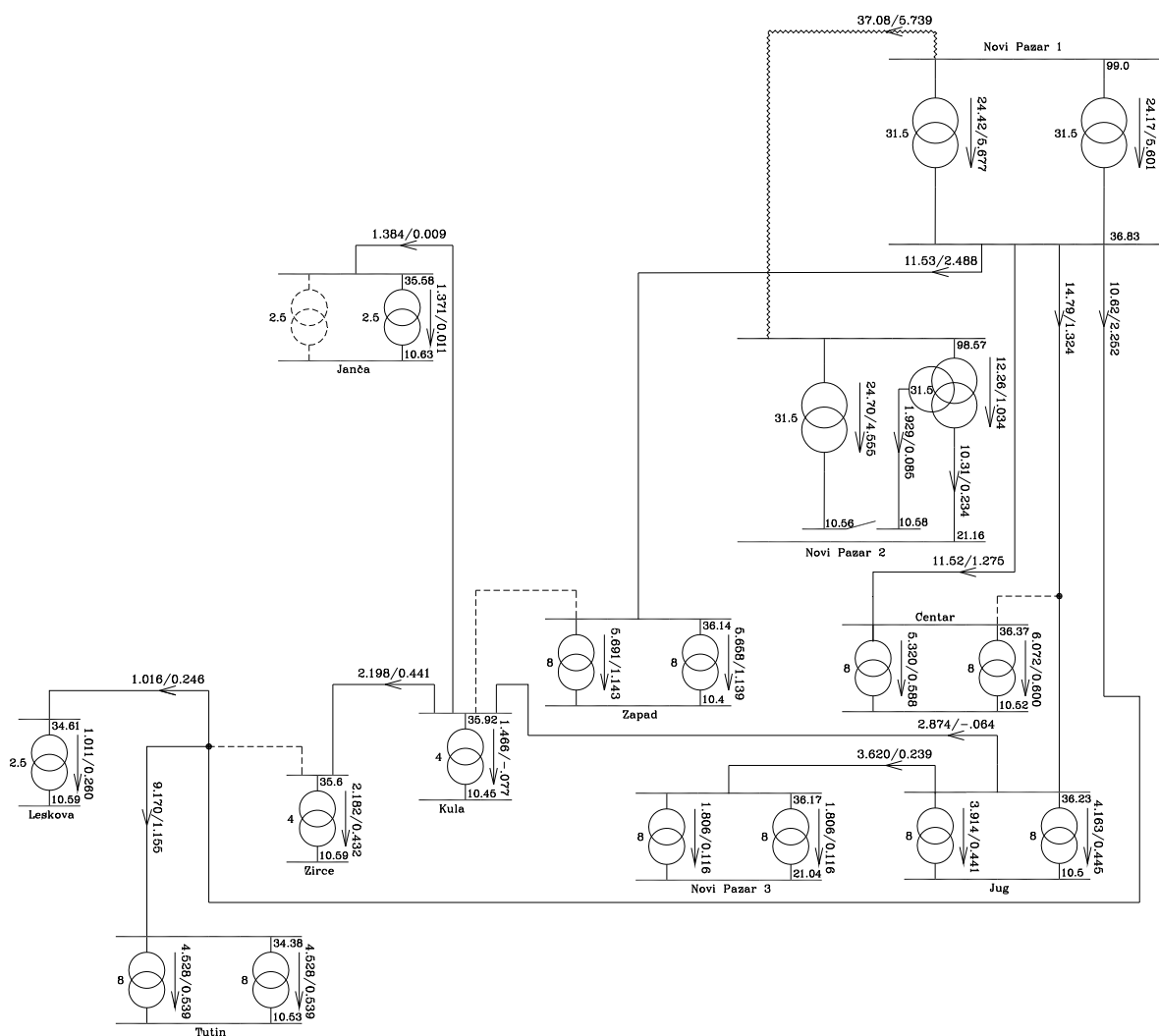
sl. 3: Tokovi snaga i naponske prilike u mreži 110 i 35 kV za realizovano stanje u mreži za etapu razvoja do kraja 2011. godine

4.3. Razvoj mreže u etapi do 2012. godine

U ovoj etapi razvoja deo kapitala (500000 €) potrebno je izdvojiti za opremanje dva dalekovodna polja 110 kV (jedno u TS 110/35 kV Novi Pazar 1 i jedno na lokaciji buduće TS 110/X kV Tutin) u kojima će biti priključen napojni 110 kV vod za buduću TS 110/X kV Tutin čiji se ulazak u pogon planira za narednu etapu razvoja. Skoro kompletan preostali kapital, oko 1.86 miliona €, potrebno je uložiti u formiranje nove napojne tačke na obodu gradskog područja Novog Pazara. U okviru analize potencijalnih pravaca razvoja, do kraja 2030. godine sagrađena je pojava nove TS 110/X kV Novi Pazar 3. Analize koje se odnose na srednjoročni plan razvoja pokazuju da u etapi razvoja do 2012. godine treba završiti izgradnju i pustiti u pogon novu TS 35/20 kV Novi Pazar 3 (Šutenovac), kao fazno rešenje koje prethodi pojavi TS 110/X kV Novi Pazar 3 perspektivno. Pri tome treba formirati ukupno četiri 20 kV izvoda iz nove TS, dva nadzemna (Lukare i Rahići) i dva kablovska (Silosi i Šutenovac 4). S tim je povezan i prelazak značajnog dela konzuma koji se napaja iz TS 110/X kV Novi

Pazar 2 na rad pod naponom 20 kV, kako bi se formirala dva međupovezna voda između ove TS i nove TS 35/20 kV Novi Pazar 3 (značajna s aspekta sigurnosti). Za ovu etapu razvoja predloženo je da se formiraju dva 20 kV izvoda iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 - izvodi Carina i Šutenovac 3 koji bi prihvatili i značajan deo konzuma koji se napajao iz TS 35/10 kV Jug i Zapad kako bi se rasteretila transformacija 110/35 kV, odnosno 35 kV mreža. U novu TS 35/20 kV Novi Pazar 3 trebalo bi ugraditi dve jedinice snage 8 MVA. Ovaj instalisani kapacitet neophodan je da bi bilo moguće rezervirati ispad tronamotajnog transformatora u TS 110/X kV Novi Pazar 2. Za priključak nove TS bi trebalo iskoristiti deo postojećeg 35 kV voda koji je u postojećem stanju u pogonu pod naponom 10 kV kao izvod Lukare iz TS 35/10 kV Jug (u dužini 1.855 km). Potrebno je izvršiti kompletnu rekonstrukciju ovog pravca što podrazumeva zamenu postojećeg užeta Alč 70 mm² užetom preseka Alč 95 mm², kao i zamenu svih stubova i izolacije. Potrebno je izgraditi novi deonicu da bi se realizovao ulazak u samu TS (još 130 m novog 35 kV voda preseka Alč 95 mm²).

Ukupan kapital koji je potrebno investirati u ovoj etapi razvoja iznosi nešto više od 2.36 miliona €. Na dati su tokovi snage i naponske prilike u mreži 35 i 110 kV za formirano stanje mreže u etapi razvoja do 2012. godine (za modelovana opterećenja koja odgovaraju nivou transformacije 110/X kV).



sl. 4: Tokovi snage i naponske prilike u mreži 110 i 35 kV za realizovano stanje u mreži za etapu razvoja do kraja 2012. godine

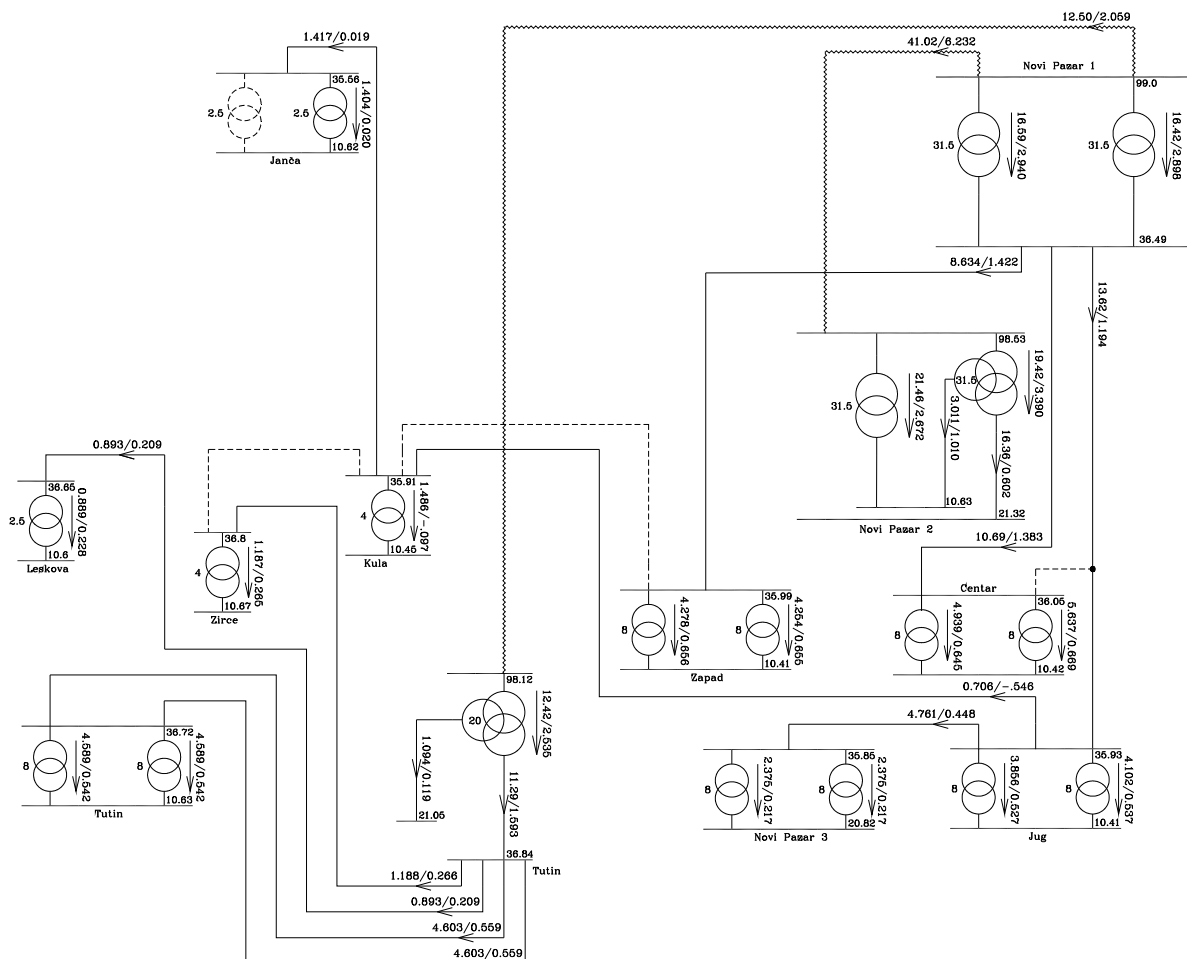
4.4. Razvoj mreže u etapi do 2013. godine

Za ovu etapu razvoja planiran je ulazak u pogon nove TS 110/X kV Tutin u koju se ugrađuje tronamotajni transformator 110/35/20 kV snage 20/20/13.3 MVA. Sve tri TS 35/10 kV sa područja Tutina (Tutin, Žirče i Leskova) u normalnom pogonu bi se napajale pod naponom 35 kV iz pravca nove TS. Za ovu etapu planirano je formiranje i 20 kV izvoda Žirče iz nove TS što podrazumeva

prevođenje kompletnog konzuma sa izvoda Ribariće iz TS 35/10 kV Žirče na rad pod naponom 20 kV. Pomenuti 20 kV izvod Žirče bi sa izvodom Lukare iz TS 35/20 kV Novi Pazar 3 formirao međupovezni vod značajan s aspekta sigurnosti. Kada je u pitanju 35 kV mreža, za ovu etapu razvoja planira se da se za potrebe napajanja TS 35/10 kV Tutin pusti u pogon dvostruki 35 kV vod preseka Alč 95 mm² iz pravca nove TS 110/X kV Tutin (postojeći napojni 35 kV vod bi bio rezervni). U ovoj etapi razvoja trebalo bi fomirati i 20 kV izvod Jaklja iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 što bi podrazumevalo da se na rad pod naponom 20 kV prebace i delovi konzuma koji se napajaju iz TS 35/10 kV Jug (konzum sa izvoda Bolnica 2) i TS 35/10 kV Zapad (TS X/0.4 kV sa područja naselja Hadžet), zbog potrebe da se rastereti transformacija 110/35 kV i 35 kV mreža. Iz TS 35/20 kV Novi Pazar 3 treba formirati još jedan izvod, izvod Filter, i izvršiti delimičnu rekonfiguraciju mreže tako da jedan međupovezni vod formiraju izvod Carina iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 i izvod Filter iz TS 35/20 kV Novi Pazar 3, a drugi međupovezni vod formiraju izvod Jaklja iz TS 110/X kV Novi Pazar 2 i izvod Silosi iz TS 35/20 kV Novi Pazar 3.

Potrebno je naglasiti da je u ovoj etapi razvoja konačno formirana mreža koja u potpunosti ispunjava princip sigurnosti "n-1", kada su u pitanju svi naponski nivoi. U vezi s tim treba istaći da je detaljna analiza sigurnosti mreže 35 kV, odnosno havarijskih situacija pri ispadima jedinich instalisanih jedinica u TS 35/10 kV Žirče i Leskova, pokazala da je na području Tutina potrebno formirati još dve nove veze kojima bi se povezale 10 kV mreža napajana iz TS 35/10 kV Tutin i Žirče, odnosno iz TS 35/10 kV Žirče i Leskova.

Ukupan kapital koji je potrebno investirati u ovoj etapi razvoja iznosi nešto manje od 2.5 miliona €. Na sl. 5 dat je pregled tokova snage i naponskih prilika u mreži 35 i 110 kV za formirano stanje mreže u etapi razvoja do 2013. godine (za modelovana opterećenja koja odgovaraju nivou transformacije 110/X kV).



sl. 5: Tokovi snage i naponske prilike u mreži 110 i 35 kV za realizovano stanje u mreži za etapu razvoja do kraja 2013. godine

5. ZAKLJUČCI

U radu je dat kratak osvrt na detaljne analize elektrodistributivne mreže na području ED Novi Pazar koju odlikuju ozbiljni problemi u funkcionisanju, bilo da je reč o kvalitetu snabdevanja električnom energijom (loše naponske prilike i neekonomičan prenos snage, visoki gubici), bilo da je reč o kriterijumu sigurnosti. Sigurno je da je ovako loše stanje u mreži posledica dugog perioda neinvestiranja u mrežu, bar ne planskog. Prema izloženom srednjoročnom planu razvoja mreže, koji obuhvata četvorogodišnji period, na području ED Novi Pazar planira se ulazak u pogon dve nove TS, TS 35/20 kV Novi Pazar 3 (2x8 MVA) i TS 110/35/20 kV Tutin (1x20 MVA), čime je uslovljen i prelazak velikog dela konzuma sa gradskog područja Novog Pazara na rad pod naponom 20 kV, zbog čega je potrebno formirati napojnu tačku 20 kV i u TS 110/X kV Novi Pazar 2 (planira se ugradnja tronamotajnog transformatora 110/20/10 kV snage 31.5/31.5/10.5 MVA već u prvoj etapi razvoja). Što se tiče područja Tutina, takođe deo konzuma treba prevesti na rad pod naponom 20 kV zbog potrebe da se rastereti transformacija 35/10 kV na ovom području, ali i zbog potrebe da se formira značajan međupovezni 20 kV vod između TS 110/35/20 kV Tutin i TS 35/20 kV Novi Pazar 3.

Što se tiče vodova 35 kV, zahvaljujući značajnom smanjenju nivoa konzuma koji se napaja preko transformacije 35/10 kV, nema potrebe za izgradnjom novih vodova. Potrebno je pojačati dva pravca: na deonici između TS 110/35/10 kV Novi Pazar 1 i lokacije TS 35/10 kV Sever umesto provodnika preseka Alč 70 mm² treba ugraditi provodnik preseka Alč 95 mm², čime 35 kV petlja TS 110/35/10 kV Novi Pazar 1 - TS 35/10 kV Zapad - TS 35/10 kV Kula - TS 35/10 kV Jug - TS 110/35/10 kV Novi Pazar 1 postaje funkcionalna. Isti provodnik treba ugraditi umesto postojećeg provodnika (Alč 50 mm²) i na deonici od TS 35/10 kV Kula do neposredno ispred lokacije TS 35/10 kV Žirče, kako bi se pojačao ovaj 35 kV pravac koji je značajan s aspekta sigurnosti.

Predložena pojačanja u mreži srednjeg napona, a naročito formiranje 20 kV kablovske mreže na gradskom području Novog Pazara, su vezana pre svega za prelazak najvećeg dela ovog konzuma na rad pod naponom 20 kV i potrebu da se formiraju funkcionalni međupovezni vodovi između TS 110/X kV Novi Pazar 2 i TS 35/20 kV Novi Pazar 3 značajni s aspekta sigurnosti. Predložena su i neka pojačanja vezana za povećanje ekonomičnosti distribucije električne energije nadzemnom vangradskom mrežom, kao i pojačanja koja se odnose na formiranje novih veza kako bi se povezale mreže napajane iz različitih napojnih TS, a koje predstavljaju najjednostavnije, a često i najjeftinije rešenje da se realizuju zadovoljavajuće naponske prilike, i predstavljaju ispomoc u slučaju ispada nekog od transformatora ili napojnog voda visokog napona. Ovakvo plansko investiranje bi rezultiralo dovođenjem elektrodistributivne mreže na granici funkcionalnosti u propisane okvire rada.

LITERATURA

- [1] Analiza funkcionisanja distributivnih mreža 10-110 kV, prognoza potrošnje i srednjoročni plan razvoja na području ogranka Kraljevo, A. Šaranović, D. Dabić, I. Belić, N. Šušnica, M. Marković, S. Minić, Beograd, 2010.
- [2] Pravila o funkcionisanju distributivnog sistema Direkcije za distribuciju EPS.
- [3] Savremeni aspekti sistematizacije podloga za analizu i planiranje distributivnih mreža u Srbiji, A. Šaranović, S. Minić, I. Belić, M. Ivanović, M. Marković, I. Stanisavljević, N. Obradović, N. Šušnica, JUKO CIRED, R-6.03, Vrnjačka Banja, 26. septembar - 1. oktobar 2010.
- [4] Metodologija izrade prognoze potrošnje električne energije i njene prostorne raspodele i primeri primene, A. Šaranović, D. Kecman, I. Belić, B. Čupić, M. Ivanović, V. Sovrlić, I. Stanisavljević, JUKO CIRED, R-6.1.2, Vrnjačka Banja, 30. septembar - 3. oktobar 2008.
- [5] Studija perspektivnog dugoročnog razvoja električnih mreža naponskih nivoa 110, 35 i 10 kV na području EPS JP "Elektrošumadija" Kragujevac, 2005, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Beograd.
- [6] Studija perspektivnog razvoja prenosne mreže Srbije do 2020 (2025) godine, 2007, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Beograd.