

# MODEL PLANIRANJA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE U PRIJELAZU PREMA PAMETNOJ MREŽI

---

**Crnković, Damir**

**Doctoral thesis / Disertacija**

**2019**

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:578224>

*Rights / Prava:* [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-07-19**

*Repository / Repozitorij:*

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)



**SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**

**Damir Crnković, dipl. ing. el.**

**MODEL PLANIRANJA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE  
U PRIJELAZU PREMA PAMETNOJ MREŽI**

**DOKTORSKI RAD**

**Osijek, 2019.**

**SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**

**Damir Crnković, dipl. ing. el.**

**MODEL PLANIRANJA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE  
U PRIJELAZU PREMA PAMETNOJ MREŽI**

**Doktorski rad je izrađen u: Zavodu za elektroenergetiku,  
Fakulteta elektrotehnike, računarstva i  
informatičkih tehnologija Osijek**

**Mentor: prof. dr. sc. Damir Šljivac, dipl. ing. el.**

**Sumentor: prof. dr. sc. Alfredo Višković, dipl. ing. el.**

**Doktorski rad ima: 321 stranicu**

**Doktorski rad br.:**

# SADRŽAJ

<b>UVOD</b>	<b>8</b>
<b>1. PLANIRANJE ENERGETSKOG SUSTAVA</b>	<b>9</b>
1.1. Uvod	9
1.2. Ograničenja energetskog sustava	10
1.3. Potreba za planiranjem energetskog sustava	11
1.4. Vrste planiranja energetskog sustava	13
1.5. Instrumenti planiranja energetskog sustava	14
<b>2. OSNOVNI PRINCIPI PLANIRANJA DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA</b>	<b>17</b>
2.1. Uvod	17
2.1.2. Struktura i elementi sustava	17
2.1.3. Problematika planiranja elektroenergetskih sustava	18
2.1.4. Statičko u odnosu na dinamičko planiranje	18
2.1.5. Distribucijsko u odnosu na prijenosno planiranje	19
2.1.6. Kratkotrajno u odnosu na dugotrajno planiranje	19
2.1.7. Planiranje prijenosa	20
2.2. Optimizacijske tehnike	21
2.2.1. Uvod	21
2.2.2. Odluka i zavisne varijable	21
2.2.3. Ciljne funkcije	22
2.2.4. Problem modeliranja	24
2.2.5. Rješavajući algoritmi	24
2.2.5.1. Matematički algoritmi	24
2.2.5.2. Računske metode	25
2.2.5.3. Metoda linearnog programiranja (LP)	25
2.2.5.4. Metoda nelinearnog programiranja (NLP)	26
2.2.5.5. Metoda dinamičkog programiranja (DP)	27
2.2.5.6. Metoda potpune linearne optimalizacije ili metoda integralnog programiranja (IP)	28
2.2.5.7. Heuristički algoritmi	28
2.3. Predviđanje opterećenja	33
2.3.1. Uvod	33
2.3.2. Karakteristike opterećenja	33
2.3.3. Parametri upravljanja opterećenja	35
2.3.4. Prostorno predviđanje opterećenja	36
2.3.5. Metode dugoročnog predviđanja opterećenja	37
2.3.5.1. Trend analiza	38
2.3.5.2. Ekonometrijsko modeliranje	38
2.3.5.3. Metoda krajnjeg korištenja	38
2.3.5.4. Kombinirane analize	38



2.3.6.	Numerički primjeri	39
2.3.6.1.	Predviđanje opterećenja za regionalno korištenje	39
2.3.6.2.	Predviđanje opterećenja za široki raspon služnosti	42
2.4.	Planiranje razvoja proizvodnje	43
2.4.1.	Uvod	43
2.4.2.	Definicija problema	43
2.4.3.	Opis problema	43
2.4.4.	Matematički razvoj	47
2.4.4.1	Ciljne funkcije	47
2.4.4.1.1.	Trošak investicije	48
2.4.4.1.2.	Trošak goriva	48
2.4.4.1.3.	Troškovi rada i održavanja	49
2.4.4.1.4.	Troškovi neisporučene energije	49
2.4.4.2.	Uvjeti	49
2.4.4.2.1.	Tehnički uvjeti	49
2.4.4.2.2.	Uvjet goriva	50
2.4.4.2.3.	Uvjet nezagađivanja	50
2.4.5.	WASP i GEP planiranje	50
2.4.5.1.	Kalkulacija troškova	51
2.5.	Više sabirničko planiranje povećanja proizvodnje	53
2.5.1.	Uvod	53
2.5.2.	Opis problema	53
2.5.3.	Linearno programiranje osnovom GEP-a	55
2.5.3.1.	Osnovni principi	55
2.5.3.2.	Matematičke formulacije	58
2.5.3.2.1.	Objektivna funkcija	58
2.5.3.2.2.	Uvjeti	59
2.5.4.	Genetski algoritam osnovom GEP-a	59
2.6.	Planiranje povećanja nazivne snage trafostanica	60
2.6.1.	Uvod	60
2.6.2.	Definicija problema	60
2.6.3.	Osnovni slučaj	61
2.6.3.1.	Opis problema	61
2.6.3.2.	Jednostavan slučaj	64
2.6.3.2.1.	Prvi slučaj	65
2.6.3.2.2.	Drugi slučaj	66
2.6.3.2.3.	Treći slučaj	66
2.6.3.2.4.	Četvrti slučaj	66
2.6.4.	Matematički pogled	67
2.6.4.1.	Ciljna funkcija	67
2.6.4.2.	Uvjeti	68

2.6.4.3.	Formulacija problema	68
2.6.4.4.	Zahtijevani podaci	69
2.6.5.	Napredni slučaj	70
2.6.5.1.	Generalna formulacija	70
2.6.5.1.1.	Ciljna funkcija	70
2.6.5.1.2.	Uvjeti	72
2.6.5.2.	Algoritam rješenja	74
2.7.	Planiranje povećanja razvoja mreže	76
2.7.1.	Uvod	76
2.7.2.	Definiranje problema	77
2.7.3.	Opis problema	77
2.7.4.	Formulacija problema	78
2.7.5.	Metode rješenja	80
2.8.	Planiranje reaktivne snage	82
2.8.1.	Uvod	82
2.8.2.	Svojstva napona u sustavu	82
2.8.2.1.	Oblik napona	82
2.8.2.2.	Stabilnost napona	83
2.8.2.3.	Kontrolni parametri izvedbe napona	84
2.8.2.4.	Statički u odnosu na dinamički izvor reaktivne snage	84
2.8.3.	Planiranje reaktivne snage sustava	86
2.8.3.1.	Planiranje statičkih reaktivnih izvora, lociranje i veličina	86
2.8.3.2.	Planiranje dinamičkih reaktivnih izvora, lociranje i veličina	88
2.8.3.3.	Postupak rješavanja	89
2.9.	Planiranje energetskog sustava u neizvjesnosti današnjice	91
2.9.1.	Uvod	91
2.9.2.	Deregulacija energetskog sustava	91
2.9.3.	Neizvjesnost energetskog sustava	92
2.9.3.1.	Neizvjesnost u reguliranoj okolini	92
2.9.3.2.	Neizvjesnost u dereguliranoj okolini	93
2.9.4.	Praktična primjena planiranja energetskog sustava u dereguliranoj okolini	94
2.9.5.	Neizvjesnosti u planiranju energetskog sustava	96
2.9.6.	Pametna mreža kao budućnost distribucijske mreže	98
2.9.6.1.	Početni koraci pametne mreže	99
2.9.7.	Karakteristike pametne mreže	99
2.9.7.1.	Pouzdanost sustava	99
2.9.7.2.	Prilagodljivost mrežne topologije	100
2.9.7.3.	Tehnologija	103
2.9.7.4.	Istraživanja	106
2.9.7.5.	Ekonomija	108

2.9.7.6.	Protivljenja pametnoj mreži	109
2.9.7.7.	Ostali izazovi prema prilagodbi	110
2.9.7.8.	Upotreba i razvoj upotrebe	111
2.9.7.9.	Otvorena primjena zahtjev – odgovor	113
2.9.8.	Pametna mreža u sadašnjoj energetici	114
2.9.8.1.	Upravljanje	114
2.9.8.2.	Konkurentno restrukturiranje	116
2.9.8.3.	Operativni troškovi i raspodjela energije	118
2.9.8.4.	Različiti izvori energije	121
2.9.8.5.	Dugoročna opskrba mreže	123
2.9.8.6.	Vrijeme upravljanja i rizik predviđanja	125
2.9.8.7.	Financijski rizik	127
2.9.8.8.	Dosadašnja postignuća u svijetu	132
2.9.9.	Faktori promjenjivosti	134
2.9.9.1.	Promjenjivost cijene električne energije	134
2.9.9.2.	Raznolikost goriva	135
2.9.9.3.	Isprekidan dotok energije od obnovljivih izvora	140
2.9.9.4.	Pouzdanost proizvodnje i pouzdanost mreže	141
2.9.10.	Izgradnja pametne mreže i operativnost	142
2.9.10.1.	Uvod	142
2.9.10.2.	Investiranje i gubici	143
2.9.10.3.	Kompenzacija	146
2.9.10.4.	Pad napona, strujna opteretivost i kapacitet snage	148
2.9.10.5.	Životni vijek, otklon kvara, topologija mreže	151
2.9.10.6.	Sinkronizacija mreže i dinamička stabilnost	154
2.9.10.7.	Povezanost, izoliranost i sigurnost mreže	157
2.9.11.	Usporedba sa mogućnostima dobiti bez korištenja pametne mreže	161
2.9.11.1.	Proizvodnja energije	161
2.9.11.2.	Kvaliteta energije i harmonici	163
2.9.11.3.	Pouzdanost napajanja	164
<b>3.</b>	<b>OPTIMIRANJE TOKOVA SNAGA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE U PRIJELAZU PREMA VIRTUALNOJ PAMETNOJ MREŽI</b>	<b>166</b>
3.1.1.	Urbana distribucijska mreža	166
3.1.2.	Elektroenergetski vodovi 35 kV	168
3.1.3.	Distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV	169
3.1.4.	Optimiranje tokova snage 10(20) kV mreže sa maksimalnim opterećenjem trafostanica za energetske stanje od 2009/2010. godinu	176
3.1.4.1.1.	Optimiranje tokova snage 10(20) kV mreže zapadnog dijela grada Osijeka	185
3.1.4.1.2.	Uklopno stanje 10(20) kV izvoda	185
3.1.4.1.3.	Rezultati optimiranja	191
3.1.4.2.1.	Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže središnjeg dijela grada Osijeka	193

3.1.4.2.2.	Uklopno stanje 10(20) kV izvoda	194
3.1.4.2.3.	Rezultati optimiranja	202
3.1.4.3.1.	Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže istočnog dijela grada Osijeka	206
3.1.4.3.2.	Uklopno stanje 10(20) kV izvoda	206
3.1.4.3.3.	Rezultati optimiranja	211
3.1.5.	Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže s maksimalnim opterećenjem trafostanica 10(20)/0,4 kV za energetska stanja u 2018. godini	216
3.2.	Optimiranje tokova snaga za stanja prekida napajanja distribucijskih trafostanica 10(20)/0,4 kV	216
3.2.1.	Optimiranje tokova snaga 10(20) kV izvoda za (n-1) stanje energetskih vodova	216
3.2.1.1.	Zapadni dio elektroenergetske mreže	217
3.2.1.2.	Središnji dio elektroenergetske mreže	218
3.2.1.3.	Istočni dio elektroenergetske mreže	220
3.3.	Optimiranje tokova snaga za stanja prekida napajanja distribucijskih trafostanica 35/10 kV, 110/35/10 kV i 110/10(20) kV	222
3.3.1.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Retfala	222
3.3.2.	Prekid napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-4	223
3.3.3.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Zapad	225
3.3.4.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Gornji Grad	225
3.3.5.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Centar	226
3.3.6.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Jug	227
3.3.7.	Prekid napajanja TS 110/10 kV Osijek-3	228
3.3.8.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Istok	229
3.3.9.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Donji Grad	229
3.3.10.	Prekid napajanja TS 35/10 kV Standard	230
3.3.11.	Prekid napajanja TS 110/35/10 kV Osijek-2	231
3.4.	Planiranje i razvoj distribucijske mreže grada Osijek prema urbanističkom planu grada	232
3.4.1.	Uvod	232
3.4.2.	Prijedlog plana rekonstrukcije i razvoja 10(20) kV mreže	232
3.4.3.	Izgradnja nove 10(20) kV mreže	234
3.4.3.1.	Izgradnja postrojenja 20 kV	236
3.4.3.2.	Karakteristična pogonska stanja 20 kV mreže	237
3.5.	1. Znanstveni doprinos	239

<b>4.</b>	<b>RAZVOJ MODELA PLANIRANJA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE TIJEKOM PRIJELAZA U NOVO STANJE</b>	<b>241</b>
4.1.1.	Uvod	241
4.1.2.	Svjetski tijek integracija	241
4.1.3.	Kontrola i uvjeti upravljanja mikro mreža	242
4.1.4.	Kontrolne varijable	244
4.2.	Distribucijska mreža – primjer integracije obnovljivih izvora	245
4.2.1.	Prvi primjer integracije	247
4.2.2.	Drugi primjer integracije	250
4.3.	Modeliranje integracije obnovljivih izvora energije prema postizanju optimalnog stanja nulte potrošnje (zero energy)	253
4.3.1.	Model prema optimalizaciji tehničkog stanja	257
4.3.2.	Model prema optimalizaciji troškova investicije	260
4.3.3.	Model prema optimalizaciji troškova poslovanja ODS-a	261
4.3.4.	Opći Model integracije prema uvjetima svih optimalizacija	263
4.4.	Stanja integracije obnovljivih izvora energije	266
4.4.1.	Stanje NN mreže bez ugrađenih solarnih elektrana	268
4.4.2.	Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama	269
4.4.3.	Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama većih kapaciteta	272
4.4.4.	Stanje NN mreže - nulta potrošnja (zero energy)	275
4.5.	Budućnost integracije obnovljivih izvora	276
4.6.	Pametna mreža i budućnost integracije obnovljivih izvora	279
4.7.	2. Znanstveni doprinos	285
<b>5.</b>	<b>PRIMJENA I POTVRDA MODELA NA PRIMJERU URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE</b>	<b>286</b>
5.1.	Uvod	286
5.2.	Analiza urbane distribucijske mreže, primjena i potvrda modela	286
5.3.	Analiza primjera modela, primjena i potvrda modela	287
5.4.	Budućnost planiranja modela urbane distribucijske mreže	294
5.5.	3. Znanstveni doprinos	296
<b>6.</b>	<b>ZAKLJUČAK</b>	<b>297</b>
<b>7.</b>	<b>LITERATURA</b>	<b>299</b>
<b>8.</b>	<b>ŽIVOTOPIS</b>	<b>318</b>
<b>9.</b>	<b>SAŽETAK</b>	<b>319</b>
<b>10.</b>	<b>SUMMARY</b>	<b>320</b>

## UVOD

Cilj ovog znanstvenog rada je analiza i prikaz svih uvjeta virtualnog modela planiranja i razvoja urbane distribucijske mreže u prijelazu prema pametnoj mreži, kako bi se to postiglo, potrebno je provesti optimiranje tokova snaga u prijelazu sa postojećeg stanja urbane distribucijske mreže prema budućoj virtualnoj pametnoj mreži, odnosno do postizanja optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije i željenog stanja nulte potrošnje (zero energy).

U svrhu toga, odabrana je 10(20) kV distribucijska mreža grada Osijeka, te je napravljeno istraživanje i analiza energetsko-tehničkog stanja, odnosno optimiranje tokova snaga navedene 10(20) kV distribucijske mreže sa podacima iz 2009/2010. godinu, kao razdoblja sa najekstremnijim strujnim i naponskim veličinama, također sa posebnim osvrtom na situaciju u 2018. godini, zbog novo izgrađenih trafostanica. Nastoji se postići provjera njene funkcionalnosti u normalnom režimu rada i u izvanrednim okolnostima posebnih nepredvidivih (n-1) stanja distribucijske mreže. Kao krajnji rezultat, na osnovu analize nude se tehničko-energetska rješenja za unaprjeđenje i poboljšanje cjelokupne distribucijske mreže 10(20) kV grada Osijeka.

U drugom dijelu disertacije napravljen je matematički prikaz modela integracije obnovljivih izvora energije u sadašnjoj distribucijskoj mreži sa ciljem optimalizacije, odnosno postizanja stanja nulte potrošnje (zero energy), s pogledom na optimalno tehničko stanje, optimalizaciju troškova investicije, te optimalizaciju troškova poslovanja. Pored toga je obavljen prikaz iskustva iz prakse različitih situacija NN mreže u odnosu na različite vrijednosti veličine snage integracije. Sve veličine su upotrijebljene u svrhu potvrde i primjene definiranja modela integracije za svaku distribucijsku mrežu.

Daljnijim slijedom, obavljeno je daljnje istraživanje, te primjena i potvrda modela na primjeru urbane distribucijske mreže. Za svrhu ove analize odabran je dio distribucijske mreže grada Osijeka, koji pripada modernijem, novo formiranom naselju unazad 20 godina, pod nazivom Uske njive, a on se sastoji od desetak više stambenih zgrada i oko 120 obiteljskih kuća. U toj analizi, promatrana je energetska infrastruktura toga dijela distribucijske mreže kroz različite vremenske i energetske periode, a svaki period je odražavao stanje posebne energetske situacije jer se mreža razvijala sa izgradnjom novih stambenih jedinica u promatranom naselju, ali i sa novim izvorima obnovljivih izvora energije.

Konačnom poredbom svih promatranih energetske situacije, dobili su se zaključci o primjeni i potvrdi modela urbane distribucijske mreže, odnosno o virtualnosti modela planiranja i razvoja urbane distribucijske mreže prema pametnoj mreži.

# 1. PLANIRANJE ENERGETSKOG SUSTAVA

## 1.1. Uvod

Za objašnjenje pojma *planiranje energetskeg sustava* prvo će se pristupiti s inženjersko – tehničkom gledišta, a nakon toga će se znanstveno sagledati sve ostale pojedinosti jer u današnjem svijetu energetike, nezamislivo je bilo što postići bez primjene inženjerske struke i znanja, odnosno *inženjeringa energetskeg sustava*. Inženjering energetskeg sustava je centralno područje aktivnosti planiranja energetskeg sustava, projektiranja, rada i popravaka energetskeg sustava za napajanje električnom energijom.

On sadrži temelj osnovnih dokumenata, analize, kalkulacije i dizajn električnih sustava i opreme, razvoj ponuda, te njihove tehničke i financijske procjene, ugovore i nagrade. Inženjering energetskeg sustava promatra se kao neophodan i integralni dio inženjerskih aktivnosti za izvodive studije, za planske i radne studije, za projektni inženjering, za razvoj, proširenje i popravljivanje postojećih postrojenja, za dizajn pravila zaštite mreže i namještanja zaštitnih releja, te za uklanjanje smetnji nastalih kratkih spojeva.

Planiranje napajanja sustava mora uzeti u obzir različite granične uvjete, koji su osnovani na regionalnim i strukturnim razmatranjima tako da u mnogim slučajevima ima značajan utjecaj na tehnički dizajn. Imajući ovo na umu, u usporedbi sa svim ostalim usporedbama čimbenicima, stupanj investiranja kapitala u električnim uslugama zauzima visoku poziciju, ne samo s financijske točke gledišta, nego također u izrazima dugoročnog povrata imovine, postaje jasno da svaka investicijska odluka zahtijeva pažljivo planiranje i istraživanje da bi se odredilo u kojem inženjeringu energetskeg sustava i planiranju energetskeg sustava treba konstantno sudjelovati [Lit. 1].

Pouzdanost opskrbe napajanja je određena ne samo s kvalitetom opreme već i s pažljivim planiranjem i detaljnim znanjem o energetskeg sustavima, uz konstantnu primjenu odgovarajućih standarda i normi u pojedinačnim IEC standardima, nacionalnim standardima i normama, kao i u internim pravilima.

Nadalje, način rada sustava mora se prilagoditi uvjetima standarda, uključujući i procese planiranja, proizvodnju opreme i puštanje u pogon. Kao što greške u opremi ne mogu potpuno biti isključene zbog tehničkih i ljudskih pogrešaka, tako oprema i instalacije ne mogu biti dizajnirane za svaku vrstu kvara, pa stoga utjecaj kvarova mora biti ograničen.

Također, odstupanje od normalnog rada ili potrebe za drugom opremom mora biti spriječeno u cilju osiguranja neporemećenog rada sustava i pouzdanosti, te sigurne opskrbe potrošača.

Sigurnost napajanja električne energije podrazumijeva izričitu povezanost uvjeta navedenih u standardima, normama i regulacijama uzimajući u obzir sprječavanje nezgoda. Kod nisko naponskih sustava zaštita pojedinaca je najvažnija, a kod visoko naponskih nivoa mora se uzeti u obzir i zaštita opreme i instalacija.

## 1.2. Ograničenja energetskeg sustava

Električni energetske sustavi rade s određenim ograničenjima koja su nastala na osnovu zakonskih zahtjeva, tehničkih standarda, političkih poteza, financijskih uvjeta i socijalnih političkih i okolišnih parametara koji imaju jak utjecaj na strukturu sustava, dizajn i klasu opreme, te trošak investicije i trošak energije.

Neka generalna područja pripadaju regulativi, smjernicama i zakonima za napajanje električnom energijom, te su navedena u slijedećem poretku, bez posebnih pojašnjenja o tome stanju:

- Regulacija dodjele koncesije
- Tržišne smjernice za domaće napajanje električnom energijom
- Zakoni industrije električne energije
- Porez na energiju
- Zakoni koji podržavaju ili promoviraju "zelenu energiju"
- Pogledi na okoliš
- Pogledi na sigurnost i osiguranje
- Pravilno trasiranje nadzemnih vodova i kabela

Takve regulacije, zakoni i smjernice će imati utjecaj na planiranje, konstruiranje i rad energetske sustava, kao i na pouzdanost napajanja energijom, trošak strukture opreme, trošak električne energije i konačno privlačnost ekonomske situacije unutar dijela države.

- Proizvodna postrojenja će raditi u pravilnom redu, što znači da će generator s najnižom cijenom proizvodnje biti u pogonu, uz preferiranje rada s najvećom učinkovitošću proizvodnje.
- Kriterij profitabilnosti mora biti vrednovan u svjetlu zakona koji podržavaju "zelenu energiju".
- Smanjeni prihodi od prodaje energije će dovesti do smanjivanja investicija, osoblja i troškova održavanja, s posljedicama smanjivanja raspoloživosti i pouzdanosti.
- Povećanje udjela proizvodnje postrojenja "zelene energije" koji imaju nisku raspoloživost vodi do povećanja tekućih pričuva konvencionalne energije, s posljedicom smanjivanja učinkovitosti ovih postrojenja i njihovih većih troškova.
- Smanjenje investicija za konstruiranje novih energetskeg trafostanica vodi prema smanjenju pričuvnih mogućnosti, a zbog toga nastaje smanjenje pouzdanosti napajanja energijom.
- Izdaci za koordinaciju tijekom normalnog rada i tijekom hitnih događaja su povećani s povećanjem broja tržišnih sudionika, s posljedicom povećanja rizika od ispada sustava.
- Energetske sustavi današnjice su planirani za proizvodnju električne energije u posebnim centralnim lokacijama s prijenosnim sustavima do raznih centara opterećenja. Promjena proizvodne strukture, za primjer, povećanje postrojenja za



proizvodnju "zelene energije" i razvoj malih kogeneracijskih postrojenja, većinom instaliranim u distribucijskim sustavima, zahtijevaju dodatne visoke investicije za proširenje energetske sustava, što rezultira s povećanjem cijena energije jednako kao smanjenim korištenjem postojećih postrojenja.

- Energetska struktura je do današnjih dana bila određena vezama s centrima opterećenja i lokacijama energetske elektrane i trafostanica, koji su selektirani na osnovu raspoloživosti primarne energije (npr. ugljen), korištenje vrele vode (npr. u nuklearnim elektranama) ili hidrološki uvjeti (npr. za hidro elektrane), dok konstrukcija obalnih vjetroelektrana zahtijeva posebne investicije za prijenosne vodove za prijenos proizvedene energije do potrošačkih centara.
- Povećanje proizvodnih postrojenja "zelene energije", djelomično fotonapon, energija vjetra i gorive ćelije, smanjuju kvalitetu opskrbe energije.
- Dugoročni periodi za planiranje i investicije energetske trafostanica i visokonaponskih prijenosnih sustava ne dopuštaju brze i radikalne promjene. Odluke o različitom načinu razvoja, na primjer, od korištenja nuklearne energije za proizvodnju do korištenja "zelene energije" za proizvodnju, zasigurno je nepovratan proces ako te odluke nisu osnovane na tehničkim i ekonomskim temeljima i izričitom znanju, nego su prvenstveno politički i ideološki motivirane.

### **1.3. Potreba za planiranjem energetske sustava**

Zbog prethodno navedenih razmatranja i ograničenja, planiranje energetske sustava mora razviti pojmove i strukture u tehničkom smislu, a to obuhvaća planiranje i inženjersko projektiranje proizvodnih sustava, prijenosnih i distribucijskih mreža, optimizacija struktura sustava i opreme, u cilju omogućavanja prilagodljivog i ekonomičnog rada za kratkoročne i dugoročne periode. Također, planiranje energetske sustava treba reagirati na promjene u smislu tehničkog, ekonomskog ili političkog ograničenja. Ključne aktivnosti su planiranje i konstruiranje energetske trafostanica, odgovarajuće planiranje prijenosnih i distribucijskih sustava, razmatranja ugovora za dugoročno napajanje za primarnu energiju i analiza troškova. Sustavno planiranje energetske sustava je prijeko potreban dio inženjeringa energetske sustava, ali ne smije biti ograničen s planiranjem komponenata zasebnih sustava ili određivanjem osnovnih parametara opreme, koji mogu rezultirati pod optimalna rješenja. Inženjering energetske sustava mora obuhvatiti slične poglede uvažavajući tehničke i ekonomske mogućnosti, ali također i one koje su ponekad teško definirane, kao slijedeće:

- Predviđanje opterećenja za energetske sustav pod razmatranjem za period od nekoliko godina
- Predviđanje opterećenja za dugoročni period
- Standardizacija, raspoloživost, zamjenjivost i prilagodljivost opreme
- Standardni nazivni parametri opreme
- Ograničenja na rad sustava
- Izvodivost s obzirom na tehnička, financijska i vremenska gledišta
- Politička prihvatljivost

- Ekološko i okolišno usklađenje

Inženjering energetskeg sustava i planiranje zahtijeva sustavni pristup koji treba uzeti u obzir financijska i vremenska ograničenja istraživanja, jednako kao i borbu sa svim tehničkim i ekonomskim pogledima za analizu definicije kompleksnosti problema.

Planiranje energetskeg sustava i projekt inženjering instalacija su započete sa slijedećim:

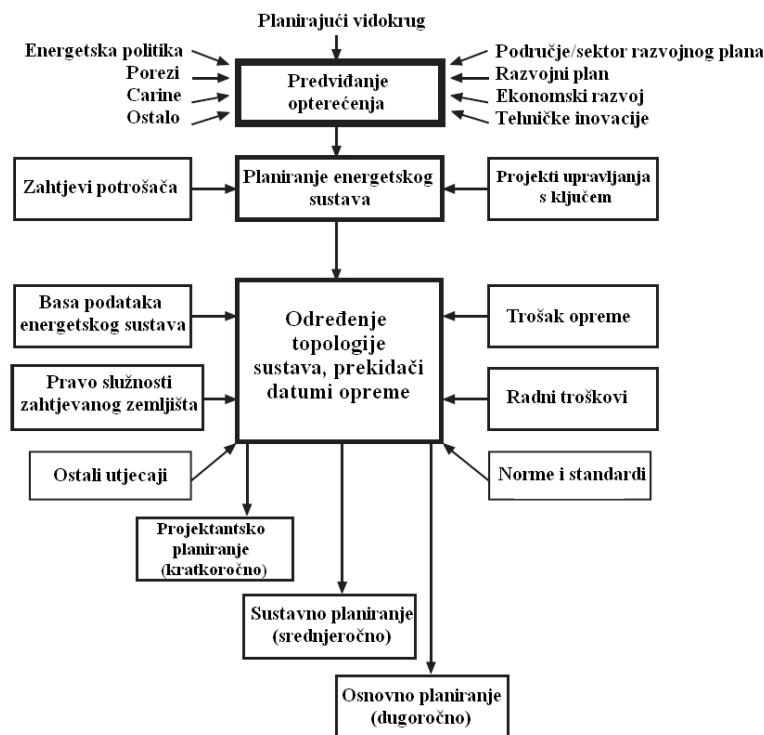
- Zahtjev od potrošača za napajanje većeg opterećenja, ili priključenje novih proizvodnih postrojenja u industriji
- Zahtjev za većom snagom normirane kvalitete što ima za posljedicu povećanje struje kratkog spoja
- Konstrukcija velikih zgrada, kao što su trgovački centri, poslovne zgrade i službeni uredi
- Planiranje industrijskih područja ili proširenje proizvodnih procesa u industriji s zahtjevom za dodatnu snagu
- Planiranje novih stambenih područja
- Opće povećanje zahtjeva za električnom energijom

Planiranje energetskeg sustava se bazira na pouzdanosti predviđanja opterećenja koje uzima u obzir sve gore navedene razvoje u energetskeg sustavu. Povećanje opterećenja domaćinstava, poslovnih i industrijskih potrošača je obuhvaćeno s velikim ekonomskim razvojem države, s klasifikacijom razvojnih postrojenja, s novčanim poticajem i porezom te razna politička mjerila. Potreba za planiranjem energetskeg sustava također raste kao rezultat promjene tehničkih graničnih uvjeta, kao što je zamjena starih instalacija i opreme, uvođenje novih standarda i regulacija, konstrukcija novih energetskeg trafostanica i osnovnih promjena u scenariju proizvodnje energije, npr. instalacija proizvodnje iz fotonapona. Objektivnost planiranja energetskeg sustava je određivanje i opravdavanje postojeće topologije sustava, shema trafostanica i osnovnih parametara opreme uzimajući u obzir kriterije ekonomije, sigurnosti i pouzdanosti.

Daljnji pogledi moraju biti definirani neovisno od predviđenih opterećenja:

- Informacijska baza postojećeg energetskeg sustava s obzirom na geografske, topološke i električne parametre
- Informacija o pravu služnosti, prava na posjedovanje i zahtijevani prostor za trafostanice i trase vodova
- Informacije o investiciji i radnim troškovima instalacije
- Znanje o normama, standardima i regulativom

Osnovne relacije planiranja energetskeg sustava su prikazane na Slici 1.



Slika 1.

Osnovne relacije planiranja energetskeg sustava [Lit. 1.]

#### 1.4. Vrste planiranja energetskeg sustava

Predviđanje opterećenja, planiranje energetskeg sustava i inženjersko projektiranje je određeno prema specijalnim vremenskim intervalima, djelomično određujući zahtjeve koji se moraju ispuniti. Općenito, potrebno je razmotriti tri osnovna koraka za planiranje: osnovno planiranje, razvojno planiranje i projektantsko planiranje koje pokriva različite vremenske periode.

##### ❖ Osnovno planiranje

Za sve naponske nivoe definirani su osnovni koncepti sustava: standardizacija opreme, uzemljenje neutralne točke, nominalni napon i osnove rada energetskeg sustava. Planirani vidokrug ide do 10 godina u niskonaponskim sustavima, a može dosegnuti 20 godina u srednje naponskim i visokonaponskim prijenosnim sustavima.

##### ❖ Razvojno planiranje

Detaljno planiranje topologije sustava rješava se osnovom predviđanja opterećenja, a alternativni koncepti analiziraju se tehnički s kalkulacijama tokova snaga (opterećenja), analizama kratkog spoja, proračunima stabilnosti i proračunima troškova, s tim da su podaci o poremećajima i radnim statistikama pogona razvijeni i dostupni i da su određene lokacije za instalacije. Također su definirani osnovni parametri opreme, kao što su to poprečni presjeci nadzemnih vodova i kabela, te impedancija kratkog spoja transformatora. Vidokrug planiranja

je aproksimativno pet godina za niskonaponske sustave i do deset godina za SN i visokonaponski prijenosni sustav.

### ❖ Projektantsko planiranje

Primjenjuju se svi projekti koji su definirani u stanju razvoja planiranja sustava. Tipična pitanja za inženjersko projektiranje su načini priključenja novih potrošača, priključenje novih trafostanica na energetske sustav, rekonstruiranje mjerenja, procjena informacija za sustav opterećenja, pripremanje osnove dokumenata i procjena ponuda, nadzor nad ugovorima priključenja, kalkulacija troška i kontrola troška. Projektantsko planiranje pokriva razdoblje od jedne godine za niskonaponske sustave i do četiri godine za visokonaponske sustave.

## 1.5. Instrumenti planiranja energetskog sustava

Za željeni i zahtijevani cilj planiranih procesa koriste se kompjuterski programi, kao i razni detalji istraživanja, a osnovna istraživanja moraju biti postignuta s planiranjem energetskog sustava. Analiza toka opterećenja, također nazivana *kalkulacija tokova snaga* je osnovni zadatak za planiranje i rad energetskih sustava, a služi primarno za određivanje opterećenja i namjene opreme, za računanje aktivnog i reaktivnog energetskog toka u vodovima i transformatorima energetskog sustava, za određivanje oblika napona i računanje gubitaka energetskog sustava. Jednostruki i višestruki gubici opreme mogu biti simulirani u smislu istraživanja za različita stanja preopterećenja. Također je određen zahtijevani opseg regulacije transformatora za napajanje potrebne reaktivne snage s generatorima ili kompenzacijskim uređajima.

Za određene konfiguracije sustava, koje su određene prema analizama tokova opterećenja, izvode se kalkulacije struja kratkog spoja, a za specijalne primjene, kao što je to koordinacija zaštite, proračun struje kratkog spoja također bi trebao razmotriti stanja preopterećenja. Simetrične i nesimetrične greške su simulirane i rezultati su uzeti kao osnova za ocjenjivanje jačine kratkih spojeva. Proračuni struje kratkog spoja za greške između dva sustava su ponekad nužne da bi se pojasnio sustav poremećaja jer greške između dva sustava se mogu pojaviti u slučajevima višestrukih strujnih krugova kod sustava nadzemnih vodova. Rezultati postignuti sa kalkulasijskim programima su točni kao i glavni parametri opreme, a ako ti podaci nisu raspoloživi, parametri moraju biti određeni sa kalkulacijom. U slučaju s nadzemnim vodovima i kabelima, reaktancije, otpori i kapaciteti, u direktnom i nultom sustavu komponente se računaju prema geometrijskom uređenju vodiča kableske konstrukcije. Naknadna kalkulacija može odrediti dopušteno termičko opterećenje, dopuštenu impedanciju, prirodnu snagu, i u slučaju nadzemnih vodova, dodatno snagu električnog polja na vodiču, jednako kao i snagu električnog i magnetskog polja u okruženju vodova za određenu namjenu.

Dopušteno termalno opterećenje opreme kod uvjeta stanja mirovanja i kod hitnih situacija bazira se na osnovu uvjeta ambijenta, npr. temperatura ambijenta, termalni otpor tla, brzina vjetrova, izloženost suncu, itd. Kalkulacija maksimalnog dopuštenog opterećenja ima veću ulogu s kabelima nego sa nadzemnim vodovima zbog manje mogućnosti toplinske disipacije i nižih mogućnosti toplinskih preopterećenja.

Istraživanje statičke i djelomične prijelazne stabilnosti je tipični zadatak kada se planiraju i analiziraju visokonaponski prijenosni sustavi, a također se provodi analiza stabilnosti za priključenje industrijskih postrojenja sa njihovom vlastitom proizvodnjom za javni sustav napajanja potrošača. Analiza stabilnosti mora biti napravljena za određivanje frekvencije i napona ovisnog o shemama opterećenja, s tim da stabilnost energetskog sustava ovisi o broju i tipu energetskih trafostanica, tipu i klasi generatora, njihovoj kontroli i shemi uzbude, uređajima za kontrolu reaktivne snage, opterećenja sustava, jednako kao i naponskom nivou i kompleksnosti cijelog energetskog sustava, jer neravnoteža između proizvedene snage i opterećenja sustava rezultira s promjenom frekvencije i napona. Kod prijelaznih procesa, npr. kratki spojevi sa posljedičnim isključenjem opreme, naponska i frekvencijska oscilacija može rezultirati s nizom isključenja opreme i posljedičnim kolapsom energetskog napajanja. U industrijskim energetskim sustavima i pomoćnim napojnim sustavima trafostanica, oboje je karakterizirano sa visokim udjelom motornog opterećenja. Motori moraju startati ponovno poslije kratkih spojeva ili biti zamijenjeni u bez naponskom stanju. Odgovarajuće mjere, kao što je povećanje snage kratkog spoja i vremensko ovisna kontrola starta motora su slični zahtjevi koji se moraju riješiti usporedo sa analizom stabilnosti.

Izolacija opreme mora izdržati predvidivi normalni naponski udarac, a to generalno nije ekonomski opravdano i nije moguće dizajnirati izolaciju i opremu nakon svakog naponskog udara. Oprema i prenaponska zaštita, primarni naponski osigurači, moraju biti dizajnirani i selektirani s određenom izolacijskom osjetljivom razinom, uzimajući u obzir sve naponske udarce koji se mogu pojaviti u energetskom sustavu. Glavno područje kalkulacije prenapona i koordinacije izolacije je za sklopke, jer veliki dio opreme nema vlastitu obnovljivu izolaciju.

Oprema u energetskim sustavima je opterećena, neovisno o strujama i naponima osnovne energetske frekvencije, također i sa strujama i naponima viših frekvencija (harmonici i podharmonici) koji su emitirani s opremom koja sadrži energetske elektronike zajedno s industrijskim opterećenjem, u prijenosnom sustavu s uređajem FACTS (engl. Flexible AC transmission systems – Promjenjivi izmjenični prijenosni sustav) i proizvodnim jedinicama s foto naponima i postrojenjima vjetroelektrana. Visoke frekvencije u struji uzrokuju dodatne gubitke u transformatorima i kapacitetima, te mogu dovesti do neispravnog rada svake opreme. Zbog povećanog elektroničkog opterećenja i primjene energetske elektronike u proizvodnim postrojenjima, povećava se stvaranje harmonika i podharmonika. Koristeći frekvencijski ovisan sustav parametara, statistička distribucija struja viših frekvencija i naponski spektar može biti izračunat jednako kao i neke karakteristične vrijednosti, kao što je ukupna harmonična distorzija (engl. Total harmonic distortion), harmonični sadržaj, itd.

Instalacijska oprema, komunikacijski krugovi i vodovi su zahvaćeni sa simetričnim kratkim spojevima u visokonaponskoj opremi zbog kapacitivnosti, induktivnosti i zajedničke vodljivosti između opreme, stoga se nedopustivi visoki naponi mogu inducirati i naboji sakupiti u vodovima. U energetskim sustavima s rezonantnim uzemljenjem, nesimetrija se može pojaviti u naponu zbog paralelnih vodova sa visokonaponskim prijenosnim vodovima, te je stoga potrebno poznavati specifična svojstva materijala i geometrijske dimenzije opreme za analizu ovih interferencijskih problema. Elektromagnetsko polje u blizini nadzemnih vodova i instalacija mora biti računato i uspoređeno sa specificiranim normativima i graničnim vrijednostima predostrožnosti da bi se odredio mogući utjecaj na ljude i životinje koji su izloženi električnim i magnetskim poljima. S gledišta izolacijske koordinacije uzemljenje

neutralne točke je glavna tema u planiranju energetskeg sustava, izgled zaštitnih shema i ostalih pojedinačnih gledišta, kao što je buduća moguća struja kroz zemlju, napon dodira i koraka, ovisno o tipu neutralnog uzemljenja.

U daljnjem tehničkom istraživanju, pitanja ekonomije, promjene gubitaka i optimiziranja sustava su izrazito važni u kontekstu planiranja energetskeg sustava. Proširenje distributivnih sustava, posebno za napajanje urbanih područja, zahtijevaju veliki broj istraživanja kako bi se pokrile sve moguće alternative uzimajući u obzir sve moguće tehničke i financijske kriterije, a ova analiza alternativnih mogućnosti za distribucijske sustave ne može biti napravljena bez korištenja odgovarajućih programa za traženje i optimizaciju strategija. Optimizacijske strategije u visokonaponskim prijenosnim sustavima su normalno ne prihvatljive zbog restrikcija, jer nije moguće slobodno odabrati lokacije za trafostanice i riješiti pravo služnosti za nadzemne vodove i kabele. Pojmovni izgled mrežnih shema zaštite određuje sigurno i pouzdano napajanje električnom energijom, a ona mora bistro i jasno prepoznati netočne i nemoguće radne uvjete, te brzo odvojiti opremu sa kvarom, sigurno i selektivno od energetskeg sustava. Također se mora izbjeći širenje greške kvara na drugu opremu.

Pored osnovnog izgleda zaštitnog sustava, moraju biti definirani parametri napona i struje transformatora i pretvarača, te namješteni zaštitni uređaji.

## 2. OSNOVNI PRINCIPI PLANIRANJA DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA

### 2.1. Uvod

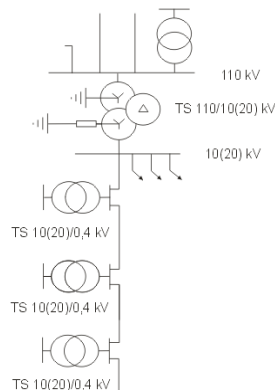
U prošlom poglavlju je objašnjeno i razmotreno što znači planiranje energetskog sustava, a ovdje će se još preciznije sužavati okvir na distribucijski sustav i sve njegove sastavne dijelove, tako da je potrebno prije prikaza svih osnovnih principa planiranja distribucijskih sustava, još jednom *detaljnije* pojasniti tumačenje pojma *planiranja sustava*, a u ovom slučaju riječ je elektroenergetskom sustavu koji je svrstan u područje distribucijskih elektroenergetskih mreža, [Lit. 2, 3].

Općenito, gledano od turbogeneratora do krajnjeg potrošača električne energije, elektroenergetski sustav sastoji se od niza povezanih hijerarhijskih struktura koji se sastoje od velikog broja različitih komponenti, pa se stoga jednostavno može zaključiti da je vođenje jednog takvog složenog sustava izrazito zahtjevno i u čestim situacijama teško, što se može riješiti odgovarajućim metodama i zahvatima u elektroenergetskom sustavu.

Dakle, skraćeno rečeno, gledajući budućnost takvog jednog velikog sustava koristi se izraz *planiranje sustava* za naglašavanje potrebnih radnji u budućnosti promatranog sustava. Slično tome, izraz *funkcioniranje sustava* označava općenito njegovu aktivnost, odnosno njegov rad ili precizirani rad u zadanom vremenu.

#### 2.1.2. Struktura i elementi sustava

Osnovna struktura prosječnog elektroenergetskog sustava je dobro poznata svima koji su elektrotehničke struke, a sastoji se od osnovnih dijelova: proizvodnja, međupovezanost (prijenos i distribucija) i potrošnja. Proizvodnja, kao i potrošnja su na osnovu trafostanica i distributivnih energetskih mreža distribuirane kroz sustav, odnosno skraćeno rečeno, mogući su vrlo različiti načini prijenosa generirane snage do potrošača. Proizvodnja može biti u obliku male solarne ćelije ili dizel generatora do izrazito velike nuklearne elektrane, [Lit. 4] dok opterećenje potrošnje električne energije može biti od običnog kućanstva do velike tvornice. Zbog tehničkih i ekonomskih pogleda, mogući su i različiti naponski nivoi od niskog napona za kućanstvo od 0,4 kV do izrazito velikih vrijednosti od 400 kV u prijenosnim mrežama. Kao primjer jedne strukture elektrodistribucijske mreže prikazuje se struktura na Slici 2.



Slika 2. Primjer prijenosne i distribucijske mreže

Na ovoj slici 2. prikazan je prijelaz električne energije sa prijenosne na distribucijsku mrežu [Lit. 5] i raspodjela električne energije kroz distribucijsku mrežu do krajnjih potrošača na niskom naponu. Sama mreža može biti u različitim oblicima, od osnovnog najjednostavnijeg radijalnog oblika do najsloženijeg upetljanog oblika.

### 2.1.3. Problematika planiranja elektroenergetskih sustava

Općenito, planiranje elektroenergetskog sustava sastoji se od studije koja promatra razdoblje od 1 do 10 godina, ili čak i više godina, a ovdje se navodi osnovna podjela. Prije ovoga prikaza nužno je još jednom pojasniti pojam planiranja sa stajališta potrebe za raspoloživom snagom buduće potrošnje. Planiranje elektroenergetskog sustava je proces kojemu je cilj utvrditi nešto novo za nadogradnju postojećeg sustava elemenata da bi se odgovarajuće zadovoljilo opterećenje za doglednu budućnost, [Lit. 6, 7, 8, 9].

Osnovni elementi su:

- Proizvodna postrojenja
- Trafostanice
- Prijenosni dalekovodi
- Potrošnja

Na osnovu ovih elemenata treba stvoriti odgovarajuću odluku o slijedećim pitanjima:

- Gdje locirati odgovarajući element (npr. početak ili kraj voda)?
- Kada instalirati novi element (npr. za 5 godina ili u određenoj godini)?
- Koje elemente posebno izdvojiti (npr. određen broj vodova i njihovi tipovi)?

Očigledno je potrebno zadovoljiti sve zahtjeve za opterećenjima u stvarnim situacijama, a u slijedećim pod poglavljima su navedene osnovne klasifikacije tema planiranja.

### 2.1.4. Statičko u odnosu na dinamičko planiranje

Za analizu ove usporedbe potrebno je pretpostaviti da se koriste sa podacima za tekuće razdoblje od 2015. do 2020. godine. Ukoliko se žele istražiti stanja vršnih opterećenja onda takva studija uključuje šest različitih stanja opterećenja.

Prvi način je da se posebno proučava svaka godina neovisno o svim ostalim godinama, a ovaj način analize se zapravo naziva *statičko planiranje* koje se bazira na planiranju za samo jedno stanje opterećenja. Drugi način koji se zove *dinamičko planiranje*, bazira se simultano na svih šest stanja, tako da se rješenje za svih šest različitih stanja dobiva u istom trenutku, [Lit. 10]. Očigledno, iako statičko planiranje daje za odgovarajuću godinu korisne podatke za dugoročno planiranje dinamičko planiranje je nezamjenjivo, navedeni proces govori o nepraktičnosti dobivenih rezultata za određeno razdoblje jer rješenje dobiveno za odgovarajuću godinu ne može biti neovisno od rješenja za obrađene godine. Jedini način za rješenje ovog problema jeste da se uključe rezultati za svaku godinu u razradi prema svakoj pojedinačnoj godini.

Ovo se još naziva *polu-statičko*, *polu-dinamičko*, *kvazi-statičko* ili *kvazi-dinamičko planiranje*. Očito je da rješenje dinamičkog planiranja može biti više optimalno u usporedbi sa rješenjem polu-statičkog planiranja.



### 2.1.5. Distribucijsko u odnosu na prijenosno planiranje

U prethodnim poglavljima navedena je osnovna podjela razina strukture elektroenergetskog sustava, a ovdje će biti poimenično prikazano, a to je *prijenos*, *među-prijenos* i *distribucija*. Distribucijski nivo se često planira, u najmanju ruku, operativno se izvodi radijalno, Slika 2,[Lit.11].Gledano na prijenosne nivoe (400 kV) i među-prijenosne nivoe (npr. 110 kV generacijsko postrojenje) oni su u pravilu čvrsto među povezani, tako da ih treba tretirati jednako, odnosno može se reći da je prijenosni i među-prijenosni nivo, zapravo *prijenos*. Kao što je već poznato, prijenosne i distribucijske mreže sastoje se od niza vodova, trafostanica i proizvodnje energije. Gledajući specifične karakteristike distribucijskog sustava (kao što je njegova radijalnost), distribucijsko planiranje je uobičajeno odvojeno od prijenosnog sustava. Iako su većina ideja za promatranje ovih dviju različitih planiranja slične, daje se naglasak na prijenosno planiranje zbog većih snaga i veće važnosti.

### 2.1.6. Kratkotrajno u odnosu na dugotrajno planiranje

U pravilu, već je u cijelom svijetu poznato da je uobičajeno planiranje elektroenergetskog sustava pokriveno s periodom od 1 do 10 godina, ili čak i više. Pod ovom pretpostavkom, za stanje vršne vrijednosti nadolazeće godine, primjećuje se da će za dva voda napajanja trafostanica, npr. jedna biti preopterećena za 10 % svoje nazivne vrijednosti, dok će druga biti opterećena sa 60 % svoje nazivne vrijednosti.

Rezultat pažljivo odrađene analize pokazuje da ukoliko je regulacijski transformator instaliran na jednom vodu, opterećenje distribucije može biti balansirano na oba voda. Nakon osnovne odluke, instalacija ovoga uređaja može biti izvedena na takav način da se više ne javljaju problemi u nadolazećoj godini. Gledajući u drugu krajnost, pod pretpostavkom da procjena opterećenja za dolazeće godine pokazuje da će unatoč svim mogućnostima i planiranoj proizvodnji snage i energije, doći do potpunog raspada planirane proizvodnje za narednih devet godina. Poslije detaljne analize tvorac plana može odlučiti pridodati dva nova generatora od 500 MW na određene energetske sabirnice u toj godini. Ova konstrukcija može startati sa činjenicom da je potrebna snaga raspoloživa u određenom vremenu, pa se ovo može smatrati tipičnim primjerom *dugotrajnog* (devet godišnjeg) *odlučivanja o prijenosnom planiranju*.

Ne postoji zlatno pravilo u specificiranju kratkotrajnog ili dugotrajnog planiranja. Normalno je da razdoblje manje od 1 godine pripada operativnom planiranju u kojem je cilj tipično upravljanje i vođenje raspoloživih sredstava na učinkovit način, a sve što je više od toga smatra se planiranim fazama. Ukoliko se instalira nova oprema gdje je moguće predvidjeti ponašanje sustava u kraćem vremenu (npr. u distribucijskim sustavima, od 1 do 3 godine), može se koristiti izraz *kratkotrajno planiranje*.

Više od 3 do 10 godina (ili čak i više) se zove *dugotrajno planiranje* (tipično prijenosno planiranje) za koje je moguće predvidjeti ponašanje sustava za duže periode. Nadalje, instaliranje novih elemenata (kao što je npr. 700 kV postrojenje ili nuklearna elektrana) trebalo bi biti veoma dobro isplanirano da bi se dobila energetska prednost i raspoloživost u očekivanom tijeku vremena. Iako se u pravilu uvijek posveti pažnja dugotrajnom energetsom planiranju, važno je napomenuti da navedene promatrane godine vrlo ovise o uslužnim iskustvima. Prikazani pristupi su generalno dovoljni kako bi se primijenili na problematiku

prijenosnog planiranja (bilo ono kratkotrajno ili dugotrajno), ali ne nužno za problematiku distribucijskog planiranja (iako se generalne ideje mogu jednako koristiti).

### **2.1.7. Planiranje prijenosa**

Imajući na umu sve prethodno navedene teze u prijašnjim poglavljima ovdje se dolazi do glavnog interesa za prijenosno planiranje, a ovaj izraz se često koristi u literaturi kao *Prijenosno ekspanzijsko planiranje* (engl. Transmission Expansion Planing - TEP), kako bi se pokazalo da se pažnja usmjerava na problematiku dugotrajnog planiranja. Prije daljnjeg sagledavanja teme, kako bi se izbjegla zabuna između distribucijskog planiranja i raznih faza planiranja koje uključuju visoke napone, koristi se terminologija TEP kako bi se naglasila činjenica da su razmatrani *prijenos* i *među-prijenos*. Može se koristiti opći izraz planiranje elektroenergetskog sustava, ali nigdje se ne smije isključiti pojam distribucijskog planiranja iz cjelokupne problematike.

Ponekad se koristi terminologija Mrežno ekspanzijsko planiranje (engl. Network Expansion Planing – NEP) za naglašavanje jednakih stavova planiranja, ali se ne koriste sve ideje kod studija mreža (vodova, kabela, itd.), nego je prema raznim izvorima umjesto korištenja terminologije TEP ili NEP, preporuka promatrati pojedine faze planiranja.

## 2.2 Optimizacijske tehnike

### 2.2.1. Uvod

U svakodnevnom uobičajenom odlučivanju svi su suočeni sa donošenjem odluka, a naravno svatko želi donijeti najbolju odluku. Svatko tko želi kupiti najbolje, nastoji kupiti najveću kvalitetu, ali s najmanjim troškom, [Lit. 12, 13]. Ovi tipovi donošenja odluka su kategorizirani kao optimizacijski problemi u kojima je zadatak pronaći optimalno rješenje, gdje optimum može biti najmanji ili najveći. Većina operativnih i planskih problema sastoji se od slijedeća tri glavna koraka:

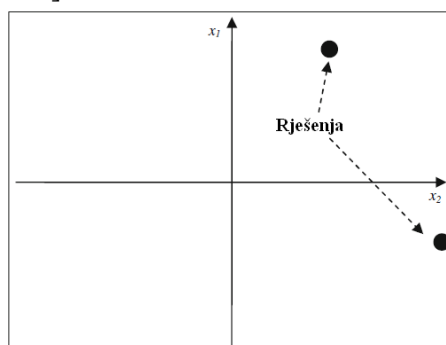
- definicija
- model
- algoritam rješenja

U svakom optimizacijskom problemu, donositelj odluke mora odlučiti slijedeće:

- odluka (neovisna) i nezavisne varijable
- uvjetne funkcije
- objektivne funkcije

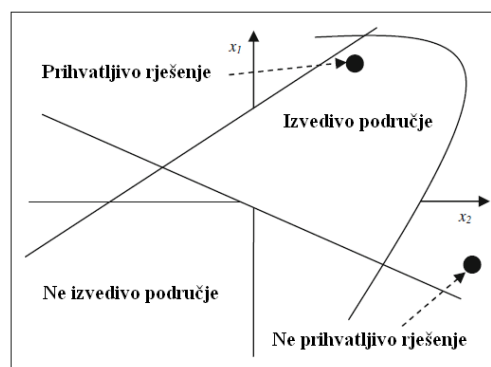
### 2.2.2. Odluka i zavisne varijable

Uvjetne varijable su nezavisne varijable, a donositelj odluke mora odrediti optimalne vrijednosti i prema njima, ostale zavisne varijable mogu također biti određene. Kao primjer, kod *rješavanja problema proizvodnog optimuma* aktivna proizvodnja snage od energetskog postrojenja može biti odlučujuća varijabla. Zavisna varijabla može biti ukupna potrošnja goriva, stanje gubitaka sustava, itd., što može biti računato prilikom određivanja odlučujućih varijabli. Prilikom rješavanja problema raspoređivanja kompenzacijskih baterija, lokacije i veličine kapacitivnih elemenata su odlučujuće varijable, gdje zavisne varijable mogu biti naponi, gubici sustava, itd. Problem n-odlučujućih varijabli rezultira sa n-dimenzionalnim mogućim rješenjima u čijem prostoru svaka točka može biti rješenje. Primjer dvodimenzionalnog slučaja je prikazan na Slici 3, [Lit. 12,13].



Slika 3. Prostor mogućih rješenja za dvodimenzionalan slučaj

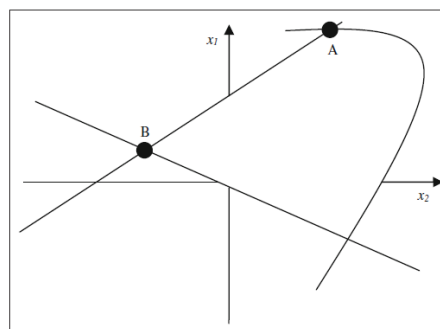
U stvarnom životu optimiziranja problema, neka ograničenja se mogu primijeniti na prostor mogućih rješenja. Ovo su tipična tehnička, ekonomska, prostorna i slična ograničenja, označena kao uvjeti koji direktno ili indirektno razdvajaju prostor mogućih rješenja u prihvatljivo (izvedivo) i neprihvatljivo (neizvedivo) područje. Donositelj odluke treba pronaći točku rješenja unutar izvedivog područja. Na primjer, kod *rješavanja problema proizvodnog optimuma* aktivna snaga proizvodnje energetskog postrojenja trebala bi biti unutar njenih odgovarajućih maksimalnih i minimalnih vrijednosti, ili se može reći da ukupna proizvodnja postrojenja treba zadovoljiti ukupnu potrošnju i odgovarajuću pričuvu. Kod *rješavanja problema raspoređivanja kapacitivnosti*, tehnički uvjet može biti maksimalni broj kapacitivnih elemenata koji mogu biti angažirani za posebne sabirnice. Ekonomski uvjet može biti granica za ukupne praktične troškove koji ne bi smjeli biti premašeni. Način na koji se uvjeti odnose u dvo-dimenzionalnom slučaju je prikazan na Slici 4. [Lit. 12,13]



Slika 4. Izvedivo i neizvedivo područje prema uvjetima

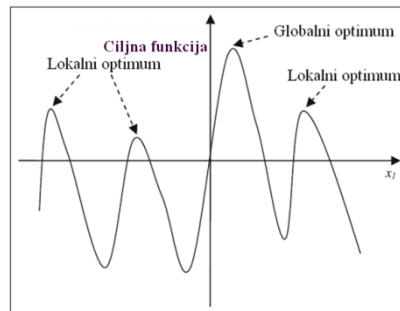
### 2.2.3. Ciljne funkcije

Od bezbroj točaka u području izvedivosti rješenja problema, donositelj odluke treba odabrati najpoželjniju. Najpoželjnija bi trebala biti, kao i uvijek, na neki način definirana. Činjenica je da je *ciljna funkcija* zapravo funkcija raznih naziva ciljnih varijabli pomoću kojih donositelj odluke pokazuje njegovo poželjno rješenje. Na Slici 5. [Lit. 12,13], ukoliko je ciljna funkcija definirana da maksimalizira varijablu  $x_1$ , moguće rješenje završava u točki A, ili ukoliko je minimiziranje varijable  $x_2$  objektivna funkcija, točka B bi bila konačno rješenje.



Slika 5. Optimum točaka za dvo-dimenzionalan slučaj

Kod rješavanja problema proizvodnog optimuma, ciljna funkcija može biti izabrana kao ukupan trošak goriva za minimiziranje, dok kod rješavanja problema raspoređivanja kapacitivnosti ciljna funkcija može biti trošak investicije ili gubici sustava ili oboje za minimiziranje. Problem se smatra da je *jedno-ciljan* ako se samo jedna ciljna funkcija optimizira, a to je u suprotnosti sa više-ciljnom optimizacijom problema u kojoj je nekoliko funkcija istovremeno optimizirano. U praktičnom slučaju, optimizacijski problem može imati maksimum i minimum točaka.[Lit.12,13]



Slika 6. Lokalne i globalne optimalne točke

Za primjer, razmotrimo slučaj opisan na Slici 6. u kojoj je ciljna funkcija smatrana funkcijom samo varijable  $x_1$  i treba biti maksimalizirana. Kao što je prikazano, ovdje se nalaze neki lokalni optimumi u smislu da su oni optimumi u okolini bližih točaka, a od tih lokalnih optimalnih točaka, jedna je globalni optimum.

#### 2.2.4. Problem modeliranja

Kada su odlučujuće varijable, uvjeti i izrazi ciljnih funkcija odlučeni, trebalo bi modelirati problem na odgovarajući način kako bi bio riješen. Modeliranje veoma ovisi o raspoloživom alatu i algoritmima za rješavanje problema s uvjetovanom točnošću i mogućnošću pojednostavljenja. Opći model problema optimalizacije [Lit. 12,13] trebao bi biti u sljedećoj formi:

$$\begin{aligned} &\text{Minimalizirati ili maksimalizirati } C(x) \\ &g(x) \leq b(2) \end{aligned} \tag{1}$$

gdje je  $x$  odlučujuća varijabla,  $C(x)$  je ciljna funkcija i  $g(x) \leq b$  je *uvjet nejednakosti*.

Odlučujuće varijable mogu biti ili realne ili integralne (cjelobrojne). Na primjer, kod rješavanja problema proizvodnog optimuma, aktivna snaga proizvodnje je realna dok je kod rješavanja problema raspoređivanja kapacitivnosti broj kapacitivnih elemenata koji treba biti instaliran na posebne sabirnice je integer.  $C$  i  $g$  mogu biti ili konstantne ili diskretne funkcije odlučujućih varijabli u eksplicitnoj ili implicitnoj formi, linearno ili nelinearno. Osnovano na tome, optimizacijski problem je odgovarajuće nazvan, a kao primjer navodimo integralni linearni optimizacijski problem u kojoj su  $C$  i  $g$  linearne funkcije od integralnih odlučujućih varijabli. Generalno gledano, ovako slijedi:

- Maksimaliziranje C je jednako minimiziranju (-C),
- Možemo imenovati uvjet jednakost za f(x), da bi se razdvojilo od funkcije g(x)
- $g(x) > g^{lo}$  (ili  $(g(x) - g^{lo}) > 0$ ) je jednako za  $-(g(x) - g^{lo}) < 0$
- Može biti više od jedne funkcije f(x) ili više od jedne funkcije g(x)
- Može biti više od jedne nezavisne varijable x (umjesto vektora x)

Opći optimizacijski problem [Lit. 12,13] može biti postavljen:

$$\text{Min}_x C(x) \quad (3)$$

$$f(x) = 0 \quad (4)$$

i

$$g(x) \leq 0 \quad (5)$$

### 2.2.5. Rješavajući algoritmi

Uvjetovani optimizacijski problem iznesen u formulama (3), (4) i (5), može biti riješen sa odgovarajućim optimizacijskim tehnikama. Ove tehnike mogu biti generalno klasificirane kao matematičke i heurističke (nedokazane), a objema se posvećuje značajna pažnja u literaturi energetskih sustava.

#### 2.2.5.1. Matematički algoritmi

Matematička optimizacijska tehnika formulira problem s matematičkom reprezentacijom kao što je to prikazano od formule (3) do (5). Osigurane objektivne funkcije i uvjeti su nelinearni, a rezultirajući problem je imenovan kao *Nelinearni optimizacijski problem* (engl. Non Linear optimization Problem – NLP). Specijalan slučaj NLP problema je kvadratno programiranje u kojem je objektivna funkcija kvadratna funkcija od x, problem je imenovan kao problem *Linearnog programiranja* (engl. Linear Programming – LP). Ostale kategorije mogu također biti identificirane na osnovu svojih varijabli. Na primjer, ako je varijabla x integralnog tipa, problem je označen kao *Integralno programiranje* (engl. Integer Programming). Različiti tipovi kao što su *Mješovito integralno linearno programiranje* (engl. Mixed Integer Linear Programming – MILP) može također postojati, a unatoč tome što varijable mogu biti i realne i integralne, problem je također tipa *linearnog programiranja – LP*, [Lit. 12,13].

Za formule koje se temelje na osnovi matematike, dosada su razvijeni mnogi algoritmi na temelju kojih su proizvedeni mnogi komercijalni računalni programi čiji se pregled navodi u slijedećim poglavljima. Treba napomenuti da općenito govoreći, matematički algoritmi mogu imati nedostataka zbog numeričkih problema i mogu biti vrlo kompleksni u primjeni. Kao i uvijek, matematičko rješenje može biti garantirano, ali pronalaženje globalnog optimuma može biti izvjesno samo s određenim tipom kao što je npr. linearno programiranje –LP. Ovdje nema definiranih i čvrstih klasifikacija matematičkih algoritama i nije namjera razmatrati sve algoritme u detalje, nego je ovdje namjera da se upoznaju određeni naslovi koji su više interesantniji i realno mogu biti primijenjeni na teme planiranja energetskih sustava. Metode

traženja optimuma su generalno poznate kao tehnike programiranja i ove operacije istraživanja su grane matematike. Postoje i neke teme, kao što su to npr. *teorije igre*, ali se ovdje samo navode jer su zanimljivije za ostale teme kod energetskih sustava, npr. tržišne analize energetskih sustava.

### 2.2.5.2. Računske metode

Ovi tipovi metoda su tradicionalni način traženja točaka optimuma, a primjenjivi su za kontinuirane i diferencijalne funkcije od oba objektivna i zahtijevana uvjeta. Korisni su za računanje diferencijalnih kalkulacija na lokacijama točaka optimuma. Na osnovu razvoja diferencijalnih kalkulacija za traženje točaka optimuma od  $C(x)$  (jednadžba (3)), metoda *Langrangeovog multiplikatora* je bila razvijana sa ciljem pronalaženja optimalnih točaka, gdje uvjet jednakosti (jednadžba (4)) također može biti primijenjen. Ukoliko je uvjet nejednakosti (jednadžba (5)) također primjenjiva, i dalje se osnovne metode mogu koristiti, ali kao i uvijek, trebalo bi razmotriti Kuhn-Tuckerove uvjete.

### 2.2.5.3. Metoda linearnog programiranja (LP)

Kao što je već naznačeno, metoda linearnog programiranja je optimizacijska metoda u kojoj su objektivna funkcija i uvjeti linearne funkcije odlučujućih varijabli. Ova vrsta problema bila je prvo prepoznata 1930. godine, od ekonomista u raznim razvojnim metodama za optimalne lokacije izvora. [Lit. 12,13]

Napominjemo slijedeće činjenice:

- Svaki problem linearnog programiranja može biti postavljen kao minimizacijski problem zbog činjenice koja je već opisana, a to je da maksimaliziranje  $C(x)$  jednako ( $-C(x)$ ).
- Svi uvjeti mogu biti postavljeni kao uvjeti tipa jednakosti, zbog činjenice da uvjet nejednakosti slijedećih formula:

$$a'_{1x_1} + a'_{2x_2} + \dots + a'_n x_n < b' \quad (6)$$

ili

$$a''_{1x_1} + a''_{2x_2} + \dots + a''_n x_n > b'' \quad (7)$$

može biti transformiran na uvjet jednakosti, prikazan slijedećim jednadžbama:

$$a'_{1x_1} + a'_{2x_2} + \dots + a'_n x_n + x'_{n+1} = b' \quad (8)$$

$$a''_{1x_1} + a''_{2x_2} + \dots + a''_n x_n - x''_{n+1} = b'' \quad (9)$$

odnosno, tamo gdje su  $x'_{n+1}$  i  $x''_{n+1}$  *ne negativne varijable*, poznate kao „suvišne“ *varijable*

- Sve odlučujuće varijable mogu biti smatrane kao *ne negativne varijable*, dok za svakog  $x_j$  koji je neograničen u svojoj vrijednosti, može se pisati da je  $x_j = x'_j - x''_j$  gdje vrijedi slijedeće:

$$x'_j \geq 0 \text{ i } x''_j \geq 0 \quad (10)$$

Može se lako vidjeti da će varijabla  $x_j$  biti negativne vrijednosti, nula ili pozitivne vrijednosti ovisno o tome je li  $x''_j$  veće, jednako ili manje od  $x'_j$ .

Ovaj problem može biti postavljen u *kanoničkoj* formi, a poslije toga rješenje poznato kao *elementarna (jednostavna) metoda*, razvijena u 1940. godini, može biti korištena za rješenje problema. Korištenje elementarne metode normalno zahtijeva veliki iznos računalne pohrane i vremena, a takozvana *revidirana elementarna metoda* je revidirana metoda za koju je potrebno manje vremena računanja i prostora za pohranu podataka.

Nadalje, slijedeći pojam od interesa za probleme linearnog programiranja je dualna (dvostruka) teorija. U stvarnosti, prateći svaki problem linearnog programiranja, može se formulirati takozvani *dualni problem*. U mnogim slučajevima, rješenje problema linearnog programiranja može se lakše postići u odnosu na dualni problem. Ukoliko problem linearnog programiranja ima specijalnu strukturu, onda se može uključiti takozvani *dekompozicijski princip* kako bi riješio problem sa što manje zahtijevane računalne memorije, a na taj način problem može biti učinkovitije riješen. Transportni problemi su specijalni problemi linearnog programiranja, a često se pojavljuju u praksi. Ovi problemi mogu biti riješeni s određenim algoritmima koji su više učinkoviti nego što je to elementarna metoda.

#### **2.2.5.4. Metoda nelinearnog programiranja (NLP)**

Ranije je već rečeno da ukoliko je objektivna funkcija sa svojim uvjetima nelinearna funkcija odlučujućih varijabli, rezultat optimizacijskih problema zove se *nelinearno programiranje*.

Prije daljnjeg nastavka analiziranja nelinearnih problema programiranja, treba se napomenuti kako je većina praktičnih problema uvjetovanog tipa u kojem bi neke uvjetne funkcije trebale biti zadovoljene. Glede uvjetovanih problema, kao i uvijek, neki algoritmi rade na principu da transformiraju problem u neuvjetovan slučaj, a kasnije će biti prikazani neki postojeći algoritmi za rješavanje neuvjetovanih problema.

Metode rješavanja za neuvjetovane probleme mogu općenito biti klasificirane kao *direktna potraga za rješenjem* (ili *ne gradijentna metoda*) ili *silazna metoda* (ili *gradijentna metoda*). Prvobitna metoda ne koristi parcijalne derivacije objektivne funkcije i odgovarajuća je za rješavanje manjih problema uz uključivanje relativno malog broja varijabli. Druga metoda zahtjeva vrednovanje prve metode i po mogućnosti viši red derivacije objektivne funkcije, a kao rezultat ove metode su općenito više učinkovite nego direktne metode. Sve neuvjetovane optimizacijske metode su iterativne u prirodi i počinju s početnim probnim rješenjem krećući se stepenicama prema optimalnom rješenju. Gradijentnoj metodi je posvećeno puno više pažnje u literaturi energetske sustava.

Gradijentni sustav se koristi za kalkulaciju optimuma dužine koraka kroz smjer traženja rješenja kako bi učinkovitost algoritma bila maksimalizirana.

Ukoliko se sagleda još jednom uvjetovan slučaj, onda se vidi dva tipa metode, po nazivima, to je primjena *direktnih i indirektnih metoda*. U prvo navedenoj metodi, uvjeti su sadržani na eksplicitni način, dok kod većine drugo navedenih metoda, uvjetovani problem pretvoren je u slijed neuvjetovanih problema i riješen odgovarajućim algoritmima.

Kao primjer direktnih metoda, u takozvanoj uvjetnoj aproksimativnoj metodi, objektivna funkcija i uvjeti su linearizirani kroz jednu točku. Rezultirajući aproksimativni problem linearnog programiranja je riješen s korištenjem tehnika linearnog programiranja. Rezultirajuće rješenje se tada koristi za konstruiranje novih problema linearnog programiranja, a proces je



kontinuiran dok se ne zadovolji kriterij konvergencije. Kao primjer *indirektne metode*, takozvana metoda *penal funkcije*, radi na principu konvertiranja problema na neuvjetovan tip problema. Ovo se naizmjenice označava kao interna i eksterna metoda penal funkcije. U prijašnjoj situaciji, slijed ne uvjetovanih minimuma leži u izvedivom području, dok kasnije, slijed leži u neizvedivom području, a u oba slučaja kreću se naprijed prema željenom rješenju.

### 2.2.5.5. Metoda dinamičkog programiranja (DP)

Dinamičko programiranje je naširoko korištena tehnika u analizama energetske sustava. U biti, to je matematička tehnika koja se koristi za rješavanje problema kod odlučivanja u više faza, originalno razvijano 1950. g. Problem višefaznog odlučivanja je problem u kojem optimalno odlučivanje treba biti provedeno kroz određene faze, a ove faze mogu biti u različitim vremenima, različitim prostorima, različitim razinama, itd. Važna točka metode je činjenica da je izlaz iz svake faze ulaz za slijedeću serijsku fazu. Krajnji cilj objektivne funkcije je da bude optimizirano kroz sve faze, a to je normalno da to bude funkcija odlučujućih varijabli ( $x_i$ ) kroz sve faze. Važna činjenica je da postupak ne može započeti bez optimizacije prve faze, krećući se naprijed prema završnoj fazi, a također je moguća i poneka međupovezanost između faza. Kako bi problem bio jasniji treba razmotriti slijedeći primjer funkcioniranja energetskog sustava. Pretpostavimo da namjeravamo minimizirati troškove proizvodnje kroz 24 satni period, a informacije su slijedeće:

- Raspoložive su četiri proizvodne jedinice: svaka može biti uključena ili isključena, tako da su moguće razne kombinacije, kao što su 1111, 1101, 1001, 0011....
- Učinkovitosti proizvodnih jedinica su različite tako da ukoliko je opterećenje sustava nisko onda ga mogu napojiti dvije jedinice, a trebalo bi koristiti onu proizvodnu jedinicu sa većom učinkovitošću za napajanje opterećenja.
- Opterećenje varira kroz 24 h razdoblje, mijenjajući fazu svaki sat.

Višefazni odlučujući problem u stvarnosti, odlukom o uključenosti svih jedinica za svaku fazu postiže se minimizacija ukupnih troškova proizvodnje za 24 h razdoblje. Ranije je naglašeno da ukoliko niti jedan drugi uvjet nije istaknut, treba optimizirati promatrani problem za svaku fazu i sumirati ga kroz sve faze. Drugim riječima treba riješiti problem 24 h optimiziranja pojedinačno po fazi kako bi se pronašlo konačno rješenje. Ukoliko pretpostavimo da konačno rješenje izgleda kao na Slici 7. [Lit. 12,13], na kojoj su prikazane kombinacije rada proizvodnih jedinica za svaku fazu.

1	2	3	4		15			23	24
1011	1011	0011	1011	.....	1101	.....	.....	1111	1110

Slika 7. Kombinacije rada proizvodnih jedinica za 24 h period

Kao što je prikazano, prva proizvodna jedinica je uključena u 1. satu i 2. satu; isključena je u 3. satu, pa ponovo uključena u 4. satu. U ovoj situaciji, što bi se dogodilo ako je kao uvjet naglašena činjenica da ukoliko je prva proizvodna jedinica isključena, ona ne može biti ponovo uključena ako nije prošlo 5 perioda? Ovaj uvjet zove se *minimalno donje vrijeme* proizvodne jedinice. Dakle, pokazuje se da prikazano pretpostavljeno rješenje nije praktično i treba pronaći

pravo rješenje. Za prvu fazu promatrane su sve četiri jedinice, te je broj mogućih kombinacija događaja  $2^4 - 1 = 15$ . Dakle, za 24 perioda broj mogućih kombinacija je  $(15)^{24}$ . Jasno je da bi za veliki broj proizvodnih jedinica npr. 100 i broja faza, npr. 168 tjedana, ukupan broj svih kombinacija  $(2^{100} - 1)^{168}$ ! Kod metode direktnog programiranja, problem višefaznog odlučivanja je raščlanjen na slijed pojedinačnih problema po fazama i uspješno riješen. Raščlanjivanje treba biti napravljeno na takav način da optimalno rješenje originalnog problema može biti postignuto s optimalnim rješenjem pojedinačnog faznog problema.

#### **2.2.5.6. Metoda potpune linearne optimalizacije ili metoda integralnog programiranja (IP)**

U svim algoritmima koji su razmatrani do sada, svaka od odlučujućih varijabli može imati bilo koju realnu vrijednost.

Treba međutim promatrati situaciju u kojoj je uvjet da je odlučujuća varijabla limitirana samo sa jednom sveobuhvatnom *vrijednošću*. Na primjer, ukoliko je odlučujuća varijabla zapravo broj proizvodnih jedinica električne energije.

Optimizacijski algoritmi razvijeni za ovu klasu problema su klasificirani kao metoda potpune linearne optimalizacije programiranja u distribuciji energije, zasniva se na cjelovitom pristupu projektiranja proizvodnje električne enerije promatranog sustava u okruženju, [Lit. 14].

#### **2.2.5.7. Heuristički (nedokazani) algoritmi**

Mnogi matematički osnovani algoritmi mogu garantirati postizanje optimalnih rješenja, dok ne mogu uvijek garantirati postizanje globalnog optimuma. Globalni optimum može biti dostignut, provjeren i garantiran samo za jednostavne slučajeve. S druge strane, mnogi praktički optimizacijski problemi ne pripadaju u striktno oblike i pretpostavke matematički osnovanih algoritama, [Lit. 15, 16]. Korak dalje, može se konstatirati da ukoliko je problem visoko kompleksan, neće se moći odmah riješiti ni s korištenjem matematičkih algoritama. Pored pronalaženja globalnog optimuma koji je osnovni interes, pronalaženje lokalnog optimuma postaje glavni nedostatak. Heuristički algoritmi su smišljeni da realiziraju prethodno spomenute točke, jer oni uobičajeno mogu riješiti kombinatoričke probleme, ponekad veoma kompleksne, ali u razumno vrijeme. Kao i uvijek, algoritmi traže dobro rješenje bez sposobnosti za garanciju optimalnosti, ili čak koliko je blizu rješenje do optimalne točke. Nadalje, neki modificirani heuristički algoritmi su razvijeni u literaturi s kojom je postignuto dokazano ponašanje, a tvrde da su optimalna rješenja zagantirana. Jednostavni heuristički algoritmi mogu biti osmišljeni osnovom nekih tipova senzitivnih analiza, a kao primjer *problema raspoređivanja kapacitvnosti*, osjetljiviji dio objektivne funkcije može biti označen primjenom kapacitvnosti na sabirnicama. Jednom aktivan, kapacitet se dodaje na najosjetljiviju sabirnicu i procedura se ponavlja dok se ne postigne uvjet objektivne funkcije.

Kao i uvijek, mnogi heuristički algoritmi su osnovani na biološkim ponašanjima, a osnovno je da proces počinje sa činjenicom da se točka ili niz točaka pomiče naprijed prema boljem rješenju, kroz navođenu potragu, [Lit. 15, 16], samo nekoliko ih je razvijeno do sada, a neke je vrijedno spomenuti ovdje:

- Genetski algoritam (Genetic Algorithm – engl. GA), osnovan na genetici i evoluciji,
- Simulirano žarenje (Simulated Annealing – engl. SA), osnovano na nekim zakonima termodinamike
- Jato čestica (Particle Swarm – engl. PS), osnovano na kretanju ptica i riba
- Tajna potraga (Tabu Search – engl. TS), osnovano na odgovoru vlastite memorije
- Kolonija mrava (Ant Colony – engl. AC), osnovano na ponašanju mrava

Pored ovoga, postoje i ostale tehnike koje mogu biti citirane, ali se sada razmatraju samo gore navedeni algoritmi.

### ❖ Genetski algoritam

U prirodi, svaka vrsta je suočena s izazivačkim okolišem i trebala bi se prilagoditi za postizanje maksimalne vjerojatnosti preživljavanja. Kako vrijeme protječe, vrsta koja je dokazala svoje karakteristike preživljava, u stvarnosti, takozvani *najprilagođeniji tip* će preživjeti. Ovaj tip fenomena koji se događa u prirodi je osnova za evolucijski osnovan genetski algoritam. Genetski algoritam je većinom razvijen u Nizozemskoj, a odlučujuće varijable za pronalaženje su *binarno kodirane, stvarnim vrijednostima kodirane* ili *integralno kodirane* na način znakova gena. [Lit. 15, 16] Ovaj znak se naziva *kromosomski problem*, selektiran od takozvanog niza *populacija*. Objektivna funkcija je kalkulirana za ove kromosome kao problem *uvježbanosti (fitnes) funkcije*. Nakon određivanja inicijalne populacije, selektiranje kromosoma i kalkulacija njihove uvježbanosti stvara se slijedeća populacija, a što je osnovano na kasnijoj proceduri. Inicijalni kromosomi se zovu *roditelji* i novonastali kromosomi se zovu *podmladak*. Regeneracija je bolja kod kromosoma gdje su bolje vrijednosti uvježbane funkcije. Algoritam nastavlja sa radom dok se ne postigne daljnje dokazivanje uvježbanom funkcijom. Već je naglašeno da *Genetski algoritam* koristi samo informacije objektivne funkcije, a ne derivacije, pa stoga ako se nasumice, ali na navođeni način, potraži izvedivo područje, vjerojatnost dostizanja globalnog optimuma je vrlo velika, iako konvergencija nije izgledna prema globalnom optimumu. Tri glavna operatora genetskog algoritma su *selekcija, križanje i mutacije*.

### ❖ Simulirano žarenje

Simulirano žarenje je fleksibilni algoritam koji se bavi kombiniranim optimizacijskim problemima, a može se primijeniti na kompleksne probleme, čak uključujući i ne diferencijalne, ne kontinuirane i ne konveksne funkcije. Žarenje je prirodni proces hlađenja rastaljenog materijala zbog visoke temperature. Ukoliko se proces hlađenja izvodi pod uvjetima termodinamičke ravnoteže, rezultati žarenja su u oblicima kristala. Oblik perfektnog kristala je jednak stanju minimuma energije. Ovi navedeni principi su prvi put primijenjeni kao algoritam u rješavanju optimizacijskih problema u 1980. godini, a naglašeno je da se podudarnost može odrediti između fizičkog stanja materije i mogućeg rješenja optimizacijskog problema. Slobodna energija materije može odgovarati objektivnoj funkciji optimizacijskog problema.

Prije nastavljanja daljnje analize, treba prvo analizirati takozvani Metropolis algoritam koji je osnova za algoritam Simuliranog žarenja, [Lit. 15, 16].

- Metropolis algoritam – Čestice koje tvore određeni materijal imaju različite nivoe energije, prema vjerojatnosti distribucije i osnovom njihove temperature ( $T$ ). Ovaj algoritam radi na principu generacije novog stanja  $S_j$  od početnog stanja  $S_i$  s energijom  $E_i$ , a ovo novo stanje je proizvedeno sa mehanizmom, sastojeći se od malih perturbacija u originalnom stanju. Perturbacije su u stvari postignute sa kretanjem čestica prema Monte Carlo metodi. Za energiju novoga stanja  $E_j$  (nasumice pronađeno), razlika između  $E_j - E_i$  provjereno mora biti manja ili jednaka od nule ( $\leq 0$ ) sa ciljem da bi se prihvatilo novo stanje  $S_j$ . Ako je ova razlika pozitivna, još uvijek je  $S_j$  prihvatljiv, ali sa slijedećom vjerojatnošću:

$$p = e^{(E_i - E_j)/k_B T} \quad (11)$$

gdje je  $T$  temperatura materijala, a  $k_B$  je Boltzmanova konstanta, [Lit. 15, 16]. Navedeni proces normalno zahtjeva veliki broj prijelaznih stanja u dosezanju stanja s najnižom energetsom razinom.

Gore navedeni principi su primjenjivani u rješavanju optimalizacijskih problema. Simultano žarenje sastoji se u osnovi od dva glavna mehanizma. Prvo je *generacija alternativa (stanja)*, a druga je *prihvatljivo pravilo*. Inicijativno, za određenu temperaturu  $T_0$ , generira se slijed konfiguracija ( $N_0$ ), a onda se odabire inicijalna konfiguracija  $S_i$  gdje je  $T_k$  kontrolni parametar. Početno temperatura  $T$  je velika, ali se reducira osnovom *rasporeda hlađenja*, a kao kriterij prihvaćanja je uzet navedeni *Metropolis algoritam*.

Inicijalna temperatura  $T_0$ , broj izvedenih tranzicija kod svake temperaturne razine ( $N_k$ ), konačne temperature,  $T_f$  (kao stopirajući kriterij) i hladeći slijed (dobiven od  $T_{k+1} = g(T_k) \cdot T_k$ , gdje je  $g(T_k)$  funkcija koja kontrolira temperaturu), su četiri glavna parametra Simuliranog žarenja.

### ❖ Jato čestica

Neki oblici životinja u prirodi kao što su ribe i ptice ponašaju se u skladu sa pravilima jata. Svaka jedinka je koordinirana u svojim pokretima sa ostalim jedinkama na takav način koji ne dolazi u sukob sa ostalima, kreće se naprijed prema odredištu i pomiče prema centru grupe, odnosno jata. Sredinom 1990. godina je formulirano kako je osnovna ideja teorije Jata čestica zapravo *optimizacijski algoritam*. Karakteristike svake jedinke, tzv. *zastupnika*, su prikazane u dvodimenzionalnom prostoru sa svojim pozicijama  $x$  i  $y$ , te svojim brzinskim vektorom  $v_x$  i  $v_y$ , a u skladu s tim svaki zastupnik optimizira svoje kretanje naprijed prema odredištu.

Na taj način se postiže:

- Najbolja vrijednost objektivne funkcije zastupnika koja je postignuta do sada, takozvana *p-najbolje*.
- Najbolja vrijednost objektivne funkcije koju su ostali zastupnici postigli do sada, takozvana *g-najbolje*.

Dakle, ukoliko zastupnik mijenja svoju poziciju, kod cijelog jata je slijedeće:

- Ne mijenja se pozicija jata.
- Ne mijenja se trenutna brzina.
- Ne mijenjaju se udaljenosti između trenutne pozicije sa p-najbolje i g-najbolje.

Matematički govoreći, nova pozicija zastupnika  $i$  u iteraciji  $k+1$  ( $s_i^{k+1}$ ) može biti određena na osnovu trenutne pozicije ( $s_i^k$ ), u  $k$  iteraciji, poznajući brzinu iteracije  $k+1$  ( $v_i^{k+1}$ ), [Lit. 15, 16]. Imajući u vidu da je  $s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1}$ , ( $v_i^{k+1}$ ) može biti označeno kao:

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + C_1rand_1(pnajbolji_i - s_i^k) + C_2rand_2(gnajbolji - s_i^k) \quad (12)$$

gdje je  $w$  faktor težine,  $C_1$  i  $C_2$  su koeficijenti težine,  $rand_1$  i  $rand_2$  su dva slučajna decimalna broja između 0 i 1.

Prvi izraz rezultata kretanja zastupnika u jednakom smjeru kao i prije, je zapravo rezultat istraživanja novoga prostora. Zato se  $w$  zove koeficijent promjene smjera. [Lit. 15, 16]

Obično se definira kao:

$$w = \bar{w} - \left( \frac{\bar{w} - \underline{w}}{iter} \right) iter \quad (13)$$

( $\bar{w}$  je maksimum  $w$ ,  $\underline{w}$  je minimum  $w$ , a  $iter$  je maksimalni broj iteracija, pojedinačno)  $\bar{w}$  i  $\underline{w}$  su tipično selektirani između 0,9 i 0,4 pojedinačno. S jednadžbom (13) inicijalna promjena smjera je značajno povećana i reducirana prema kraju procedure, dok na drugi način, drugi i treći izraz, jednadžbe (12) rezultira takozvanom *pojačavanju brzine*.  $C_1$  i  $C_2$  mogu biti odabrani da budu iznosi do 2,0. Koraci u iteracijama optimizacijskog algoritma Jata čestica generalno mogu biti opisani kao:

- a) Stvoriti prvobitno stanje za svakog zastupnika
- b) Razvijati traženje točke za svakog zastupnika
- c) Modificiranje svakog traženja točke

Ova procedura se ponavlja za svaki maksimalni broj iteracija, a treba napomenuti da su neke varijacije optimizacijske metode do sada razvijene da bi pridonijele nekim praktičnim optimizacijskim problemima.

### ❖ Tajna potraga

Za pojašnjenje pojma Tajne potrage (Tabu Search – engl. TS), nužno je pojasniti značenje riječi *tabu* što znači *zabranjeno za istraživanje ili razmatranje*. [Lit. 15, 16] Za razliku od ostalih kombinatoričkih pristupa, ova metoda se ne odnosi na fizičke fenomene, a početno je predložena u ranim 1980. godinama. To je iterativni postupak koji počinje s početnim rješenjem i tendencijom kretanja prema novom prostoru mogućih rješenja s većom agresivnošću i gramzivošću nego metode Genetskog algoritma ili Simuliranog žarenja. Susjedstvo iz kojega se selektiraju slijedeća rješenja ili potezi, modificira se prema klasificiranju nekih poteza kao *tabu*, odnosno *neželjenih* ciljnih funkcija. Za svaku iteraciju algoritma, definira se susjedna struktura, a potez se pravi prema najboljoj konfiguraciji. Ukoliko se želi zaobići neke lokalne

optimalne točke, dopuštene su neke tranzicije prema konfiguracijama s većim troškovima. Slično kao algoritam Jata čestica, koristi se pojačavanje i mijenjanje rezultata prilikom više složenih istraživanja atraktivnih regija i istodobno se kreće prema prethodno ne posjećenim regijama, a ovo pomaže izbjegavanju zamki u lokalnim točkama optimuma. Koraci koji su uključeni u optimizaciju algoritma Tajne potrage mogu biti prikazani kao slijedeći:

- a) Stvaranje početnog rješenja
- b) Određivanje pokreta
- c) Vremenski odrediti datum rješenja. Slijedeće rješenje je odabrano s liste susjeda koje se radije smatra *poželjnim* ili *ne tabu*, te da je za njega ciljna funkcija optimalna.

Ovaj proces se ponavlja osnovom svakog predloženog pravila zaustavljanja. Za razliku prema ostalim heurističkim algoritmima, tamo nema dovoljno teorijskog zaleđa za krojenje metoda Tajne potrage prema praktičnim problemima tako da se u tim slučajevima korisnici trebaju poslužiti svojim vlastitim iskustvom.

### ❖ Kolonija mrava

Ovo je optimizacijska tehnika koja je zapravo kombinatorička optimizacijska tehnika, početno razvijena u ranim 1990. godinama, a bazira se na ponašanju insekata, posebice mrava.[Lit. 15, 16] Mravi imaju izuzetnu sposobnost pronalaženja najkraće udaljenosti od hrane do njihovog gnijezda. Čak i kada naiđu na prepreku na svome putu, oni opet pronalaze najkraći put. Znanstvenici su uspjeli otkriti glavni alat ovoga fenomena, a to su *feromoni* koji se koriste kao glavni komunikacijski medij između jedinki. Prilikom hodanja svaki mrav ostavlja kemijsku supstancu koju se naziva feromoni, a ostavlja se kao trag na stazi. Prvobitno svi mravi se kreću naprijed na slučajan način u potrazi za hranom. Ukoliko krenemo od tvrdnje da imaju jednaku brzinu, onaj mrav koji pronađe hranu brže od ostalih (najmanja udaljenost) vraća se brže u gnijezdo i ostavlja feromone na putu nazad. Ostali mravi će uskoro prepoznati obećavajuću stazu i slijediti ju, te ostavljati svoje feromone, ta će staza biti sve bogatija i bogatija s feromonima. Osnovom navedenog, razvijeno je nekoliko algoritama Kolonije mrava, a osnovni koraci su slijedeći:

- Prvo je inicijalizacija u kojoj su varijable problema šifrirane i generirana je početna populacija, nasumice unutar izvodivog područja. Oni će se gibati u različitim smjerovima, ali u manjem radijusu od  $R$ .
- Procjena ciljne funkcije koja je računata za sve mrave.
- Određivanje traga za svakoga mrava u proporciji prema objektivnoj funkciji.
- Slanje mrava prema slijedećim točkama, a u skladu sa gustoćom tragova i vidljivošću.
- Već je opisano da je s postavljanjem feromona postignuta odgovarajuća gustoća traga, a mora se uzeti u obzir da mravi nisu kompletno slijepi, te će se kretati prema određenim vidljivim točkama. Ove dvije akcije slične su koracima uključenim u algoritme Jato čestica i Tajnu potragu (pojačavanje i smanjivanje) da bi se izbjeglo hvatanje za lokalne optimalne točke.
- Ishlapljivanje tragova mrava i osvježavanje traga s novim feromonima ovisno o slijedećim pronađenim točkama.

Ovi koraci se ponavljaju dok se ne postigne uvjet stopiranja procesa.

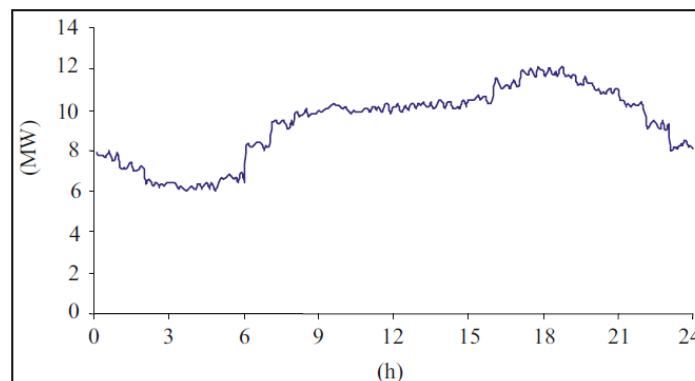
## 2.3. Predviđanje opterećenja

### 2.3.1. Uvod

Jedna od osnovnih, a možda i najvažnijih stvari za planiranje energetske sustava je predviđanje njihovih opterećenja. [Lit. 17, 18] Iako se koriste značajno i drugi izrazi kao što su *zahtjev* za snagom i *potrošnja* snage, ipak je *opterećenje* najčešći izraz. Pravi izraz je električno opterećenje, ali je izraz električno svjesno izostavljeno jer se smatra očiglednim. Vrlo je jasno da su obje energije (MWh, kWh) i odgovarajuće snage (MW, kW) dva osnovna parametra opterećenja, a pod opterećenjem se podrazumijeva snaga. Kao i uvijek, ukoliko se energija zahtjeva u analizi, promatra se zahtjev za energijom ili jednostavno energija koja se odnosi na zahtjev. Očigledno je da ukoliko je poznat oblik opterećenja, energija može biti izračunata na osnovu integrala. *Predviđanje opterećenja* se zapravo odnosi na predviđanje ponašanja opterećenja u budućnosti, a to se može promatrati sa različitih točaka gledišta.

### 2.3.2. Karakteristike opterećenja

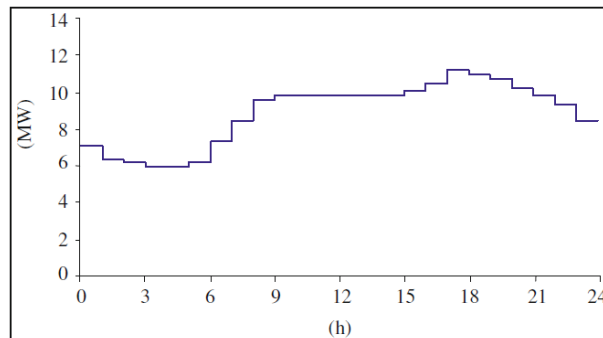
Za analizu ovoga opterećenja trebalo bi promatrati primjenu manjih snaga kao što su kućni uređaji (npr. zamrzivač hrane). [Lit. 19, 20, 21, 22, 23] U istom trenutku u kući se nalaze i ostali uređaji kao trošila koja se uključuju i isključuju neovisno jedan o drugom i na taj način stvaraju u određenoj mjeri konačan oblik opterećenja kuće. Sada treba razmotriti situaciju da distributivna trafostanica napaja određeni broj ovakvih kuća, a svaka s nekim svojim pojedinačnim oblikom opterećenja. Na ovaj način krivulja cjelokupnog opterećenja postaje još glatkija što je očigledno prema Slici 8. [Lit. 19].



Slika 8. Dnevno opterećenje distribucijske trafostanice

S druge strane promatrano, distribucijske trafostanice su napojene kroz distribucijsku mrežu koja se napaja s prijenosne mreže i prijenosnih trafostanica. Krivulja dnevnog opterećenja prijenosnih trafostanica ima generalno oblik sličan krivulji na Slici 8., a ovaj oblik je sličan i za cijelu prijenosnu mrežu koja se sastoji od nekoliko prijenosnih trafostanica. Ako obratimo pažnju na oblik opterećenja Slike 8. i želimo konstruirati krivulju opterećenja prošlog tjedna onda će nam biti potrebni podaci o opterećenju unutar svake minute, a da bi pojednostavnili cjelokupni posao pretpostavljamo da se opterećenje ne mijenja svaki sat.

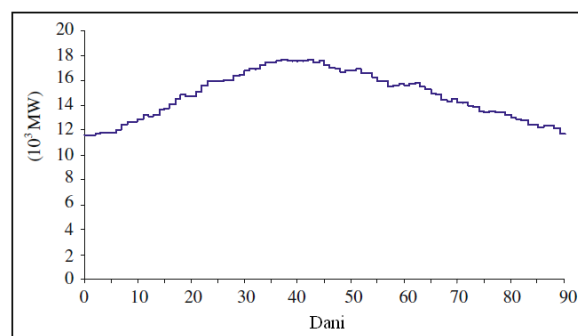
U ovome slučaju oblik krivulje opterećenja izgleda kao na Slici 9., a očigledno je da se oblik opterećenja radnog dana značajno razlikuje od krivulje opterećenja prošlog tjedna. [Lit. 19]



Slika 9. Diskretizirano (digitalizirano) opterećenje distribucijske trafostanice

Nadalje, iako oblik opterećenja radnog dana može biti različit zbog i drugih razloga, npr. vremenskog opterećenja, treba konstruirati oblik opterećenja iz prošle godine. Za ovo treba uzeti da je korak za vrijeme još uvijek promatrani 1 sat, odnosno  $365 \times 24 = 8.760$  podataka koji su potrebni, a očigledno je da bi ovo moglo biti postignuto za jednu godinu ili za čak proteklih 10 godina, pa i više. Ovi oblici opterećenja mogu biti korišteni za detaljne kalkulacije za sve energetske zahtjeve, ali se manje koriste u studijama planiranja. Ukoliko se bazira na budućnost, bez određenog datuma, treba odrediti dnevno sat po sat (ili tjedno) opterećenje ovoga primjera.

Ova se krivulja koristi kod operatora sustava da bi odlučio koje akcije treba poduzeti za zadovoljenje opterećenja. Na drugi način, za procjenu nedostataka proizvodnje, trebalo bi predvidjeti oblik krivulje opterećenja za nadolazeći godišnji period, npr. ljeto. Postavlja se pitanje je li to moguće? Odnosno je li moguće predvidjeti sat po sat dnevno opterećenje za nekoliko mjeseci unaprijed? Teorijski, ako trebamo predvidjeti sat po sat opterećenje, onda trebamo prihvatiti i moguće nesigurnosti koje se često pokazuju kod planiranja energetskog sustava. Općenito će se pokazati da se zahtjeva manje detalja, ali što više točnosti ako je to moguće dobiti za svaki oblik opterećenja. Kao primjer pretpostavimo da želimo znati sve varijante dnevne vršne vrijednosti opterećenja dolazećeg godišnjeg razdoblja, drugim riječima potrebni su podatci za samo 90 dana. Ovakva sezonska krivulja opterećenja prikazana je na Slici 10. [Lit. 19]



Slika 10. Diskretizirano (digitalizirano) opterećenje distribucijske trafostanice



Ovdje se vidi da se nije pretpostavilo kako je opterećenje jednoliko svaki dan, nego se samo promatralo vršne vrijednosti opterećenja. Ukoliko se zada odgovarajuća planirana svrha, moguće je predvidjeti varijacije opterećenja za nekoliko narednih godina (npr. 10 godina ili više), tako da se ne treba zamarati sa dnevnim varijacijama, što je zapravo i nemoguće izvesti takvo predviđanje. Umjesto toga da se predviđaju dnevna opterećenja, predviđaju se npr. ljetna i zimska vršna opterećenja, nadolazeće godine, a ovo znači da je za 10 godišnje predviđanje potrebno samo 20 podataka.

### 2.3.3. Parametri upravljanja opterećenja

U skladu s oblikom krivulje opterećenja prema Slici 9. u ovom poglavlju se razmatraju parametri koji utječu na predviđanje opterećenja u budućnosti, a njih je samo nekoliko.

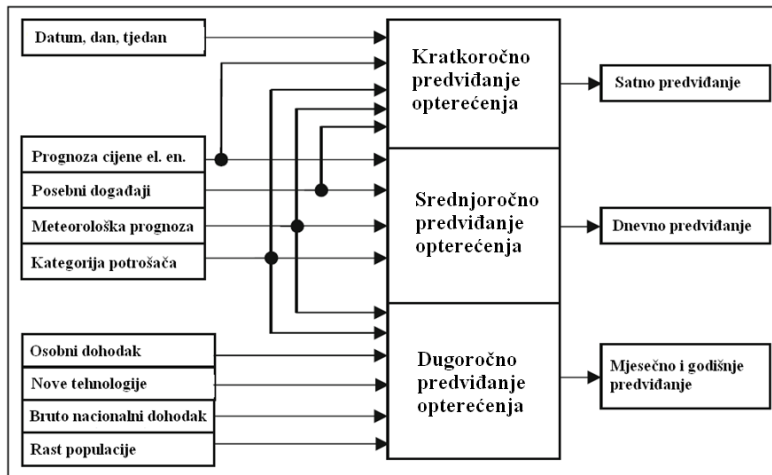
Neki tipični parametri su slijedeći:

- Vremenski faktori kao što su:
  - Sati u danu (dan ili noć)
  - Dani u tjednu (dani u tjednu ili kraj tjedna, subota i nedjelja)
  - Vrijeme u godini (razdoblje godišnjeg doba)
- Meteorološki uvjeti (temperatura i vlažnost)
- Kategorija potrošača (stambeno, poslovno, industrijski, poljoprivredni, javni, itd.)
- Specijalni događaji (TV programi, javni praznici, itd.)
- Populacija stanovništva
- Ekonomski pokazatelji (Bruto nacionalni dohodak, dohodak po glavi stanovnika, itd.)
- Trendovi u korištenju novih tehnologija
- Cijena električne energije

U ovu listu moguće je dodati još novih parametara, a kao primjer treba razmotriti slijedeće. Opće je poznato da ukoliko se predviđa visoka cijena električne energije, to rezultira sa smanjenjem predviđanja opterećenja, a također ovisi o vremenskim (meteorološkim) prilikama, kategoriji potrošača, itd. Kao slijedeći primjer, specijalni TV programi imaju dominantan efekt na korištenje električne energije u stambenim područjima, a na drugi način, ako ekonomski indikatori kao što su bruto nacionalni dohodak ili dohodak po glavi stanovnika, pokazuju obećavajuću budućnost i novi razvoj energetike temeljem primjene novih tehnologija koje se pojavljuju na tržištu, potrošnja električne energije može se povećati u svim kategorijama potrošača. Zbog svih navedenih razloga do sada, normalno je da se klasificiraju predviđajuće metode opterećenja kao *kratkoročne, srednjoročne i dugoročne metode*. *Kratkoročne metode* se koriste za predviđanje sat po sat, ili za 1 dan do 1 tjedna. *Srednjoročne metode* se koriste za predviđanje vršnog opterećenja određenog godišnjeg razdoblja, dok se *dugoročne metode* koriste za nekoliko godina. Na ovaj način, neki upravljački parametri mogu biti ne učinkoviti ili ignorirani za svaku od ovih kategorija.

Na primjer, bruto nacionalni dohodak može imati snažan utjecaj na dugotrajno predviđanje opterećenja, dok je neučinkovit na kratkotrajno predviđanje opterećenja. Slično tome, određeni TV programi su učinkoviti kod kratkotrajnih predviđanja opterećenja, dok su ne učinkoviti kod dugotrajnog predviđanja opterećenja.

Slika 11. pokazuje shematski dijagram u kojem su odlučujući parametri distribuirani kroz različite varijante vremenskih okvira za predviđanje opterećenja. [Lit. 21]



Slika 11. Odlučujući parametri predviđanja opterećenja

Važno je napomenuti ako pomaknemo granice vremenskih okvira prema dužem trajanju, onda opada točnost određenih odlučujućih parametara. Kao primjer, predviđanje cijene električne energije kod kratkoročnog predviđanja opterećenja točnije je nego kod srednjoročnog predviđanja opterećenja, a slično je i kod meteorološke prognoze.

Usljed netočnosti koja se pojavljuje kod dugoročno odlučujućih parametara, često je zajednička praksa za izvođenje dugoročnog predviđanja opterećenja za nekoliko scenarija (kao što su različiti bruto nacionalni dohoci, predviđanje meteorologije, itd.), a kao iskustveni zaključak pokazuje se da je najvažnije promatrati dugoročno predviđanje opterećenja.

#### 2.3.4. Prostorno predviđanje opterećenja

Kao što je već rečeno, planiranje budućega razvoja energetskog sustava uključuje određivanje i kapaciteta i lokacije budućih komponenata; proizvodnim postrojenjima, prijenosnim i distribucijskim trafostanicama, dalekovodima i kabelima. Ovo zahtjeva predviđanje opterećenja sa zemljopisnim detaljima (lokacija i veličina), pa se stoga ovo zove *prostorno predviđanje opterećenja*. [Lit. 24, 25, 26, 27, 28] U prošlom poglavlju napravljena je podjela predviđajućih metoda na kratkoročne, srednjoročne i dugoročne. Tamo nije usmjerena pažnja na stvarne točke za koje se opterećenje treba predvidjeti, nego je usmjerena pažnja na vremenske okvire za svaku kategoriju primjene. Pretpostavimo da operator energetskog sustava planira iskoristiti rezultate kratkoročnog predviđanja opterećenja za povećanje sigurnosti rada sustava. Očigledno, da se on ne obazire na egzaktno detalje opterećenja malih područja, nego će se zanimati za poznavanje mogućih opterećenja trafostanica. Ukoliko se razmisli o dugoročnom predviđanju opterećenja za budućnost, možda se neće moći znati detalji lokacije i kapaciteta budućih trafostanica, pa će se umjesto toga predvidjeti, inicijalno, opterećenja malih područja (lokacija i veličina) s ciljem planiranja (lokacije, kapaciteta i mogućeg opterećenja) za buduće trafostanice. Tek nakon toga može se pristupiti predviđanju veličine i lokacije za opterećenja viših nivoa. Predviđanje prostornog opterećenja je postignuto podjelom kompletnog sustava na niz malih površina i predviđanjem

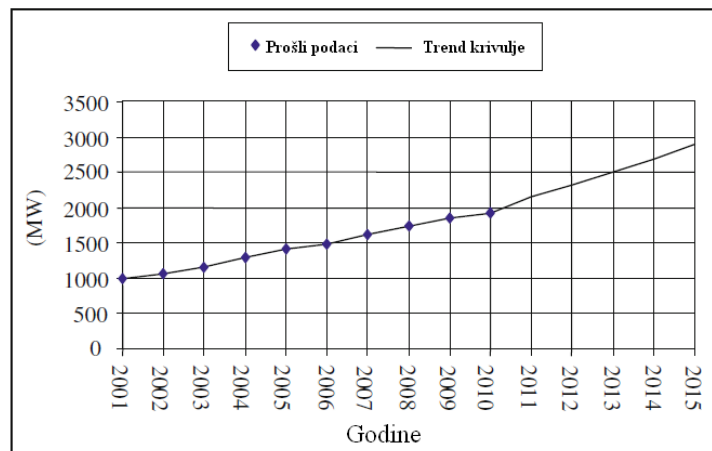
opterećenja za svaku površinu. U nekim slučajevima, korištena mala područja mogu biti ne regularna s oblikom ili veličinom, odgovarajući prema održavanju područja i njegovim pojedinačnim komponentama kao što su trafostanice i napojni vodovi. Najbolji i najjednostavniji izbor je korištenje mreže pravokutnih ćelija koja prekriva cijelu regiju, pa se na taj način treba razmatrati ovo stanje. Čim se predvidi opterećenje svake ćelije, može se predvidjeti kompletno električno opterećenja cijelog sustava (ili većeg zemljopisnog područja). Važno je istaknuti da vršno električno opterećenje za svaku ćeliju nije istovremeno zahtijevano, nego je definiran faktor istodobnosti koji je omjer vršne vrijednosti opterećenja sustava i sume vršnih vrijednosti opterećenja malih površina, u rangu od 0,3 do 0,7.

### 2.3.5. Metode dugoročnog predviđanja opterećenja

Ova metoda je u osnovi *trend analiza, ekonometrijsko modeliranje, metoda krajnjeg korištenja i kombinirana analiza*. [Lit. 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35]

#### 2.3.5.1. Trend analiza

Ova metoda procijene vrijednosti uzima informaciju iz prošlosti da bi predviđela opterećenje u budućnosti. Jednostavan primjer je Slika 12. na kojoj je prikazano opterećenje za proteklih 10 godina i predviđena je potrošnja od 2906 MW u 2015. godini. Prema tome, krivulja s odgovarajućim pristupom može biti upotrijebljena za pronalaženje opterećenja promatrane godine. [Lit. 30]



Slika 12. Odlučujući parametri predviđanja opterećenja

Ovaj pristup je jednostavan za razumjeti i jeftin za primjenu, a počinje od pretpostavke da pravac različitih parametara upravljanja ostaje nepromijenjen kroz cjelokupni period analize, a ukoliko je registrirana značajna promjena u ekonomskom razvoju, onda propada točnost pristupa predviđanja budućega opterećenja. Kod izmijenjene modernije metode, veću vrijednost mogu imati podaci na završetku promatranog proteklog perioda, pa je na taj način unaprijeđeno predviđanje opterećenja.

### 2.3.5.2. Ekonometrijsko modeliranje

S ovim pristupom, početno se procjenjuje odnos između opterećenja i parametara upravljanja, a taj odnos može biti nelinearan, linearan, sumarni ili u obliku multiplikatora, što je utvrđeno na odgovarajućim povijesnim podacima. Različiti parametri upravljanja mogu biti provjereni kako bi se pronašli oni s dominantnim učinkom. [Lit. 35]

Tipični nelinearni izračun je:

$$D_i = a(\text{dohodak po glavi stanovnika})_i^b (\text{broj stanovnika})_i^c (\text{cijena el. energije})_i^d \quad (14)$$

$i$  označava godinu, a slova  $a, b, c$ , i  $d$  su parametri kako bi se označio povijesni datum. Kada se jednom odnos utvrdi, buduće vrijednosti od varijabli upravljanja trebale bi biti definirane (dohodak po glavi stanovnika, broj stanovništva, cijena električne energije, itd.), a tada bi za buduću godinu mogla biti određena vrijednost  $D_i$ . Ovaj pristup se naširoko koristi i može biti primijenjen na različite kategorije potrošača (stambeni, poslovni, itd.) i na sustav u cjelini, što je relativno jednostavno za primijeniti. Nedostatak je pretpostavka da bi držanje utvrđenih odnosa iz prošlosti bilo primjenjivo u budućnosti jer na taj način, utjecaj od bilo kojeg novog odlučujućeg faktora ne bi smio biti uključen u obzir.

### 2.3.5.3. Metoda krajnjeg korištenja

Ovaj tip analize je većinom ograničen na stambeno opterećenje, ali također može biti primijenjen s nekim izmjenama na ostale kategorije potrošača, a sama metoda se u drugoj literaturi također poznaje pod nazivom *metoda korisničkog očekivanja*. [Lit. 35] Kao jednostavan primjer možemo razmotriti zamrzivač, osnovom broja domaćinstava i procijene postotka domaćinstava koja imaju zamrzivač, može se odrediti broj zamrzivača u budućnosti. Slično tome, a osnovom vršne energije koja se koristi, može biti određena ukupna energija potrošnje zamrzivača. Očigledno da je iznos vršne energije ovisan o intenzitetu primijenjenog korištenja, njegove učinkovitosti i termalne kvalitete kuća. Jednaki postupak može biti primijenjen na druge tipove primjene i opreme na način kako bi se predvidjela potrebna ukupna energija.

Kao što je uočljivo, ovaj princip eksplicitno predviđa potrošnju energije, a ukoliko je opterećenje proračunato, neki indirektni pristupi se trebaju upotrijebiti kako bi se upotrijebila predviđena energija za opterećenje, odnosno zahtijevana snaga. Ovaj pristup može voditi prema točnim rezultatima ukoliko mogu biti osigurani izrazito točni podaci, a također se mogu uzeti u obzir i različiti učinci upravljivih parametara.

### 2.3.5.4. Kombinirane analize

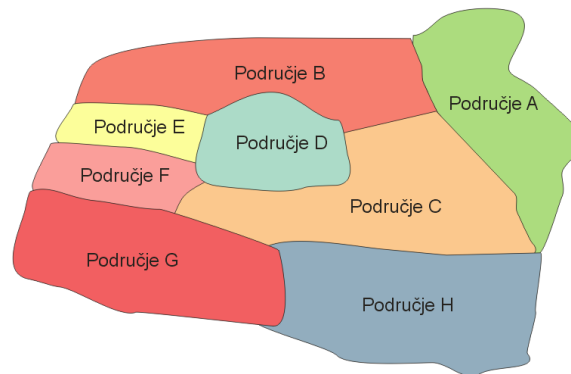
Analize krajnjeg korištenja i ekonometrijska metoda mogu biti kombinirano korištene kako bi se predvidjelo opterećenje, a to ima prednosti i nedostatke kod oba pristupa.

## 2.3.6. Numerički primjeri

U ovom odjeljku, pokušava se demonstrirati korake uključene u predviđanje opterećenja kroz dva slučaja, odnosno, za regionalno korištenje osnovano na temelju metode krajnjeg korištenje za veliko korištenje, čak i za cijelu državu kroz ekonometričko modeliranje.

### 2.3.6.1. Predviđanje opterećenja za regionalno korištenje

Slijedeća Slika 13. prikazuje regiju za koje treba biti predviđeno opterećenje, a sastoji se od osam područja, gdje svako područje sadrži nekoliko manjih pod područja, snabdijevano kroz određene trafostanice, postojeće ili nove trafostanice. [Lit. 35]



Slika 13. Geografska distribucija po područjima u regiji

Sumarno se podaci prikazuju u Tablici 1.

Područje	Broj pod područja	Broj postojećih trafostanica
A	8	2
B	7	4
C	6	3
D	5	14
E	4	1
F	10	3
G	5	3
H	3	2

Tablica 1. Stanje područja i postojećih trafostanica

Trafostanice su na prijenosnom i distribucijskom nivou, a njihov prikazani broj nije praktično upotrebljiv nego prikazuje samo broj vrijednosti za promatrani sustav. Područje je određeno s uzimanjem u obzir činjenice kako je područje unutar djelovanja teritorija nekih distribucijskih trafostanica, dok se ponekad gradsko područje (metropola) smatra posebnim područjem.

Cilj je predvidjeti vršno opterećenje, jednako kao i zahtjev za energijom cijele regije za narednih 10 godina od tekuće godine, s vremenskim korakom od 1 godine. Ovaj postupak počinje od pod područja, šireći se naprijed kako bi se doseglo opterećenje cijele regije.

Pretpostavlja se da su poznate geografske karakteristike pod područja jednako kao i podaci o njihovim opterećenjima za proteklih 10 godina. Prije predstavljanja numeričkih podataka, prikazane su osnovne definicije i koncepti:

#### ❖ **Definicije i koncepti**

Pretpostavlja se da se svako pod područje sastoji od slijedeća tri tipa opterećenja:

- Gradsko
- Seosko
- Široka potrošnja

Gradsko opterećenje se sastoji od tipičnih opterećenja:

- Stambeno
- Poslovno
- Javno
- Mala privreda
- Distribucijski gubici

Povijesni podaci i opsežni podaci od regionalnih odjela, na račun prethodno navedenih sekcija, su zahtijevani kako bi se postigla razumna predviđanja. Gradsko opterećenje zapravo nije koncentrirano na određenoj geografskoj točki nego se distribuira na gradskom području, a ove točke treba uočiti.

Tipovi seoskog opterećenja većinom se sastoje od slijedećih opterećenja:

- Stambeno
- Poljoprivredno
- Ostalo (mala privreda, javno, itd.)

Stambeni dio može biti procijenjen osnovom procijenjenog broja kuća i procijenjene energetske potrošnje svake kuće. Kasnije se, samo prema sebi, utvrđivanje određuje osnovom postojećeg stanja i mogućeg povećanja u korištenju zbog različitih razloga (npr. primjena novih tehnologija u seoskim područjima).

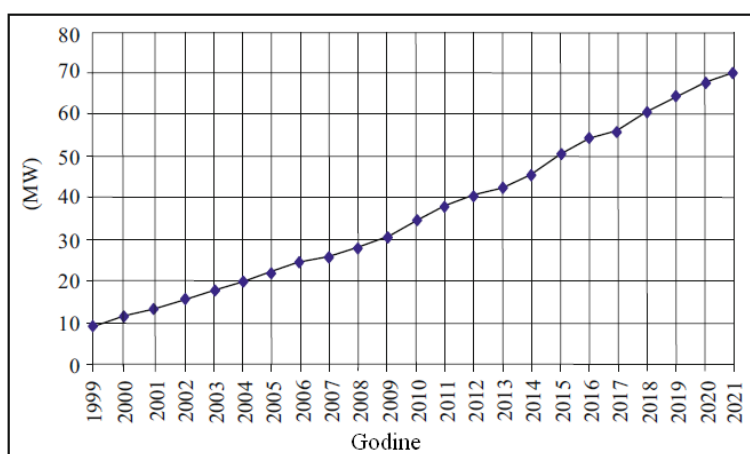
Poljoprivredni dio je utvrđen osnovom određenog broja dobara, njihovih bunara za vodu, njihovih prosječnih dubina i količine dotoka vode. Kao primjer, u pod područjima, može biti ukupan broj od 491 bunara, s prosječnom dubinom od 75 metara i protoka vode od 25 litara/sekundi. Ove vrijednosti mogu biti 2735, 36 m i 15 l/s, jednako za slične bunare u istom pod području. Prema ovim podacima, moguće je odrediti poljoprivredno opterećenje u pod područjima i područjima. Također treba, odrediti opterećenje ostalih seoskih tipova, što može biti nekad problematično, pa se razmatra određeni postotak (npr. 25 %).

Veliki potrošači se pojedinačno razmatraju jer se oni ne pokoravaju nikakvim posebnim pravilima u cilju predviđanja budućeg opterećenja. Oni mogu biti postojeći ili budući, s tim da se buduće opterećenje postojećih tipova može odrediti prema prethodnim i budućim karakteristikama. Opterećenja novih tipova su određena sa zahtjevom prema njihovim ugovorima s njihovim opsluživanjem. Oboje zahtjeva intenzivno informacijsko okupljanje i komunikacije s velikim brojem potrošača i odjela zaduženog za velike potrošače, a oni su tipično potrošači sa zahtjevom od više od 1 MW snage. Osnovom prethodnoga, za svako od pod područje, predviđanje vršnog opterećenja je utvrđeno za svaku kategoriju opterećenja. Poslije toga bi trebalo koristiti faktor istovremenosti da bi se odredilo predviđanje opterećenja

područja i cijele regije, a ovi faktori mogu biti utvrđeni osnovom iskustvenih podataka nekih inženjerskih procjena.

#### ❖ Numerički podaci

Prema promatranom području E (Slika 13), koja se sastoji od 4 pod područja i dva gradska opterećenja u pod području 1 i pod području 2. Ovo opterećenje je prikazano na Slici 14. [Lit. 35].



Slika 14. Opterećenje područja E

Rezultati gradskog područja prikazani su u Tablici 2. za neke određene godine.

Gradsko pod područje	Godina						
	2011 (MW)	2012 (MW)	2013 (MW)	2014 (MW)	2016 (MW)	2019 (MW)	2021 (MW)
G1	4,7	5	5,4	5,8	6,6	8	9
G2	13,5	14,4	15,4	16,5	18,9	22,6	25,6
Total	18,2	19,4	20,8	22,3	25,5	30,6	34,6

Tablica 2. Opterećenje gradskih pod područja E

Analogno se dobivaju podaci za opterećenje seoskog područja, pa onda pod područja i konačno cijeloga područja. Nadalje, ako se godišnji *Faktor opterećenja*, [Lit. 35], definira na slijedeći način:

$$FO = \frac{\text{Ukupna energija (MWh)}}{\text{Vršno opterećenje (MW)} \times 8760} \quad (15)$$

a s obzirom da su faktori opterećenja regije osnovani na iskustvenom znanju i mogu se utvrditi iznosi energije za nadolazeće godine, onda se može izračunati ukupna energija.

### 2.3.6.2. Predviđanje opterećenja za široki raspon služnosti

Pretpostavimo kako treba predvidjeti opterećenje širokog raspona služnosti koja se sastoji od nekih regionalnih služnosti. Očigledno da postoji samo jedan način da se kombiniraju rezultati objavljeni od regionalnih služnosti, sadržavajući faktor istodobnosti, kako bi se generirali rezultati za osnovnu služnost.

Ponekad, može se promatrati problem kao cjelina i nastojati predvidjeti cjelokupnu potrošnju služnosti, bez puno analiziranja detalja regija, a što je upravo opisano u ovome odlomku. Jasno je da naglašeni postupak nije jedinstven i može biti prilagođen osnovom prisutnih podataka. Nadalje, ova primjena nije samo za široke skale služnosti i mogu biti primijenjene na bilo koji raspon sustava, s osiguranjem raspoloživih zahtijevanih podataka.

#### ❖ Definicije i koncepti

Osnovne definicije su slijedeće:

- Ukupni zahtjev (UZ) je suma Zahtjeva za opskrbu (ZO), Smanjenje opterećenja (SO), Izlaz/ulaz transakcija (IUT), Pad frekvencije (PF), Prekinuto opterećenje (PO), Gubici sustava (GS) i Pomoćna potražnja (PP) od energetskog postrojenja. [Lit. 35]

$$UZ = ZO + SO + IUT + PF + PO + GS + PP \text{ (MW)} \quad (16)$$

Koristeći standardni program koji se temelji na iskustvenim podacima, moguće je pronaći parametre upravljanja za opterećenje. Kao primjer, društveni bruto proizvod, populacija, dohodak po glavi stanovnika i vršna cijena električne energije mogu biti četiri glavna upravljiva parametra. Naravno, kao i uvijek, ostali parametri mogu biti isprobani i provjereni. Ukoliko nije naglašeno, implicitno se pretpostavlja da ili su u pitanju ne upravljivi parametri ili su nekakvi tipovi korelacije između njih. Kakav god pristup uzeli, uvijek se treba uzeti postupak za provjeru metode točnosti.

Ukoliko se tvrdi da su arhivski podaci dostupni za zadnjih 15 godina, mogu se koristiti rezultati od prvih 10 godina za stvaranje modela. Nakon toga, njegovo predviđanje ponašanja može biti provjereno za pet slijedećih godina, koristeći stvarne podatke. Jednom napravljeno i dokazano, najbolji model može biti korišten za predviđanje opterećenja nadolazećih godina. Koji god pristup uzeli, uvijek se treba uzeti postupak provjere točnosti metode.

Različiti scenariji mogu biti provjereni, a za primjer, samo jedan scenarij može biti razmatran onoliko koliko je opterećenje ovisno o bruto društvenom proizvodu i populaciji, a ostale kombinacije mogu biti isprobane sa novim scenarijima. Također različite odgovarajuće procedure i modeli mogu biti provjereni, a one su tipično dostupne s komercijalnim softverom. Čak i novi scenariji mogu također biti više vrednovani u usporedbi s ostalim, a sam scenarij može također biti proizveden s kombinacijom već postojećih scenarija, vrednovanih osnovom njihovih točnosti koje su ranije provjerene.



## 2.4. Planiranje razvoja proizvodnje

### 2.4.1. Uvod

Planiranje razvoja proizvodnje (engl. Generation Expansion Planning – GEP) je prvi ključni korak za dugoročno planiranje, nakon što je odgovarajuće opterećenje predviđeno za odgovarajući budući period. Suština problema je određivanje *gdje, što i kada* je potrebno proizvodno postrojenje tako da bi zahtijevana opterećenja bila odgovarajuće napojena za doglednu budućnost. Za razmatranje, zbog kompleksnosti problema, potrebno je ignorirati prijenosni sustav kako bi se što jednostavnije riješilo planiranje, a ovdje se razmatranje bazira na sustavu jednostrukih sabirnica, dok će se više sabirnički sustavi razmatrati poslije.

### 2.4.2. Definicija problema

Općenito govoreći, planiranje razvoja proizvodnje je optimizacijski problem kod kojega je cilj odrediti nova proizvodna postrojenja na način da se odredi *kada će biti na raspolaganju, koji tip i kapacitet bi trebao biti i gdje locirati* tako da je objektivna funkcija optimizirana za različite postavljene uvjete, [Lit. 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42]. Objektivna funkcija može biti *statičkog tipa* gdje je rješenje pronađeno samo za specifično stanje (tipično, godina) ili *dinamički tip*, na način, gdje se pronađe rješenje za nekoliko stanja specifičnog perioda. Objektivna funkcija sastoji se generalno od:

$$\text{Objektivna funkcija} = \text{Troškovi kapitala} + \text{Troškovi rada} \quad (17)$$

Prvi izraz se odnosi se na:

- Troškove investicije ( $C_{inv}$ )
- Preostala vrijednost (nakon amortizacije) za investicijske vrijednosti ( $C_{spas}$ )
- Troškovi energije i inventara ( $C_{ginv}$ )

dok se drugi izraz sastoji većinom od:

- Troškovi goriva ( $C_{gorivo}$ )
- Troškovi rada bez goriva i održavanja ( $C_{RO}$ )
- Troškovi ne isporučene energije ( $C_{NE}$ )

U slijedećem poglavlju, pojasniti će se pojedini funkcijski izrazi kroz jednostavne primjere, a kasnije će se razviti osnovne matematičke formulacije.

### 2.4.3. Opis problema

Za opis problema potrebno je razmotriti slučaj u kojem je cilj da se označi kapacitet godine  $t$  u kojoj je vršno opterećenje (engl. Peak load)  $Pl_{ot}$ . Ako  $PG_t$  vršna proizvodnja (engl. Peak generation) označi odgovarajući proizvodni kapacitet u godini  $t$ , to će biti funkcija od  $K_t$ , [Lit. 37] gdje je:

$$K_t = \text{Postojeće jedinice} + \text{Dodatak novih jedinica} - \text{jedinice povučene iz upotrebe} \quad (18)$$

Nadalje, ukoliko  $Res_t$  (engl. Minimum reserve margin %) označava marginu minimalne rezerve [Lit. 37], slijedeća nejednakost bi trebala biti:

$$\frac{(1+Res_t)}{100} PL_t \leq PG_t \quad (19)$$

Nadalje, za prikaz problema treba razmotriti slijedeći primjer od tri različite mogućnosti izgradnje postrojenja:

- A: 150 MW termo elektrana (lož ulje)
- B: 250 MW termo elektrana (ugljen)
- C: 100 MW termo elektrana (prirodni plin)

Ukoliko se pretpostavi da je postojeći kapacitet 500 MW, a sastoji se od već dvije postojeće jedinice (2x250 MW), onda podaci o elektranama izgledaju na slijedeći način:

Naziv postrojenja	Max kapacitet (MW)	Trošak investicije (\$/kW)	Životni vijek postrojenja (Godine)	Trošak goriva (\$/MWh)	Redoviti troškovi (\$/kW mjesec)	Redoviti troškovi varijabli (\$/MWh)	Redovito održavanje (dan/godina)
A	150	300	20	20,409	1	1	10
B	250	350	30	14	3	3	30
C	100	250	25	25,935	2,5	2,5	50

Tablica 3. Podaci o postrojenjima za izgradnju

U skladu sa prethodnom Tablicom 3, nužno je pojasniti sve korištene pojmove.

- *Trošak investicije* (engl. Investment cost) Ovaj izraz prikazuje trošak energetskog postrojenja, izraženo u \$/kW. Ukupni investicijski trošak je produkt ove vrijednosti s kapacitetom energetskog postrojenja.
- *Životni vijek postrojenja*. Dva postrojenja sa jednakim investicijskim troškom, ali s različitim životnim vijekom, imaju različite vrijednosti. Ukoliko je npr. životni vijek postrojenja 20 godina, a period pripreme je 5 godina dok na kraju perioda još uvijek neke vrijednosti nisu navedene, a definira se kao preostala vrijednost. Ova vrijednost će biti odbijena od kapitalnih troškova tako da mogu biti određeni stvarni investicijski troškovi.
- *Trošak goriva*. Trošak goriva postrojenja u stvarnosti ovisi o nivou proizvodnje (odnosno funkciji vršne proizvodnje  $f(PG_t)$ ), a za jednostavnost koristi se (\$/MWh). Ukupni trošak se računa kao produkt ove vrijednosti i proizvodnje energije postrojenja.
- *Troškovi rada i održavanja*. Rad i održavanje je proces koji se zahtjeva za odgovarajući rad energetskih postrojenja, definiranih s izrazima brojem dana po godini, a ovdje su dva parametra troškova definirana za održavanje:

- *Fiksni iznos* – neovisan od proizvodnje energije (u izrazima od \$/kW mjesečno), ukupna vrijednost se dobiva produktom: ova vrijednost x kapacitet postrojenja x 12 (12 mjeseci)
- *Promjenjivi iznos* – definiran u izrazima od \$/MWh. Ovdje je potrebno napomenuti kako je varijabla ukupnih troškova uračunata s periodom održavanja, jer za vrijeme tih dana postrojenje ne proizvodi nikakvu snagu, Tablica 3.

Ovdje je potrebno napomenuti da za svrhu jednostavnosti ovog poglavlja, razmatra se samo fiksni izraz, a također je potrebno naglasiti da osim troškova goriva, svi ostali parametri nisu razmatrani za postojeće postrojenje. [Lit. 37]

Ime slučaja	Naziv postrojenja	Trošak investicije	Trošak goriva	Fiksni trošak rada i održavanja
A1	A	✓	-	-
AB1	A,B	✓	-	-
ABC1	A,B,C	✓	-	-
A2	A	✓	✓	-
AB2	A,B	✓	✓	-
ABC2	A,B,C	✓	✓	-
A3	A	✓	✓	✓
AB3	A,B	✓	✓	✓
ABC3	A,B,C	✓	✓	✓

Tablica 4. Različiti tipovi mogućnosti

Za primjere koji se razmatraju u Tablica 4., [Lit. 37] važno je istaknuti da su razmatrani samo neki slučajevi prema ovih devet mogućnosti, a cilj je odrediti kapacitet proizvodnje za slijedeću godinu prema slijedećim pretpostavkama:

- Opterećenje iznosi 1000 MW ( $PL=1000$  MW), smatra se da će biti ravnomjerno kroz jednu godinu.
- Granica margine se smatra za 20%.
- Diskontna stopa se uzima da je nula.

Rezultati su prikazani u slijedećoj Tablici 5.

Ime slučaja	Odabrana postrojenja			Trošak investicije (1000\$/godina)	Trošak goriva (1000\$/godina)	Fiksni trošak (1000\$/godina)	Ukupni trošak (1000\$/godina)
	A	B	C				
A1	5	-	-	11250	-	-	11250
AB1	0	3	-	8750	-	-	8750
ABC1	0	0	7	7000	-	-	7000
A2	5	-	-	11250	152264	-	163514
AB2	0	3	-	8750	123417	-	132167
ABC2	0	2	2	7833	124195	-	132028
A3	5	-	-	11250	152264	9000	172514
AB3	2	2	-	10333	124195	21600	156128
ABC3	-	2	2	7833	124195	24000	156028

Tablica 5. Rezultati različitih tipova mogućih varijanti

Usporedbom slučaja AB3 s AB2 pokazuje da je tip AB2 bolji izbor za zadovoljavanje energetske potrebe u usporedbi s prvo navedenim tipom zbog nižih troškova goriva u odnosu

na AB3 tip. Ipak zbog potrebe za pričuvnim zahtjevima, AB3 tip ipak je bolji zbog nižih troškova rada i troškova održavanja.

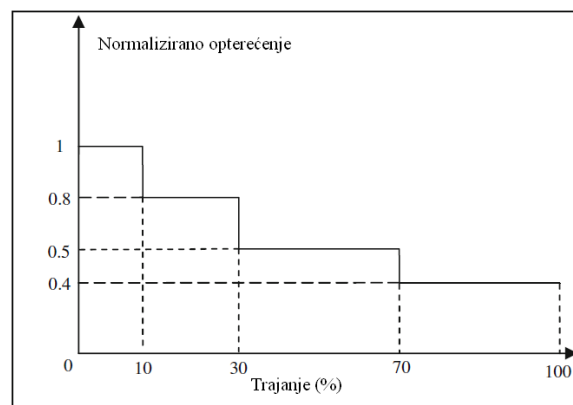
Ukoliko bi se situacija htjela napraviti još praktičnije, onda bi trebalo razmotriti nekoliko točaka:

- Period promatranja odnosi se na nekoliko godina, a kao što je opisano u prvom poglavlju, problem planiranja može biti opisan kao dinamički tip, odnosno potpuno suprotno od statičkog tipa. U tom slučaju, kapital jednako kao i radni troškovi trebali bi biti minimizirani za cijeli period. Troškovi se moraju odnositi prema zajedničkim referentnim točkama, tako da je moguća usporedba postrojenja. Da bi se ovo napravilo, neto sadašnja vrijednost trebala bi biti izračunata osnovom dobivene diskontne stope banke. Pretpostavlja se da se dobiva cjelokupni investicijski trošak postrojenja početkom godine u kojoj se odvija servis. Radni troškovi se mogu pretpostaviti da će se pojaviti sredinom svake godine, a također se pretpostavlja da će se pojaviti troškovi preostalih vrijednosti na kraju svake godine.
- Opterećenje ne mora biti konstantno kroz godinu, pa umjesto toga može biti opisano sa nelinearnom krivuljom opterećenja, na *kontinuirani* ili *diskretni način*. Kontinuirani tip može biti u obliku funkcije polinoma, [Lit. 37], a diskretni tip može biti definiran s nekoliko nivoa, svaki prema svom specifičnom periodu. Tipični primjer *kontinuiranog tipa opterećenja* mogao bi biti u slijedećem obliku:

$$\text{Normalno opterećenje} = 1 - 3,6D + 16,6D^2 - 36,8D^3 + 36D^4 - 12,8D^5 \quad (20)$$

$$0 \leq D \leq 1$$

Primjer oblika *diskretnog tipa* prikazan je na Slici 15.



Slika 15. Primjer diskretnog tipa nelinearne krivulje trajanja opterećenja

- Ovdje je pored definiranja margine pričuve, potrebno razmotriti indeks pouzdanosti za moguće rješenje [Lit. 49], kao što je to gubitak vjerojatnosti opterećenja. U stvarnosti, iako su energetske elektrane redovito održavane, one mogu imati iznenadni prekid rada i zastoj zbog bilo kojeg razloga. Vjerojatnost takvog stanja se naziva *pojačana stopa gubitaka*, a kao objašnjenje može se pogledati primjer od 5 %, što znači da je postrojenje

raspoloživo samo 95 % očekivanog vremena rada. Gubitak vjerojatnosti opterećenja ukupnih proizvodnih izvora se računa s osnovom pojačanih stopa gubitaka postrojenja i očekivanog opterećenja. Ove pojačane stope gubitaka se uobičajeno baziraju na arhivskim podacima postrojenja, a i pojačane stope gubitaka i margina pričuve može biti istovremeno razmotrena.

- Ukoliko se pretpostavi da dva različita postrojenja rezultiraju s prihvatljivim izvođenjem u smislu gubitaka vjerojatnosti, to znači da su rezultirajući gubici vjerojatnosti opterećenja manji nego prethodno specificirana vrijednost, ali jedna manja od druge. Jedan način za razlikovanje dva postrojenja je da se razmotri trošak *ne isporučene energije*; što su niži gubici vjerojatnosti opterećenja to su niži troškovi ne isporučene električne energije. Ovi troškovi mogu biti računati na osnovu ne isporučene energije (koji zauzvrat mogu biti kalkulirani na osnovu gubitaka vjerojatnosti opterećenja) po principu per unit troškova. Drugi način je prikazivanje troškova funkcijom polinoma ne isporučene električne energije. Ako su troškovi ne isporučene energije također uzeti u proračun (pored granice pričuve i gubitaka vjerojatnosti opterećenja) proizvodni sustav će biti proširen onoliko koliko je minimiziran ukupni trošak (jednadžba 20).

Već je naglašeno da cjelokupni problem može biti potpuno kompleksan ako se svi navedeni problemi moraju razmatrati. Nadalje, također mogu biti uzeti u obzir i ostali faktori kao izrazi objektivne funkcije ili kao uvjeti. U jednadžbi (20) je prikazana osnovna matematička formula problema u kojem neki izrazi mogu biti ignorirani ili pojednostavljeni. Kao primjer, rubna vrijednost je ignorirana, te je trošak rada i održavanja razmatran da bude funkcija samo kapaciteta jedinice, dok je izraz varijable ignoriran.

#### 2.4.4. Matematički razvoj

Prema svemu navedenom do sada, problem je odrediti s liste mogućih opcija, broj, tip i kapacitet svake potrebne jedinice u svakoj godini za razmatrani period. Na taj način, nastali ukupni troškovi trebali bi biti minimizirani dok bi različiti uvjeti, kao što je određivanje opterećenja, trebalo biti zadovoljeno. [Lit. 42] Ako je odlučujuća varijabla označena sa  $X_{it}$ , gdje je slovo  $i$  broj jedinice, a slovo  $t$  godina, onda su izrazi ciljne funkcije i pripadajući uvjeti, opisani u slijedećim pod poglavljima.

##### 2.4.4.1. Ciljne funkcije

Ukupni trošak da bi se minimizirao,  $C_{total}$ , [Lit. 42] može se prikazati na slijedeći način:

$$C_{total} = C_{inv} + C_{gorivo} + C_{RO} + C_{NE} \quad (21)$$

gdje je:

$C_{inv}$            Trošak investicije  
 $C_{gorivo}$        Trošak goriva

$C_{RO}$	Trošak rada i održavanja
$C_{NE}$	Trošak ne isporučene energije

Ovdje je razumljivo da se svi spomenuti troškovi trebaju ukalkulirati, a da se odnose na baznu godinu. Detalji su slijedeći.

#### 2.4.4.1.1. Trošak investicije

Ukoliko  $X_{it}$  predstavlja broj jedinice tipa  $i$  zahtijevane u godini  $t$ ,  $C_{inv}$ , [Lit. 42] se dobiva sa slijedećim izrazom:

$$C_{inv} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ng} C_{ost-Inv_{it}} PG_i X_{it} \quad (22)$$

gdje je:

$C_{ost-Inv_{it}}$	Trošak u \$/MW za jedinicu tipa $i$ u godini $t$
$PG_i$	Kapacitet jedinice $i$ (MW)
$T$	Promatrani period (u godinama)
$N_g$	Broj jedinica tipova

#### 2.4.4.1.2. Trošak goriva

Trošak goriva za svaku jedinicu je funkcija ulazne energije, normalno u nelinearnom obliku. kao i uvijek, zbog jednostavnosti, [Lit. 42] ovdje se pretpostavlja da je linearna funkcija dobivena sa izrazom:

$$C_{gorivo} = \sum_{t=1}^T (\sum_{i=1}^{Ng} C_{gorivo-it} Energija_{it} X_{it} + C_{gorivo-et}) \quad (23)$$

gdje je:

$C_{gorivo-it}$	Trošak goriva (\$/MWh) za jedinicu tipa $i$ u godini $t$
$Energija_{it}$	Izlazna energija za jedinicu tipa $i$ u godini $t$
$C_{gorivo-et}$	Trošak goriva za postojeću jedinicu u godini $t$

Različiti pristupi mogu biti korišteni u kalkulaciji izlazne energije jedinica. Jedan jednostavni način je da rangiramo jedinice prema troškovima goriva. Poslije toga, ukupni zahtjevi energije prema krivulji trajanja opterećenja su distribuirani kroz proizvodne jedinice osnovom njihovog rangiranja prema troškovima goriva.

### 2.4.4.1.3. Troškovi rada i održavanja

Slično kao kod  $C_{inv}$  trošak rada i održavanja dobiva se linearnom funkcijom od  $PG_i$ , (Kapacitet jedinice  $i$  (MW)), [Lit. 42].

$$C_{RO} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ng} C_{rad-održavanje-it} PG_i X_{it} \quad (24)$$

gdje je:

$C_{rad-održavanje-it}$  Trošak rada i održavanja (\$/MW) za jedinicu tipa  $i$  u godini  $t$

### 2.4.4.1.4. Troškovi neisporučene energije

Proizvodna jedinica može imati ispad iz proizvodnje prema iznosu koji se dobiva iz *Pojačanog stupnja ispada*, a to zapravo predstavlja postotak vremena jer jedinica može biti u situaciji neraspodivnosti zbog neočekivanih ispada. Prema pojačanom stupnju ispada jedinica i osnovom zahtjeva i raspoloživih pričuva, neki dijelovi energije koja je zahtijevana jednostavno ne mogu biti isporučeni. Takozvana neisporučena energija ne može biti nula, ali može biti minimizirana kao izraz troška, [Lit. 42] to se dobiva sa ovim izrazom:

$$C_{NE} = \sum_{t=1}^T C_{NE-t} NE_t \quad (25)$$

$C_{NE-t}$  Trošak energije koja nije poslužena u godini  $t$  (\$/MWh)

$NE_t$  Energija koja nije isporučena u godini  $t$  (MWh)

### 2.4.4.2. Uvjeti

Neki uvjeti moraju biti promatrani tijekom optimizacijskog procesa, a oni koji su razmatrani su opisani u slijedećim pod poglavljima.

#### 2.4.4.2.1. Tehnički uvjeti

Proizvodni kapacitet trebao bi biti dovoljan za zadovoljavanje opterećenja dok su neke nesigurnosti uključene, pa na osnovu toga proizvodna jedinica može neočekivano ispasti iz pogona u bilo koje vrijeme. [Lit. 42] Slijedeća dva uvjeta trebaju biti razmotrena:

$$\left(1 + \frac{Pričuva-t}{100}\right) PL_t \leq \sum_{i=1}^{Ng} PG_i X_{it} + PG_i, \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (26)$$

$$G_{ubitak-vj-opt-t} \leq \overline{G_{ubitak-vj-opt}} \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (27)$$

gdje je:

$Pričuva-t$  Zahtijevana pričuva u godini  $t$

$PL_t$  Opterećenje u godini  $t$

$PG_i$	Kapacitet jedinice u godini $t$
$G_{ubitak-vj-opt-t}$	Gubitak vjerojatnosti opterećenja u godini $t$
$\overline{G_{ubitak-vj-opt}}$	Maksimalni prihvatljivi gubitak vjerojatnosti opterećenja

Prvi uvjet pokazuje da proizvodni kapacitet treba zadovoljiti opterećenje i pričuvu, a gubitak vjerojatnosti opterećenja je zapravo indeks pouzdanosti koji se normalno koristi da se prikaže otpornost na manja odstupanja (robusnost) kao odgovor na elemente nepredviđenih situacija.

#### 2.4.4.2.2. Uvjet goriva

Gorivo tipa  $j$  u godini  $t$  može biti limitirano na iznos  $\overline{G_{orivo-jt}}$  osnovom vlastite raspoloživosti za sustav [Lit. 42], a kao rezultat uvjet glasi:

$$G_{orivo-ejt} + \sum_{i=1}^{Ng} G_{orivo-ij} \text{Energija}_{it} X_{it} \leq \overline{G_{orivo-jt}}, \quad \forall j \in N_f, \forall t = 1, \dots, T \quad (28)$$

gdje je:

$G_{orivo-ij}$	Potrošnja goriva tipa $j$ za jedinicu tipa $i$ ( $\text{m}^3/\text{MWh}$ ) ili $t/\text{MWh}$
$N_f$	Broj raspoloživih goriva
$G_{orivo-ejt}$	Potrošnja goriva tipa $j$ za postojeću jedinicu u godini $t$ ( $\text{m}^3$ )

#### 2.4.4.2.3. Uvjet nezagađivanja

Slično kao i kod goriva, [Lit. 42] zagađivanje proizvedeno od jedinice  $i$  osnovom zagađivanja tipa  $j$  ( $Z_{agađivanje-ij}$ ) trebalo bi biti limitirano sa  $\overline{Z_{agađivanje-jt}}$ , tako da uvjet glasi:

$$Z_{agađivanje-ejt} + \sum_{i=1}^{Ng} Z_{agađivanje-ij} \text{Energija}_{it} X_{it} \leq \overline{Z_{agađivanje-jt}} \quad (29)$$

$$\forall j \in N_p, \quad \forall t = 1, \dots, T$$

gdje je:

$N_p$	Broj tipova zagađenja
$Z_{agađivanje-ejt}$	Zagađivanje tipa $j$ , proizvedeno sa postojećim jedinicama u godini $t$

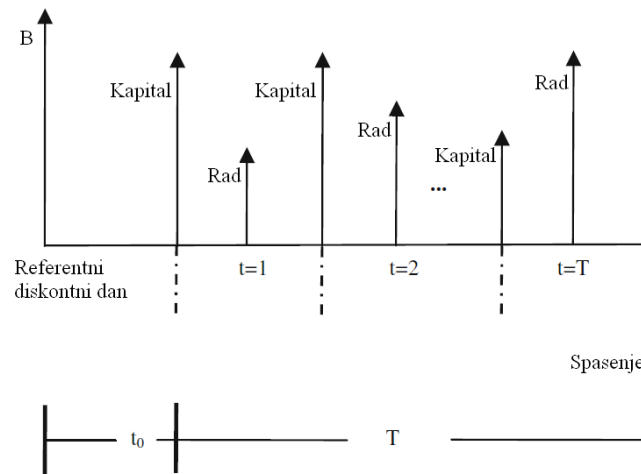
#### 2.4.5. WASP i GEP planiranje

WASP planiranje (engl. Wien automatic system planning – Bečko automatsko planiranje sustava) i GEP planiranje (engl. Generation expansion planning – Planiranje povećanja proizvodnje) [Lit. 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53] bazira se na osnovi jednog sustava sabirnica razvijenog za IAEA (engl. International atomic energy agency – Internacionalna agencija za atomsku energiju) i slobodno se distribuira za sve članove te agencije. To je osmišljeno kako bi se pronašla optimalna ekonomska shema povećanja proizvodnje za



električni uslužni sustav sa svim uvjetima krajnjih korisnika. Ovo zapravo korisno upotrebljava proračun vjerojatnosti sustava (troškove proizvodnje), trošak nesačuvane energije, kalkulaciju pouzdanosti, tehnike linearnog programiranja za određivanje optimalne sheme otpremanja energije zadovoljavajući uvjete raspoloživosti goriva, emisije za okoliš i proizvodnje električne energije od nekih postrojenja i dinamičko programiranje za usporedbu troškova alternativnih sustava razvojnih postrojenja.

Shematski dijagram toka novca za razmatrani plan razvoja je prikazan na Slici 16.



Slika 16. Primjer diskretnog tipa nelinearne krivulje trajanja opterećenja

Tumačenje:

$B_j$	Ciljna funkcija (ukupni trošak) razvojnog plana kalkuliranog za prvu godinu analize
Kapital	Suma svih investicijskih troškova svih jedinica dodanih u godini $t$
Rad	Suma svih radnih troškova sustava (gorivo, rad, održavanje i ne isporučena energija) u godini $t$
$t_0$	Broj godina između referentnog diskontnog dana i prve godine analize
$T$	Dužina trajanja (broj godina) perioda analize

#### 2.4.5.1. Kalkulacija troškova

Kalkulacija različitih komponenti troškova je napravljena s WASP planiranjem uz određene modele u cilju prikaza:

1. Karakteristike predviđanja opterećenja
2. Karakteristike termalnih i nuklearnih postrojenja
3. Trošak energije koja nije isporučena

Ovdje je opterećenje modelirano prema vršnom opterećenju i zahtjevu energije prema svakom periodu (do 12) za sve godine (do 30), i pripadne invertirane krivulje trajanja krivulja.

Zbog računске pogodnosti, invertirana krivulja opterećenja je proširena u Fourierov red s računalnim programom.

Svaka termoelektrana ima svoj model koji se definira sa slijedećim karakteristikama:

- Maksimalni i minimalni kapacitet
- Stupanj topline pri minimalnom kapacitetu i dodajući porast topline između minimuma i maksimuma kapaciteta
- Potrebe održavanja (planirani gubitak)
- Vjerojatnost ispada (pojačani udio gubitaka)
- Udio emisije i upotrebe posebne energije
- Trošak investicije kapitala (za razvoj kandidata)
- Promjenjivi troškovi goriva
- Trošak zalihe goriva (za proširenje kandidata)
- Stalna komponenta i promjenjiva komponenta (ne gorivo) radnih i troškova za održavanje
- Životni vijek postrojenja (za razvoj kandidata)

Trošak ne isporučene energije odnosi se na očekivanu štetu ekonomije zemlje modelirane prema WASP planiranju kroz kvadratnu funkciju odnoseći se prema povećavajućem trošku neisporučene energije prema ukupnom iznosu neisporučene energije. Prema teoriji, na kraju, trošak neisporučene energije bi trebao omogućiti automatsku definiciju odgovarajućeg iznosa pričuvnog kapaciteta u energetsom sustavu. U svrhu kalkuliranja trenutnih važnih vrijednosti komponenata troška, trenutni važni faktori koji su korišteni, procijenjeni su pretpostavljajući da je kapitalna investicija goriva za postrojenje (dodano sa razvojnim planom) napravljena na početku godine kada ide na servis i ta je rezervna vrijednost kredit za preostali ekonomski život postrojenja. Troškovi zaliha goriva se tretiraju kao investicijski troškovi, ali potpuni kredit se uzima na kraju horizonta (troškovi nisu amortizirani). Svi ostali troškovi (gorivo, rad, održavanje i ne isporučena energija) su pretpostavljeni da se pojavljuju na sredini odgovarajuće godine. Ove pretpostavke su ilustrirane na Slici 16.

## 2.5. Više sabirničko planiranje povećanja proizvodnje

### 2.5.1. Uvod

Kao što je već opširno prikazano u prethodnom poglavlju, GEP planiranje (eng. Generation expansion planning – Planiranje povećanja proizvodnje) je u stvari proces koji određuje proizvodne potrebe za sustav tako da opterećenje može biti zadovoljeno na učinkovit (tipično najekonomičniji) način dok se postavljaju različiti tehnički ili ne tehnički uvjeti. Prikazani pristup u prethodnom poglavlju se bazirao na jedno sabirničkoj prezentaciji sustava. Drugim riječima, suštinski je ignoriran prijenosni sustav i određene su sve proizvodne potrebe osnovom optimizacijskog modela, dok u stvarnom životu, uvijek je problem odrediti osnovne proizvodne potrebe, odnosno, treba nekako locirati ukupnu potrebu za proizvodnjom prema svim sabirnicama sustava, [Lit. 54].

Rješenje može biti jednostavno ukoliko je prijenosni sustav beskonačno čvrst, a troškovi goriva budu jednaki za sve sabirnice, također troškovi zemljišta i da nema ostalih praktičnih ograničenja. U tom slučaju, možemo proizvoljno locirati ukupnu zahtijevanu proizvodnju kroz sve sabirnice prema svim željama, [Lit. 55, 56, 57, 58].

Navedene pretpostavke nisu ispravne u praksi, nego bi trebalo nekako pronaći rješenje koje je jednostavno za riješiti, a da je osnovano na inženjerskim principima. Ukoliko se želi razmotriti svaki detalj, problem završava sa modelom koji je možda nemoguć ili veoma teško izvodiv. Umjesto toga, treba stvoriti i razmotriti model sa slijedećim važnijim točkama promatranja:

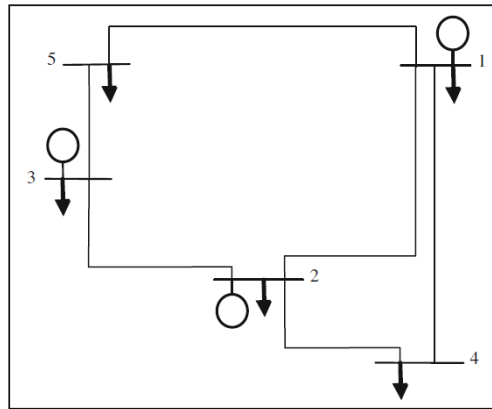
- Pretpostavlja se da su ukupne potrebe proizvodnje jednake kao tip i kapacitet proizvodnih jedinica koje su poznate iz prethodnog poglavlja.
- Pretpostavlja se da su neka praktična opterećenja i podaci raspoloživi za sustav sabirnica. Kao primjer, neki tipovi proizvodnje (npr. proizvodnja pare) mogu biti locirani na nekim posebnim sabirnicama ili imamo situaciju da je poznata samo maksimalna instalirana proizvodnja na posebnim sabirnicama.
- Cilj je locirati proizvodnju kroz sabirnice na način da su minimizirana zahtijevana pojačanja prijenosnih kapaciteta.

Potrebno je napomenuti da je ovdje model prijenosnog sustava aproksimativan u smislu koji je prikazan kroz ova poglavlja.

### 2.5.2. Opis problema

Problem se može čitkije opisati kroz jednostavni primjer kao što je upravo ovdje: Pretpostavimo da je ukupna potreba proizvodnje sustava poznata kao vrijednost od 500 MW (1x150 MW, 1x250 MW i 1x100 MW jedinice), a sada je došlo do opterećenja na svaki sustav sabirnica, Slika 17, (tzv. Garven test) po 100 MW na svaku sabirnicu, dakle ukupno 500 MW. Da bi se zadovoljila ova potreba, pretpostavljena su tri scenarija,[Lit. 56]:

- 1) Svi generatori su instalirani na sabirnicu br. 1.
- 2) 250 MW, 150 MW i 100 MW se trebaju instalirati na sabirnice 1, 3 i 4, proporcionalno.
- 3) 400 MW (1x250 MW i 1x150 MW) i 100 MW se trebaju instalirati na sabirnice 2 i 4, proporcionalno.



Slika 17. Garven test sustava

Sumarni zaključci i rezultati toka opterećenja su prikazani u Tablici 6., a za ovu svrhu, uključena je suma preopterećenja po vodovima (u normalnim uvjetima) i apsolutnim vrijednostima i pomnoženi sa pripadnim dužinama vodova. [Lit. 56]

Red.br. varijante	Preopterećenje	
	Suma (apsolutne vrijednosti)	Suma (pomnoženo sa dužinom)
1	2,089	652,2
2	0,253	50,6
3	0,404	80,6

Tablica 6. Prikaz rezultata toka opterećenja

Odnosno kao što je prikazano u Tablici 6, ukoliko se koriste apsolutne vrijednosti ili vrijednosti pomnožene sa dužinama (proporcionalno pojačanim zahtjevima) očito da je druga varijanta najbolji izbor, no zbog činjenice da su po trećoj varijanti samo dvije lokacije opravdane za novu proizvodnju, ovo može biti atraktivnija varijanta u odnosu na drugu varijantu. Ovaj jednostavan primjer pokazuje činjenicu da iako je rezultat pristupa u prošlom poglavlju nužan, potrebno je upotrijebiti napor da bi se na neki način locirala proizvodna potreba kroz sabirnice. Ukoliko je sustav malen i broj mogućih varijanti je ograničen, prikazani pristup može biti dovoljan. U stvarnosti, u kojem je sustav i broj alternativa vrlo širok, trebalo bi koristiti određene napredne algoritme. Ovdje je potrebno naglasiti da je glavna tema razmatranja u ovom podpoglavlju zapravo GEP, a ne poboljšanje prijenosnih zahtjeva.

Odnosno, drugim riječima spomenuta aproksimacija da je zahtjev prijenosnog poboljšanja proporcionalan dužini osnovnih preopterećenja ne rezultira u određivanju stvarnih ruta poboljšanja prijenosa.

### 2.5.3. Linearno programiranje osnovom GEP-a

#### 2.5.3.1. Osnovni principi

Tokovi snaga kroz prijenosne linije su funkcija opterećenja u opterećenju sabirnica i proizvodnje u proizvodnji sabirnica. Opterećenja su pretpostavljena da su poznata i distribuirana kroz opterećenje sabirnica, a također se pretpostavlja da je poznata ukupna proizvodnja, ali se pretpostavlja da je nepoznata distribucija kroz proizvodne sabirnice.

[Lit. 59]

Ukoliko se uzme DCLF (eng. Direct Current Load Flow – tok istosmjerne struje) model za promatranje ponašanja sustava, tokovi snaga vodova bili bi linearna funkcija opterećenja i proizvodnje. U tom slučaju optimizacijski problem može biti formuliran na slijedeći način u kojem je cilj raspodijeliti ukupnu potrebu proizvodnje kroz sabirnice.

Za N-sabirnicu, M-mreža, DCLF jednadžba slijedi:

$$P_G - P_D = B\theta \quad (30)$$

gdje je:

- $P_G$  Vektor proizvodnje (N x 1)
- $P_D$  Vektor opterećenja na zahtjev (N x 1)
- $\theta$  Vektor sabirnica (N x 1)
- $B$  Matrica admitancije sa R=0 (N x N)

Tokovi snaga po prijenosnom vodu se kalkuliраju na slijedeći način:

$$P_L = bA\theta \quad (31)$$

gdje je:

- $P_L$  Vektor tokova vodova (M x 1)
- $b$  Matrica (M x M) u kojoj je  $b_{ii}$  admitancija voda  $i$ , a nedijagonalni elementi su nula
- $A$  Spojna matrica (M x N) u kojoj je  $a_{ij}$  je 1, ukoliko vod postoji od sabirnice  $i$  do sabirnice  $j$ , u suprotnom je nula. Nadalje, za početne i završne sabirnice, elementi su 1 i -1, respektivno.

Na osnovu jednadžbi (30) i (31) dobiva se izraz:

$$P_L = bAB^{-1}(P_G - P_D) \quad (32)$$

Za specifični vod  $i$ , tok opterećenja voda  $P_{Li}$  iznosi:

$$P_{Li} = \sum_{j=1}^N s_{ij} (P_{Gj} - P_{Dj}) \quad (33)$$

gdje je :

$P_{Gj}$  Proizvodnja (eng. generation) sabirnice  $j$

$P_{Dj}$  Zahtjev (eng. demand) sabirnice  $j$

$s_{ij}$  Element  $ij$  od matrice  $bAB^{-1}$ , opisuje  $i$  tok opterećenja voda sa odnosom na razliku proizvodnje i opterećenja sabirnice  $j$ .

Sada se može cjelokupna situacija napraviti puno praktičnija ako se pretpostavi da postoje neka područja koja su sastavljena od nekih proizvodnih i opterećenih sabirnica. Pretpostavimo da je opterećenje i proizvodnja od sabirnice  $j$  u području  $k$ , prikazana kao  $P_{Gj}$  i  $P_{Dj}$ , respektivno, jesu dijelovi ukupnog opterećenja i proizvodnje za područje  $k$  ( $PD^2$  i  $PG^2$ , respektivno). [Lit. 59] Odnosno drugim riječima:

$$P_{Dj} = \alpha_{Dj} PD^k \quad j \in Area(k) \quad k = 1, \dots, Na \quad (34)$$

$$P_{Gj} = \alpha_{Gj} PG^k \quad j \in Area(k) \quad k = 1, \dots, Na \quad (35)$$

gdje je:

$$\sum_{j \in Area(k)} \alpha_{Dj} = 1,0 \quad k = 1, \dots, Na \quad (36)$$

$$\sum_{j \in Area(k)} \alpha_{Gj} = 1,0 \quad k = 1, \dots, Na \quad (37)$$

$Na$  broj područja (eng. number of areas)

$\alpha_{Dj}$  faktor udjela za opterećenje prema zahtjevu na  $j$  području

$\alpha_{Gj}$  faktor udjela za proizvodnju na  $j$  području

Ukoliko se pretpostavi da je najveći interes za položaj proizvodnje između određenih područja, a ne između sabirnica, te da je također važan tok snage kroz vodove između područja, onda kombinacijom jednadžbi od (33) do (37) slijedi:

$$P_{Li} = \sum_{k=1}^N (A_{Gi}^k PG^k - A_{Di}^k PD^k) \quad (38)$$

gdje:

$$A_{Gi}^k = \sum_{j \in Area(k)} s_{ij} \alpha_{Gj} \quad (39)$$

$$A_{Di}^k = \sum_{j \in Area(k)} s_{ij} \alpha_{Dj} \quad (40)$$

$A_{Gi}^k$  tok snage proizvodnje  $i$  voda,  $k$  područja

$A_{Di}^k$  tok snage opterećenja  $i$  voda,  $k$  područja

U svezi budućega planiranja, pretpostavlja se da je definirano mjesto napajanja:

$$P_{Li} = \left( \sum_{k=1}^{Na} A_{Gi}^k PG^k \right) + c_i \quad (41)$$

gdje je:

$c_i$  konstanta

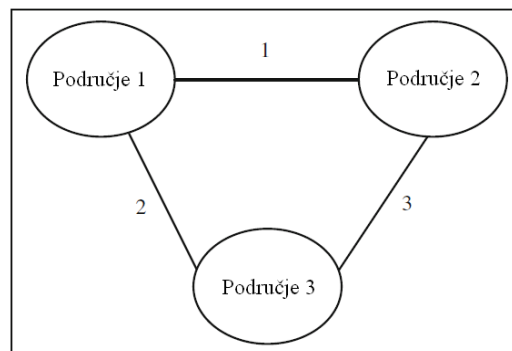
Tok snage kroz prijenosni vod  $i$  ( $P_{Li}$ ) trebao bi biti unutar svojih termalnih granica kapaciteta ( $\bar{P}_{Li}$ ):

$$-\bar{P}_{Li} \leq P_{Li} \leq \bar{P}_{Li} \quad (42)$$

Nadalje,  $k$  područje proizvodnje trebalo bi biti unutar maksimalne  $PG^k$  i minimalne  $\underline{PG}^k$  vrijednosti:

$$\underline{PG}^k \leq PG^k \leq \overline{PG}^k \quad (43)$$

gdje su ova dva ograničenja specificirana s korisnikom prema tehničkim i ne tehničkim razmatranjem. Prije prikaza matematičke formulacije problema, potrebno je prikazati grafičko razmatranje problema sa opisom tri različita slučaja koji su prikazani na Slici 18. [Lit. 59]

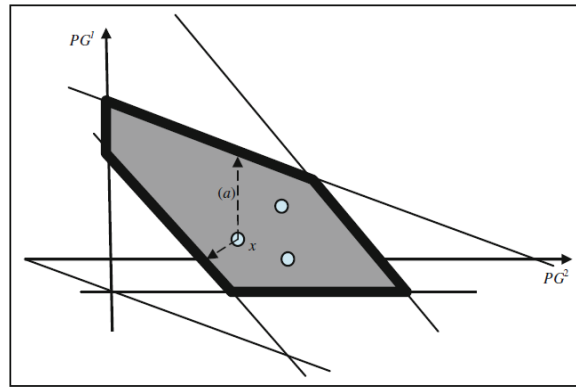


Slika 18. Promatranje tri područja proizvodnje

S obzirom da se pretpostavlja da je poznata ukupna proizvodnja, proizvodnja od sva tri područja ne mogu biti nezavisna. Ukoliko se pretpostavi da su  $PG^1$  i  $PG^2$  nezavisne varijable,  $PG^3$  je definirana kao nezavisna varijabla. Prema jednadžbi (41), a u skladu sa poveznicama između područja pod rednim brojevima 1, 2 i 3, imamo sljedeće stanje:

$$\begin{aligned} P_{L1} &= a_1 PG^1 + b_1 PG^2 + c_1 \\ P_{L2} &= a_2 PG^2 + b_2 PG^2 + c_2 \\ P_{L3} &= a_3 PG^3 + b_3 PG^2 + c_3 \end{aligned} \quad (44)$$

Ako se ove jednadžbe nacrtaju kao što je prikazano na Slici 19. [Lit. 66] sa ograničenjima jednadžbi (42) i (43), pojavljuje se zatamnjeno područje, koje sadrži točke u izvodivom području.



Slika 19. Područje izvodivosti sa svojim točkama

Svaka točka unutar zone izvodivosti pokazuje moguću izvodivu točku sa ciljem definiranja proizvodnih ograničenja kao što su uvjeti tokova snaga vodova. Prema trenutno prikazanoj radnoj točki prikazano kao  $x$ , očigledno je ako se poveća vrijednost "a" u proizvodnji područja 1 ( $PG^1$ ), dok je  $PG^2$  fiksno,  $PG^3$  bi shodno tome trebalo reducirati, jedna linija dostiže svoju termalnu granicu i trebalo bi ju pojačati. Ovdje je bitno napomenuti da se ovaj grafikon ne može primijeniti na veće testne slučajeve, nego samo za manje primjere kao što je ovaj.

### 2.5.3.2. Matematičke formulacije

U praktičnoj situaciji, investicijski trošak proizvodne jedinice, pored stvarnih troškova opreme, ovisi samo o tehničkim i ne tehničkim faktorima kao što je trošak zemljišta, trošak opskrbe goriva, priključenje na osnovnu mrežu, itd. Pretpostavlja se da utjecaj svih izraza može biti reflektiran u izraz  $\beta^k$  (\$/MW) pokazujući proizvodne troškove na području  $k$ . Poslije toga, matematički optimizacijski problem je razvijen i prikazan sa detaljima koji su navedeni u slijedećim poglavljima.

#### 2.5.3.2.1. Objektivna funkcija

Kao što je već ranije rečeno, investicijski trošak proizvodne jedinice ovisi o svome području, a odnosi se kao  $\beta^k$ . Nadalje, kada se jednom proizvodna jedinica instalira na sabirnice, bilo koja od postojećih linija može biti potrebna da bi se pojačalo u veći kapacitet, a kao rezultat, razmatrana objektivna funkcija [Lit. 59] izgleda ovako:

$$F = \sum_{k=1}^{Na} \beta^k PG^k + \sum_{i=1}^M \gamma L_i (b_i - 1) \quad (45)$$

Ovdje je prvi izraz proizvodni investicijski trošak, a drugi izraz je pojačani prijenosni trošak ( $L_i$  je dužina troška voda  $i$ ), s tim da je  $\gamma$  investicijski trošak voda (\$/km)<sup>2</sup>, a  $b_i$  je opterećenje voda  $i$ , ukoliko je vod preopterećen. Odlučujuće varijable su  $PG^k$  i  $b_i$ s, a važno je spomenuti da u ekstremnim slučajevima, područje se može sastojati od jedne sabirnice, umjesto podjele osnovom područja, tako da problem može biti riješen osnovom sabirnicama.



### 2.5.3.2.2. Uvjeti

Uvjeti trebaju biti razmotreni kroz optimizacijski proces [Lit. 59] kao što slijedi:

$$-b_i \bar{P}_{Li} \leq \left( \sum_{k=1}^{Na} A_{Gi}^k P G^k + c_i \right) \leq b_i \bar{P}_{Li} \quad i = 1, \dots, M \quad (46)$$

$$1 \leq b_i \leq b \quad i = 1, \dots, M \quad (47)$$

$$\underline{P G^k} \leq P G^k \leq \overline{P G^k} \quad k = 1, \dots, Na \quad (48)$$

$$\sum_{k=1}^{Na} P G^k = P G^0 \quad (49)$$

Ovdje treba navesti da je  $M$  suma brojeva linija između područja, a  $\bar{b}$  je maksimalni kapacitet voda na duljinu na koju može biti produžen (ovo zapravo određuje vlasnik, odnosno korisnik voda), a  $P G^0$  je ukupni kapacitet proizvodnje.

### 2.5.4 Genetski algoritam osnovom GEP-a

U prošlom poglavlju na području proizvodnih sabirnica pretpostavljalo se da su odlučujuće varijable kontinuirane, ali ova pretpostavka nije točna u praksi, jer su proizvodni kapaciteti dostupni prema stvarnoj prirodi. Nadalje, instalacija nekih specifičnih energetskih postrojenja može biti nepraktična na nekim specifičnim sabirnicama, odnosno područjima. Razlozi mogu biti tehnički i ne tehnički kao što su razmatranja uvjeta okoliša, a to je zato što je modificirani algoritam predložen u ovom poglavlju gdje je genetski algoritam upotrijebljen kao alat za rješavanje.

Ako se pretpostavi da je energetsko postrojenje sa određenim kapacitetima i tipovima opravdano osnovom algoritma opisanog u prethodnom poglavlju, onda je cilj odrediti postrojenja kroz sabirnice na takav način da je potreba za pojačanjem prijenosa minimalna. Ukoliko je  $X_m$  definirana kao odlučujuća varijabla za koju  $m$ -ti elementi pokazuju broj sabirnice u kojoj je  $m$ -to energetsko postrojenje za instaliranje, ciljna funkcija i pripadni uvjeti se modificiraju [Lit. 56] kao slijedeći:

$$\min \sum_{m=1}^{Ng} \beta_m (X_m) + \sum_{i=1}^M \gamma L_i (b_i - 1)$$

$$-b_i \bar{P}_{Li} \leq \sum_{j=1}^N s_{ij} \sum_{m=1}^{Ng} Z_m^j P G^m + c_i \leq b_i \bar{P}_{Li} \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (50)$$

$$1 \leq b_i \leq \bar{b} \quad i = 1, 2, \dots, M$$

$$\underline{P G^i} \leq \sum_{j=1}^N \sum_{m=1}^{Ng} Z_m^j P G^m + P G^{j0} \leq \overline{P G^i} \quad i = 1, \dots, N \quad (51)$$

$$1 \leq X_k \leq N_c \quad k = 1, 2, \dots, N_g$$

gdje je:

$\beta_m(X_m)$	Trošak instalacije na $m$ -tom energetskom postrojenju na sabirnici broj $X_m$
$N_g$	Broj energetskih postrojenja
$Z_m^j$	Pomoćna varijabla: vrijednost je 1 ako je $m$ -to energetsko postrojenje instalirano na sabirnici $j$ , u suprotnom je 0
$N_c$	Broj kandidiranih (mogućih) sabirnica za energetsko postrojenje

## 2.6. Planiranje povećanja nazivne snage trafostanica

### 2.6.1. Uvod

Sa porastom potrošnje električne energije, potreban je novi odgovarajući prijenosni sustav sa elementima koji su potrebni da se riješe svi problemi koji se susretnu sa različitim operativnim uvjetima i sa ciljem najmanjih troškova. Prema uobičajeno nazivanom *planiranju povećanja trafostanica*, problem je odrediti povećanje zahtijevanih kapaciteta postojećih trafostanica jednako kao i lokacije i veličine novih trafostanica zajedno sa zahtijevanim mogućim vremenom, tako da opterećenje može biti odgovarajuće napojeno. [Lit. 60, 61, 62, 63, 64]

Opterećenja trebaju biti napojena na različitim geografskim područjima, a za planiranje trafostanica normalna procedura je to da se početno odredi potreba za distribucijskim trafostanicama, te da se gledajući za buduće vremenske periode, završno odrede potrebe za prijenosnim trafostanicama. Ovaj pristup, iako je točan i praktičan za kratkotrajno i srednjoročno planiranje, može biti nepraktičan za dugotrajno planiranje (npr. 5 godina unaprijed) prijenosnih trafostanica, a kao što je moguće da vlasnik cjelokupnog prijenosa odluči odrediti moguće lokacije i veličine trafostanica (nove ili proširenje postojećih) bez upuštanja u puno detalja prema niže naponskoj mreži (prijenos i distribucija). Jedan način da se riješi ovaj problem je da se predloži algoritam gdje je geografski distribuirano opterećenje na neki način pridruženo prijenosnim trafostanicama. Iako se ovo ne događa u praksi, završno se pokaže da su lokacije i kapaciteti prijenosnih trafostanica sasvim zadovoljili, odnosno da su se različiti uvjeti pravilno razmotrili. Ova procedura je ključna za rješavanje planiranja, jer ne odgovarajuća procedura može rezultirati ne odgovarajućim rješenjima.

### 2.6.2. Definicija problema

Planiranje izgradnje i povećanja snage trafostanica [Lit. 60] može biti optimizacijski problem u kojem svi investicijski troškovi jednako kao i radni (operativni) troškovi trebaju biti minimizirani, sa zadovoljenjem različitih uvjeta.

Završno rješenje treba odrediti:

1. Kapacitet proširenja za svaku postojeću trafostanicu (s mogućom izvodivošću)
2. Lokacija i veličina bilo koje nove trafostanice
3. Investicijski troškovi.

U matematičkim izrazima, problem može biti definiran kao:

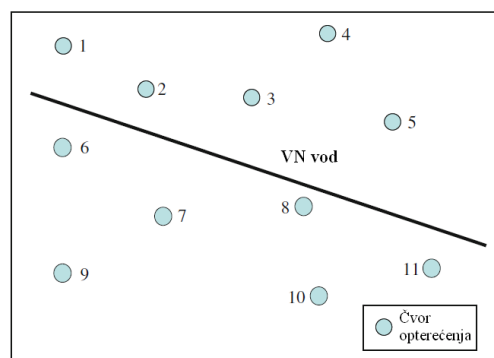
$$\text{Minimizacija } C_{total} = C_{inv} + C_{opt} \quad (52)$$

Ovdje se  $C_{inv}$  odnosi na sve investicijske troškove, a  $C_{opt}$  se odnosi na operativne troškove. Tipični investicijski trošak je trošak konstrukcije nove trafostanice, gdje je trošak svih mogućih gubitaka tipični operativni trošak. Ostali različiti uvjeti bi također trebali biti sagledani tijekom optimizacijskog procesa, a kao primjer, nazivna snaga jedne trafostanice ne bi trebala prelaziti specifični limit ili linijski rastavljač ne bi trebao preći granicu termalne izdržljivosti.

### 2.6.3. Osnovni slučaj

#### 2.6.3.1. Opis problema

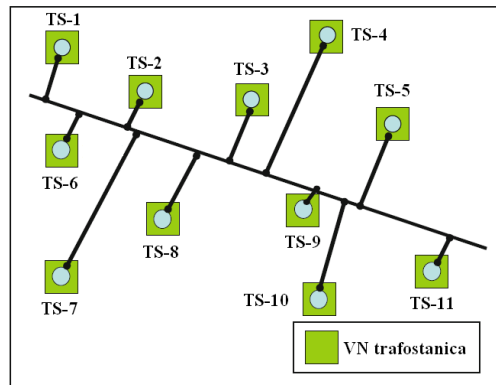
Za razmatranje ovoga problema treba razmotriti primjer na Slici 20. , a tu se nalazi 11 čvorova opterećenja koji se napajaju sa visoko naponskim vodom, npr. 110 kV. [Lit. 65, 66, 67, 68, 69]



Slika 20. Primjer visokonaponskog (VN) voda sa 11 točaka opterećenja

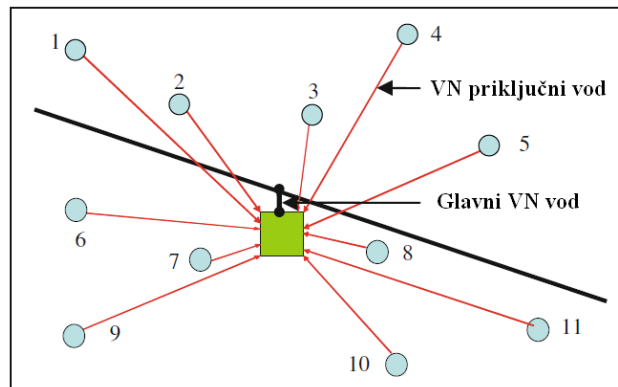
Cilj je odrediti sve visoko naponske trafostanice potrebne da sva opterećenja budu kompletno napojena, a pretpostavlja se da visoko naponski vod napaja buduću mrežu za visoko naponske trafostanice. Neka jednostavna i izvodiva rješenja [Lit. 65] su:

- Locirati visoko naponsku trafostanicu za svaki čvor opterećenja prema Slici 21. i svaku VN trafostanicu napojiti sa VN mrežom.
- Locirati jednu VN trafostanicu i napojiti sve čvorove kroz nju, a onda napojiti VN trafostanicu sa VN mrežom, Slika 22.
- Locirati više od jedne VN trafostanice i distribuirati opterećenja kroz njih, po dvije trafostanice prema Slici 23.



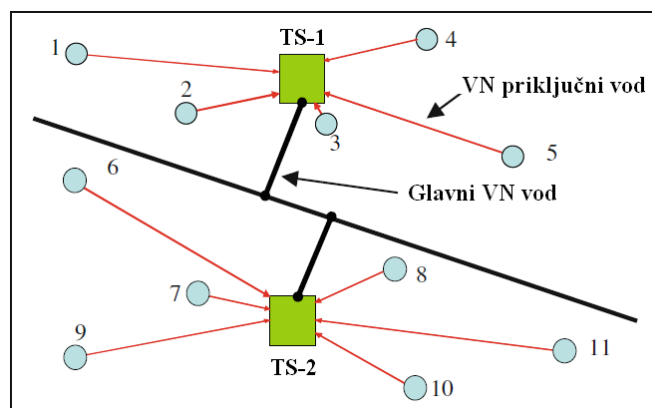
Slika 21. Trafostanica priključena za svaki čvor opterećenja

U prvom slučaju, kapacitet svake VN trafostanice može biti jednak magnitudi opterećenja. Ovdje nema troškova za osnovnu mrežu jer je vod postojeći, ali postoje troškovi za izgradnju priključnih vodova za napajanje trafostanica. [Lit. 65]



Slika 22. VN trafostanica sa pojedinačnim priključcima potrošača

U drugom slučaju, kapacitet VN trafostanice bi trebao biti jednak sumi svih opterećenja. Ovdje postoje troškovi izgradnje glavnog VN voda trafostanice i VN priključnog voda do svakoga potrošača. Osnovni problem ovdje je gdje locirati VN trafostanicu. [Lit. 65]



Slika 23. Dvije VN trafostanice sa pojedinačnim priključcima potrošača

U ovom slučaju, ovdje su troškovi izgradnje VN priključnog voda i glavnog VN voda, a ovdje je važno odrediti broj, odgovarajuće lokacije i veličine VN trafostanica. Izrađivač plana treba odlučiti o najboljem izboru, s tim da je jasno da najniža cijena vodi prema najboljem rješenju. Cjelokupni troškovi mogu biti podijeljeni na tri osnovna izraza:

- ❖ Trošak koji pripada VN trafostanicama, a dijeli se na tri glavna izraza:
  - *Trošak zemljišta.* Normalno, cijena zemljišta koje je blizu čvorova opterećenja je najveća. Nadalje, jasno je da je ukupni kapacitet sva tri rješenja potpuno jednak, ali zahtjevi za zemljištem nisu jednaki.
  - *Trošak opreme.* [Lit. 65] Ovo je zbog transformatora, prekidača i ostalih komponenti potrebnih za svaku trafostanicu. Ovo je proporcionalno kapacitetu trafostanice, a kao i uvijek ovo nije linearna proporcionalnost, npr. 2x30 MVA trafostanica ne mora uvjetno dvostruko više koštati nego 1x30 MVA.
  - *Trošak gubitaka.* Dok se dva prethodna troška odnose na investicijski trošak, slijedeći trošak za razmatranje je trošak gubitaka trafostanice, a to je zapravo operativni trošak.

Kao rezultat tome, može se reći da je trošak trafostanice zapravo:

$$\begin{aligned} \text{Trošak VN trafostanice} &= \text{Neovisni trošak (zemljište) MVA} \\ &+ \text{zavisni trošak (oprema) MVA} \\ &+ \text{trošak gubitaka trafostanice} \end{aligned} \quad (53)$$

- *Trošak priključne mreže.* Ovaj trošak prvenstveno ovisi o cijeni troška vodiča i jediničnoj cijeni dužine priključka (ovisno o tipu i presjeku vodiča) i o ukupnoj dužini. Gledajući troškove, rješenje a) je najbolje jer tamo nema priključne mreže i pripadnih troškova. Rješenje c) može biti bolje nego b) jer je mnogo prekidača sa većim dužinama korišteno u b).
- *Trošak glavne mreže.* Ovdje je rasprava slična onoj raspravi za troškove priključne mreže, a može se konstatirati da se rješenja b), c) i a) smatraju ovim redom primarnim izborima, ovisno o dužinama glavne mreže.

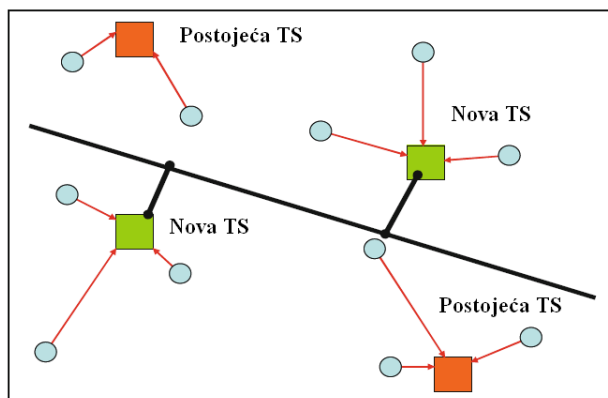
Za troškove glavne mreže i priključne mreže, slijedeći izraz troškova je operativni trošak, a najviše zbog troškova vodiča (jednadžba 55). Veće dužine, manji presjeci vodiča rezultiraju sa većim gubicima, a trošak gubitaka trebao bi biti razmatran za životni vijek napojnog voda (npr. 30 g.) Kao što je već raspravljano, odluka nije lagana za ovaj primitivni jednostavan slučaj, ukoliko se izrađivač plana oslanja na *najnižu cijenu troškova*. Nadalje, odluka je još složenija jer neki uvjeti, koji su više tehničke prirode, trebaju također biti razmotreni. Sa ove pozicije, jedino se razmatraju dva slijedeća uvjeta, a to je glavna mreža i mreža priključaka:

- *Termički kapacitet vodiča* – Termički kapacitet vodiča trebao bi se kretati unutar granica napajanja opterećenja čvorova. Najniži termički kapacitet vodiča (odgovarajući za napajanje specifičnog opterećenja) trebalo bi selektirati, što je normalno za izbor najniže cijene.

- *Prihvatljivi pad napona uzduž vodiča* – Pad napona uzduž vodiča bi trebao biti manji od preporučene vrijednosti (npr. 10 %). Vodič većeg poprečnog presjeka (manji otpor) rezultira sa manjim padom napona, odnosno to rezultira sa većom cijenom vodiča.

Normalno, za vodiče manjih dužina, osnovni limit je termički kapacitet vodiča (strujno opterećenje), a kod vodiča velikih dužina, pad napona je osnovni limit. U smislu ova dva uvjeta, glavna mreža i priključna mreža trebala bi biti pravilno selektirana za rješenja a), b) i c), nadalje, rješenje niže cijene može biti opravdano, dok tehnički uvjeti nisu zadovoljeni. Nadalje, u izrazima VN trafostanice, njen kapacitet bi trebao biti razmotren kao uvjet.

Također, ovdje je potrebno napomenuti da je trošak proširenja postojeće trafostanice normalno niži nego konstruirati novu trafostanicu sličnog kapaciteta. Dok može biti prihvatljivo za napajanje nekih dijelova opterećenja kroz postojeće trafostanice (sa njihovim proširenjem, ukoliko je moguće), ostatak bi trebao biti napojen kroz nove trafostanice odgovarajuće locirane i odgovarajuće veličine, Slika 24. [Lit. 65]



Slika 24. Rješenje sa dvije postojeće trafostanice

### 2.6.3.2. Jednostavan slučaj

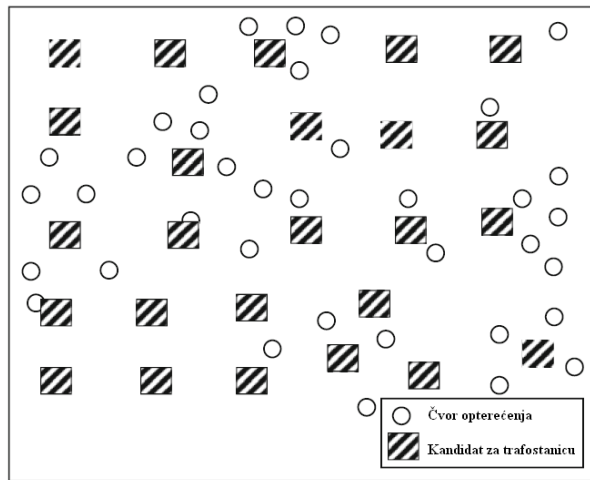
Pretpostavi li se jednostavan slučaj u kojem je trošak glavne mreže potpuno ignoriran, i ako se pretpostavi da je priključna mreža direktno proporcionalna prema dužini vodiča, napajajući opterećenje kroz trafostanicu. Sa ovom pretpostavkom, pretpostavlja se da se samo jedan vodič koristi za napajanje opterećenja. Kao što je već ranije navedeno, cijena svake trafostanice može biti većinom podijeljena na stalne troškove (neovisno o kapacitetu, ali ovisne o zemljištu) i promjenjivi troškovi (ovisni o kapacitetu i opremi).

Slučajevi za razmatranje su prikazani u Tablici 7. [Lit. 67]

Red.br.	Opis situacije
1	Dominacija troškova trafostanice dok se ignoriraju limiti kapaciteta trafostanica
2	Dominacija troškova trafostanice dok se razmatraju limiti kapaciteta trafostanica
3	Jednako kao pod rednim brojem 2, sa dominacijom troškova zemljišta za neka specifična područja
4	Dominacija troškova priključne mreže

Tablica 7. Različiti slučajevi za razmatranje

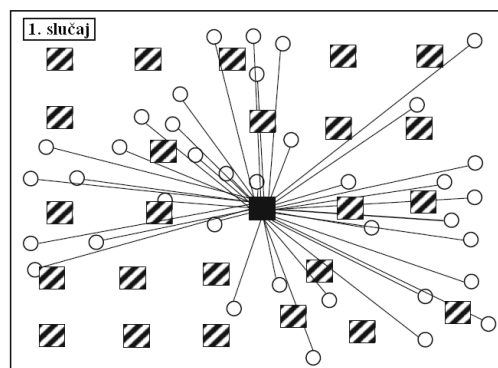
Detaljni opis situacija, sa cjelokupnim rezultatima je prikazan slijedom. Na Slici 25. nalazi se 37 opterećenih čvorova bez postojećih trafostanica sa pretpostavkom da je 25 trafostanica kandidirano za izgradnju i napajanje potrošača.



Slika 25. Sustav čvorova opterećenja sa 25 kandidiranih trafostanica

### 2.6.3.2.1. Prvi slučaj

Ukoliko je trošak trafostanice glavni trošak od ukupnog troška (u usporedbi sa ostalim izrazima) i nadalje, ako nema limita kapaciteta za svaku trafostanicu, onda je za očekivati da samo jedna trafostanica bude opravdana za napajanje svih opterećenja (sa dovoljno kapaciteta), Slika 26. [Lit. 67]

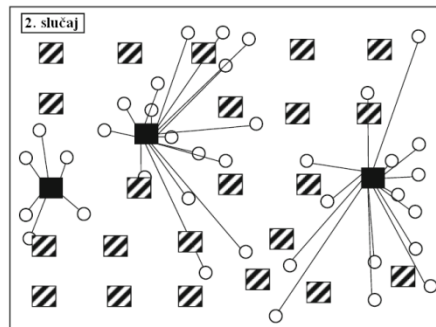


Slika 26. Napajanje čvorova opterećenja za 1. slučaj

Razlog za opravdanje samo jedne trafostanice je trošak cijene zemljišta pod pretpostavkom da je to neovisno o kapacitetu trafostanice. Pored toga, trafostanica treba biti opravdana kao centar opterećenja za sve čvorove opterećenja da bi se osiguralo da je ukupna duljina priključne mreže i da je cijena priključne mreže najniža.

### 2.6.3.2.2. Drugi slučaj

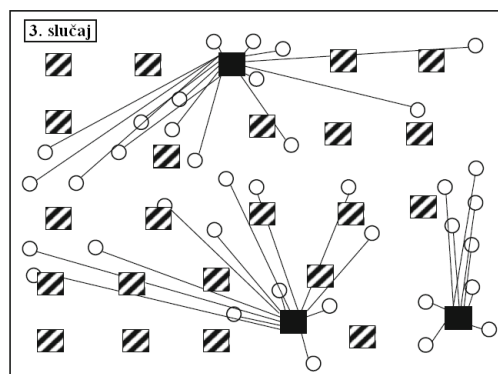
U ovom slučaju, pretpostavka je da svaka trafostanica ima posebni limit kapaciteta tako da je potrebno više od jedne trafostanice da bi se napojila sva opterećenja. Očekuje se da je više trafostanica opravdano, kao i uvijek, tako je locirano da je dužina ukupne priključne mreže minimalna, Slika 27. [Lit. 67]



Slika 27. Napajanje čvorova opterećenja za 2. slučaj

### 2.6.3.2.3. Treći slučaj

Ovdje se pretpostavlja da su uvjeti jednaki kao u drugom slučaju, osim što je trošak zahtijevanog zemljišta različit za svaku točku. U stvarnosti, tamo gdje je velika gustoća centara opterećenja, trošak zemljišta je puno veći nego kod ostalih centara. Ovaj rezultat analize je prikazan na Slici 28. , a kao što je očekivano, trafostanice su opravdano više pomaknute naprijed prema područjima sa nižom cijenom zemljišta. [Lit. 67]

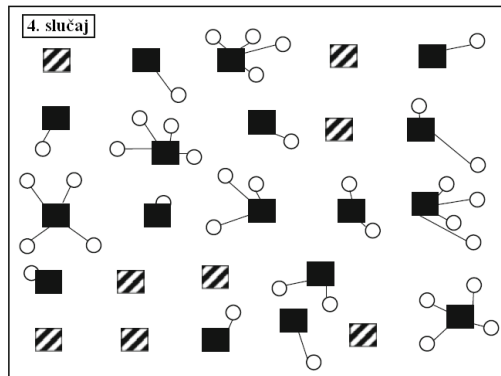


Slika 28. Napajanje čvorova opterećenja za 3. slučaj

### 2.6.3.2.4. Četvrti slučaj

U četvrtom slučaju, pretpostavlja se da je trošak priključne mreže puno veći nego trošak trafostanice, a rezultat analize je prikazan na Slici 29. Kao što je i za očekivati, svaka točka opterećenja je spojena sa najbližom trafostanicom tako da je trošak ukupne priključne mreže minimalan. [Lit. 67]





Slika 29. Napajanje čvorova opterećenja za 4. slučaj

## 2.6.4. Matematički pogled

Ovdje se koristi matematički pogled na problem jednadžbe troškova (56), ali u pojednostavljenoj formi. Od tri promatrana slučaja Slika 21., 22., 23., samo su prva dva slučaja razmatrana, trošak sa VN trafostanicama i trošak sa priključnom mrežom. Nadalje, pretpostavlja se da je trošak priključne mreže upravo toliko proporcionalan prema udaljenosti od čvora opterećenja do vodiča trafostanice, a detalji se razmatraju u slijedećim potpoglavljima.

### 2.6.4.1. Ciljna funkcija

Ciljna funkcija, [Lit. 68],  $C_{ukupno}$  sastoji se od slijedećih dvaju izraza:  $C_{priklučni vod}$  i  $C_{trafostanice}$ .

$$C_{ukupno} = C_{priklučni vod} + C_{trafostanice} \quad (54)$$

Ako se pretpostavi da vodič korišten za priključnu mrežu je tip  $g_L(i)$  (za  $i$ -to opterećenje), kao i cijena jedinice dužine (npr. 1 km) po jedinici snage (npr. 1 MVA). Npr. ako je 25 MVA na poziciji  $i$  sa ciljem da se prebaci preko 10 km, onda je cijena  $250 g_L(i)$ , a kao rezultat, ako je  $N_s$  i  $N_l$ , stvaran broj napojnih trafostanica i čvorova opterećenja, a  $D(i, j)$  predstavlja udaljenost između  $i$ -tog čvora opterećenja od  $j$ -te trafostanice, [Lit. 68] slijedi izraz:

$$C_{priklučni vod} = \sum_{i=1}^{N_l} \sum_{j=1}^{N_s} g_L(i) X(i, j) D(i, j) S_L(i) \quad (55)$$

Ovdje je  $X(i, j)$  odlučujuća varijabla. Na primjer,  $X(5, 2)$  je 1, ako je čvor broj 5 napojen kroz trafostanicu broj 2, u suprotnom treba biti nula. Također,  $X(i, j)$  će biti određen kroz rješenje optimizacijskog problema tako da je na kraju, određena svaka napojna točka čvora. U izrazu od  $C_{trafostanice}$  treba sa pretpostavkom uzeti da je varijabla sa troškom u MVA, a  $g_s^v(j)$  je kandidat lokacija za  $j$ -ot. Kao rezultat, ako  $S_L(i)$  predstavlja opterećenje  $i$  veličinu u MVA,  $g_s^v(j) X(i, j) S_L(i)$  predstavlja cijenu pridruženoj trafostanici  $j$ , ako je  $S_L(i)$  napojena sa  $j$  trafostanicom (npr.  $X(i, j)=1, 0$ ). Kao što je općenito,  $N_s$  napojna točka, [Lit. 68] imamo izraz:

$$C_{trafostanice} = C_{trafostanice-stalni} + C_{trafostanice-variabilni} \quad (56)$$

$$C_{trafostanice-stalni} = \sum_{j=1}^{N_s} g_s^f(j) X_s(j) \quad (57)$$

$$C_{trafostanice-variabilni} = \sum_{j=1}^{N_s} \{g_s^v(j) \{\sum_{i=1}^{N_L} X(i,j) S_L(i) - C_{postojeći}(j)\}\} \quad (58)$$

Ovdje treba napomenuti da je za novu trafostanicu, postojeći kapacitet ( $C_{postojeći}$ ) je nula, a taj izraz je dodan da bi se prikazala činjenica da ukoliko je zahtijevani kapacitet za napajanje opterećenja manji nego kapacitet postojeće trafostanice, nijedan trošak nije zahtjevan u izrazu trafostanice.  $X_s(j)$  je veličina 1, ako je  $j$ -ota trafostanica selektirana, u suprotnom je nula.

Izraz  $g_s^f(j)$  predstavlja stalni trošak trafostanice (trošak zemljišta) i pretpostavlja se da je nula za postojeće trafostanice.

#### 2.6.4.2. Uvjeti

Ako je napajano opterećenje iz trafostanice jako daleko od čvora napajanja, pad napona kroz vodič može biti veći nego dopuštena vrijednost (10%). [Lit. 68]

U stvarnosti, može se definirati uvjet na slijedeći način:

$$X(i,j)D(i,j) \leq \bar{D} \quad \forall i = 1, \dots, N_L \quad \forall j = 1, \dots, N_s \quad (59)$$

Ovdje  $\bar{D}$  pokazuje maksimalnu udaljenost opterećenja koje može biti napojeno kroz trafostanicu. Za primjer, ukoliko  $\bar{D}$  iznosi 10 km, to znači da bilo koje opterećenje može biti napojeno kroz trafostanicu sa udaljenošću ne većom nego 10 km, jer u suprotnom uvjet pada napona ne bi mogao biti zadovoljen. Drugi uvjet [Lit. 68] koji treba zadovoljiti je kapacitet trafostanice i slijedi:

$$\sum_{i=1}^{N_L} X(i,j)S_L(i) \leq \bar{S}_j \quad \forall j = 1, \dots, N_s \quad (60)$$

Izraz  $\Sigma$  predstavlja teret trafostanice  $j$ .  $\bar{S}_j$  predstavlja maksimalni kapacitet od  $j$ -ote trafostanice.

#### 2.6.4.3. Formulacija problema

Promatrajući ciljnu funkciju [Lit. 68] i uvijete od (54) do (60) optimizacijski problem može biti sumiran na slijedeći način:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{i=1}^{N_l} \sum_{j=1}^{N_s} g_L(i) X(i,j) D(i,j) S_L(i) + \sum_{j=1}^{N_s} \left\{ g_s^V(j) \left[ \sum_{i=1}^{N_l} X(i,j) S_L(i) - C_{\text{postojeći}}(j) \right] \right\} \\ & + \sum_{j=1}^{N_s} g_s^f(j) X_s(j) \end{aligned}$$

$$X(i,j) D(i,j) \leq \bar{D} \quad \forall i = 1, \dots, N_l \quad \forall j = 1, \dots, N_s \quad (61)$$

$$\sum_{i=1}^{N_l} X(i,j) S_L(i) \leq \bar{S}_j \quad \forall j = 1, \dots, N_s \quad (62)$$

$$\sum_{j=1}^{N_s} X(i,j) = 1.0 \quad \forall i = 1, \dots, N_l$$

Ovo izražava potrebu napajanja opterećenja čvora kroz samo jednu trafostanicu.

$$\sum_{i=1}^{N_l} X(i,j) \leq X_s(j) N_l \quad \forall j = 1, \dots, N_s \quad (63)$$

Određivanje vrijednosti varijable  $X_s(j)$  hoće li biti nula ili jedan.

$X(i,j), X_s(j)$ : binarni integral (nula ili 1)

#### 2.6.4.4. Zahtijevani podaci

##### ❖ *Podaci o opterećenju*

Opterećenje od svakog čvora opterećenja bi trebalo biti poznato u izrazima svoje magnitude (u MVA) jednako kao i njegova geografska lokacija (koordinate x i y). Opterećenje je normalno predviđeno osnovom nekih predviđajućih algoritama (npr.2. poglavlje). Njegova vrijednost bi trebala biti manja nego termički kapacitet od raspoloživih vodiča. Ako je magnituda opterećenja veća nego termički kapacitet raspoloživog vodiča, može se rasčlaniti na dva ili više dijelova (jednake ili nejednake), na jednakoj geografskoj točki tako da nekoliko vodiča može biti uključeno u napajanje.

##### ❖ *Udaljenost između čvorova opterećenja i trafostanica*

Nekoliko trafostanica (npr. nekoliko dotrajalih postojećih trafostanica i neke nove) trebalo bi početno odrediti kao izvedive napojne točke. Kada je to jednom poznato,  $D(i,j)$ , može biti jednostavno izračunato, s tim da treba napomenuti da u najjednostavnijem slučaju, jedna trafostanica može biti locirana kao kandidat za svaku točku opterećenja.

##### ❖ *Izrazi troškova*

Izrazi koji su razmatrani u pododjeljku *Podaci o opterećenju*,  $g_L$ ,  $g_s^V$ , i  $g_s^f$  bi se trebali znati unaprijed. Sa ove pozicije pretpostavlja se vršna vrijednost za  $g_L$ . U izrazima za  $g_s^V$ , i  $g_s^f$  trebalo bi biti označeno, trafostanicu po trafostanicu, kao na primjer, cijena zahtijevanog zemljišta je različita zbog značenja svoje lokacije.

##### ❖ *Metodologija rješenja*

Kao što su navedena dva binarna integrala i neintegralne varijable (jednadžba 61.), problem je Binarno integralno linearno programiranje (BILP) koje može biti riješeno sa bilo kojim optimizacijskim paketom.

### 2.6.5. Napredni slučaj

U poglavlju 2.6. dan je cjelokupni pogled na povećanje planiranja trafostanica i raspravljeno je kako povećati napojnu mrežu, priključnu mrežu i kako trafostanice mogu utjecati na rješenje, a matematička formulacija problema je demonstrirana u prethodnom poglavlju 2.6.4. Iako su neki izrazi objektivne funkcije i uvjeti razmotreni u formulaciji kao što su definirane jednadžbe 54. i 55., neki su ignorirani kao slijedeći:

- *Ciljna funkcija.* Trošak glavne mreže (investicijski trošak jednako kao i trošak gubitaka) je ignoriran.
- *Uvjeti.* Prihvatljivi pad napona i termički kapacitet od glavnih vodiča i neki pričuvni kapacitet za trafostanice trebalo bi biti razmotreno u problemu formulacije.
- *Modeliranje.* Pored dodavanja novih izraza objektivnih izraza i uvjeta, investicijski troškovi priključnih i glavnih vodiča trebali bi biti uključeni ispravno, a ovaj jednostavan pristup već iskorišten. Nadalje, trafostanica i vodiči trebali bi biti odabrani sa slike mogućih opcija.
- *Metodologija rješenja.* Ukoliko se formulacija modificira i uključi, rezultirajući problem trebao bi biti ne linearan tako da se zahtijevaju nove solucijske tehnike, posebno za sustave velikih skala.

#### 2.6.5.1. Generalna formulacija

##### 2.6.5.1.1. Ciljna funkcija

Cilj ciljne funkcije je napojiti opterećenja kroz sve prijenosne (prijenosne i distribucijske) trafostanice [Lit. 68], tako da se ukupni plan troškova minimizira,  $C_{total}$ .

$$C_{total} = C_{priključni\ vodovi} + C_{stat} + C_{glavni\ vodovi} + C_{gubici}^{LL} + C_{gubici}^S \quad (64)$$

Važno je napomenuti:

- Svako opterećenje je prikazano sa svojom veličinom (u MVA) i položajne karakteristike (X i Y) za tekuću godinu.
- Svako opterećenje se pretpostavlja da je radijalno napojeno sa trafostanicom iz glavne mreže (da bi se ignorirala priključna mreža), iako ovaj pristup nije točan u praktičnom smislu, pristupna područja planirane procedure se obaziru na praktična razmatranja.

❖  $C_{priključni\ vodovi}$

Opterećenje [68], može biti napojeno sa nekoliko bližih trafostanica, a trošak ovisi o udaljenosti između centra opterećenja i trafostanice kako slijedi:

$$C_{priključni\ vodovi} = \sum_{j \in S} \sum_{i \in L(j)} C_L(A_i^{LL}) D_{ij}^{LL} \quad (65)$$

Gdje je:

$C_{priključni\ vodovi}$	Trošak svih priključnih vodiča.
$C_L(A_i^{LL})$	Trošak svih vodiča za napajanje $i$ -tog opterećenja na vodiču $A_i^{LL}$
$D_{ij}^{LL}$	Udaljenost između $i$ -tog opterećenja i $j$ -ote trafostanice
$S$	Niz svih novih i proširenih trafostanica
$L(j)$	Niz svih opterećenja spojenih na $j$ -tu trafostanicu

❖  $C_{stat}$

Glavni trošak [Lit. 68] je investicijski trošak za sve trafostanice definiran kao:

$$C_{stat} = \sum_{j \in S} (\alpha_j^S + \beta_j^S S_{cap\ j}^{ES}) - \sum_{j \in SE} AF_j (\alpha_j^S + \beta_j^S S_{cap\ j}^{ES}) \quad (66)$$

$\alpha_j^S$	Stalni trošak za $j$ -tu trafostanicu (većinom zbog zahtijevane cijene zemljišta)
$\beta_j^S$	Faktor troška varijable za $j$ -tu trafostanicu (ovisno o kapacitetu)
$S_{cap\ j}^{ES}$	Kapacitet (prividna snaga) nove trafostanice $j$
$SE$	Niz svih proširenih trafostanica.
$AF_j$	Koeficijent amortizacije za postojeću trafostanicu $j$
$S_{cap\ j}^{ES}$	Kapacitet (prividna snaga) postojeće trafostanice $j$

Drugi izraz  $\Sigma$  iz jednadžbe (66) označava cijenu koštanja određenu sa proširenjem postojećih trafostanica. Ako za primjer uzmemo da je  $AF_j = 0,2$ , to znači da je 80 % životnog vijeka potrošeno (ostalo je 20 %), tako da se tih 20 % smatra sa izrazom negativnog troška.

❖  $C_{glavni\ vodovi}$

Očito, gledano sa stajališta ukupnih troškova, što je trafostanica bliža postojećoj prijenosnoj mreži, to je u povoljnijem položaju. Da bi se razmotrio ovaj efekat, izraz  $C_{glavni\ vodovi}$  je uvršten u jednadžbu (66), kao što je definirano u slijedećoj jednadžbi (67), a sastoji se od dva izraza: stalni troškovi prema odabranom načinu konstrukcije, npr. zgrade (ovisi o naponskom nivou) i promjenjivim troškovima (dominantan je trošak vodiča) ovisno o kapacitetu voda. Dakle, [Lit. 68] slijedi jednadžba:

$$C_{glavni\ vodovi} = \sum_{j \in S} (\alpha_j^{HL} + \beta_j^{HL} S_{cap\ j}^{HL}) D_j^{HL} \quad (67)$$

- $\alpha_j^{HL}$  Stalni trošak glavne mreže za napajanje trafostanice  $j$
- $\beta_j^{HL}$  Faktor troška varijable glavne mreže za napajanje trafostanice  $j$
- $S_{cap\ j}^{HL}$  Kapacitet glavne mreže za napajanje trafostanice  $j$
- $D_j^{HL}$  Udaljenost između trafostanice  $j$  i najbliže napojne točke VN prijenosne mreže

Ovdje je očigledno da  $D_j^{HL}$  ne pokazuje točnu udaljenost za praktičnu situaciju, tako da ovo pokreće razmatranje glavne mreže na način formulacije problema gdje se pokazuje da nisu opravdane one trafostanice koje su jako udaljene od postojeće mreže.

#### ❖ $C_{gubici}^{LL}$

Gubici priključne mreže [Lit. 68] kao operativni troškovi također trebaju biti minimizirani, tako da se izraz  $C_{gubici}^{LL}$  prikazuje kao:

$$C_{gubici}^{LL} = P_{gubici}^{LL} \sum_{j \in S} \sum_{i \in L(j)} R(A_i^{LL}) D_{ij}^{LL} (S_{opterećenje}^i)^2 \quad (68)$$

- $P_{gubici}^{LL}$  Troškovi gubitaka priključne mreže računati prema osnovnoj godini, a za 30 godina operativnog perioda
- $R(A_i^{LL})$  Otpor vodiča napojnog voda  $i$ -tog opterećenja
- $S_{opterećenje}^i$  Promjena u MVA  $i$ -tog opterećenja sa osnovnom vrijednošću (tekuća godina)
- $D_{ij}^{LL}$  Udaljenost između  $i$ -tog opterećenja i  $j$ -ote trafostanice

#### ❖ $C_{gubici}^S$

Slijedeći izraz za razmatranje je cijena transformatorskih gubitaka (operativni gubici), [Lit. 68] imenovano kao  $C_{gubici}^S$ , te je definirano kao:

$$C_{gubici}^S = P_{gubici}^S \sum_{j \in S} \left\{ \alpha_{gubici\ j}^S + \beta_{gubici\ j}^S \left( \frac{S_j^S}{S_{cap\ j}^S} \right)^2 \right\} \quad (69)$$

- $\alpha_{gubici\ j}^S$  Stalni troškovi od  $j$ -te trafostanice
- $\beta_{gubici\ j}^S$  Promjenjivi troškovi trafostanice  $j$  za uvjete potpune opterećenosti
- $P_{gubici}^S$  Trošak transformatorskih gubitaka računatih sa osnovnom godinom (za 30 godina operativnog perioda)
- $S_j^S$  Stvarno opterećenje  $j$ -ote trafostanice u MVA
- $S_{cap\ j}^S$  Kapacitet glavne mreže za napajanje trafostanice  $j$

### 2.6.5.1.2. Uvjeti

Slijedeći uvjeti su razmotreni u optimizaciji problema:

- *Za priključnu mrežu.* Termički kapacitet napojnog voda za napajanje opterećenja sa prihvatljivim padom napona.
- *Za trafostanice.* Maksimalni i minimalni kapaciteti, jednako kao i standardni kapacitet voda.
- *Za glavnu mrežu.* Termički kapacitet glavnog prijenosnog voda. [Lit. 68]

a) *Termički kapacitet priključnog voda*

$$S_{opterećenja}^i \leq S_i^{LL} \quad \forall i \in L \quad (70)$$

ovdje je:

$L$  Niz opterećenja

$S_i^{LL}$  Zahtjevani kapacitet odabranog voda za napajanje  $i$ -tog opterećenja

b) *Pad napona*

$$\Delta U^i \leq \Delta U - \Delta U^S \quad \forall i \in L \quad (71)$$

gdje je:

$\Delta U^i$  Stvarni pad napona za opterećenje  $i$

$\Delta U$  Dopušteni pad napona

$\Delta U^S$  Faktor za razmatranje činjenice da već postojeća trafostanica može imati neke naponske probleme i maksimalno dodatno opterećenje koje može još biti dodano trafostanici.

c) *Maksimalni i minimalni instalirani kapaciteti*

$$\underline{S}_j \leq S_{cap j}^S \leq (1,0 - zpk_j)\bar{S}_j \quad (72)$$

gdje je:

$zpk_j$  Zahtjevani pričuvni kapacitet za  $j$ -tu trafostanicu

$\bar{S}_j$  Maksimalno povećanje kapaciteta

Za promatrani tip trafostanica,  $S_j$  može biti niz vrijednosti manji od postojećeg kapaciteta ili čak nula. U ovom slučaju trafostanici može biti promijenjena nazivna vrijednost (dodatni kapacitet koji se smatra dobitkom) ili potpuno uklonjena, tako da osigurava ekonomičnu optimizacijsku proceduru.

d) *Standardni kapaciteti (prividna snaga)*

$$S_{cap j}^S \subset S_{stand} \quad (73)$$

Pokazuje koja bi trafostanica trebala biti odabrana sa raspoloživog standardnog niza.

e) *Termički kapacitet glavnih vodova*

Slično kao i jednačba (73), jednačba se odnosi na glavne prijenosne vodove:

$$S_{cap j}^{HL} \leq S_j^{HH} \quad \forall j \in S \quad (74)$$

$S$  je jednako kao i u prethodnim jednačbama.

### 2.6.5.2. Algoritam rješenja

Dosadašnje definiranje problema je vrlo slično jednačbama (59) i (60) sa dodanim dokazanim izrazima ciljne funkcije i uvjeta. To je ne linearni optimizacijski problem koji ne može biti riješen sa postojećim paketima. Meta heuristički (nedokazani) algoritmi poput Genetskog algoritma, Simuliranog žarenja, Tajne potrage, itd., su dovoljno snažni da bi bili primijenjeni za ove tipove problema, čak i za veliki niz sustava. [Lit. 70, 71, 72, 73, 74]

U slijedećem tekstu demonstrira se iskustvo korištenja Genetskog algoritma kao metaheurističkog pristupa za optimizacijske probleme. Početno se stvaraju određeni kromosomi, a nakon toga su dva operatora primijenjena, te sa križanjima i mutacijama, stvoreni su novi kromosomi.

Važno je istaknuti da su odlučujuće varijable u kromosomima u stvari napojne trafostanice, [Lit. 71], te slijedi jednačba.

$$W_i = [X_1, X_2, \dots, X_N] \quad (75)$$

gdje je:

$W_i$   $i$ -ti kromosom

$X_j$  Broj napajane trafostanice za napajanje  $j$ -tog opterećenja

Dva operatora križanja, imenom, normalni i matematički su primijenjeni kao što je prikazano u slijedećim jednačbama:

$$\begin{array}{c}
 \downarrow \text{Nasumice izabrana točka} \\
 W_1 = [X_1^1, X_2^1, X_3^1, \dots, X_N^1] \\
 W_2 = [X_1^2, X_2^2, X_3^2, \dots, X_N^2] \\
 \\
 \text{NAKON NORMALNOG KRIŽANJA} \\
 \Downarrow \\
 W'_1 = [X_1^1, X_2^1, X_3^2, \dots, X_N^2]
 \end{array} \quad (76)$$



$$W_2' = [X_1^2, X_2^2, X_3^1, \dots, X_N^1]$$

$$W_1 = [X_1^1, X_2^1, X_3^1, \dots, X_N^1]$$

$$W_1' = \alpha W_1 + (1-\alpha)W_2$$

MATEMATIČKO KRIŽANJE



$$W_2 = [X_1^2, X_2^2, X_3^2, \dots, X_N^2]$$

$$W_2' = (1-\alpha)W_1 + \alpha W_2 \quad (77)$$

U jednađbi je  $\alpha$  nasumični broj od 0 do 1, a uzimajući u obzir mutacijski operator, četiri opcije su predložene da bi dokazali optimizacijsku proceduru. [Lit. 71]

#### A. Normalna mutacija

Nasumice izabrana točka  
↓

$$W_1 = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_j^1, \dots, X_N^1]$$

NORMALNA MUTACIJA



$$W_1' = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_j^1, \dots, X_N^1] \quad (78)$$

Ovdje je  $X_j^1$  slučajni broj dosega  $j$ -ote varijable.

#### B. Najprikladnija mutacija

Nasumice izabrana točka  
↓

$$W_1 = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_j^1, \dots, X_N^1]$$

NAJPRIKLADNIJA MUTACIJA



$$W_1' = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_j^{1*}, \dots, X_N^1] \quad (79)$$

$X_j^{1*}$  je najprikladnija trafostanica za napajanje  $j$ -tog opterećenja.

#### C. Eliminacijska mutacija trafostanice

Trafostanica je slučajno odabrana, te se sva njena priključna opterećenja odspajaju i spajaju na najbližu trafostanicu.

#### D. Mutacija dvostrukog premještanja

Nasumice izabrana točka ↓ ↓ Nasumice izabrana točka

$$W_1 = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_i^1, \dots, X_j^1, \dots, X_N^1]$$

MUTACIJA DVOSTRUKOG PREMJEŠTANJA



$$W'_1 = [X_1^1, X_2^1, \dots, X_j^1, \dots, X_i^1, \dots, X_N^1] \quad (80)$$

Za svako stanje, završna vrijednost se računa za svaku populaciju sa računajućim faktorom penala za neizvodiva rješenja (npr. odstupanje od uvjeta). Da bi se ubrzalo svojstvo konvergencije algoritma, a u isto vrijeme da bi se koristile informacije koje još uvijek mogu biti korisne u odbačenim kromosomima. Ovaj penal faktor se linearno povećava (kroz iteraciju) od nule do veoma velike vrijednosti. [Lit. 71]

## 2.7. Planiranje povećanja razvoja mreže

### 2.7.1. Uvod

U prethodnim cjelinama, promatralo se planiranje povećanja proizvodnje električne energije i izgradnja i rekonstrukcija postojećih trafostanica, a iako su se pri *Planiranju povećanja proizvodnje* i *Planiranju povećanja nazivne snage trafostanica*, uvijek uračunavali uvjeti mreže, rezultati modela su bili aproksimativni i zahtijevali su još puno dodatnih istraživanja. [Lit. 75, 76, 77, 78] Takozvano *Planiranje proširenja mreže* je proces koji pokušava pronaći optimalni put između proizvodnih sabirnica (određenih sa planiranjem povećanja proizvodnje) i centara opterećenja (određenim sa predviđanjem opterećenja) kroz trafostanice (određeno sa planiranjem povećanja nazivne snage trafostanica), na način:

- Opterećenja su kompletno napojena tijekom slijedećeg:
  - normalni uvjeti
  - iznenadni događaji svih mogućih događaja koji se mogu pojaviti na nekim elementima u sustavu
- Pojavljuju se najmanji troškovi

U stvarnosti, planiranje povećanja razvoja mreže je optimizacijski proces u kojem je lociranje (početni i završni krajevi vodova), kategorija mreže (naponski nivo, broj vodića, vrsta vodića) sa novim prijenosnim elementima, specificirano zajedno sa svojim zahtijevanim raspoloživim vremenom. [Lit. 79, 80]

## 2.7.2. Definiranje problema

Općenito govoreći, kod planiranja razvoja mreže, problem je odrediti prijenosnu stazu između trafostanica (trafostanice su nove i postojeće) jednako kao i njihove karakteristike (naponski nivo, broj krugova, tip vodiča i tako dalje).

Sa ovim nastojanjem:

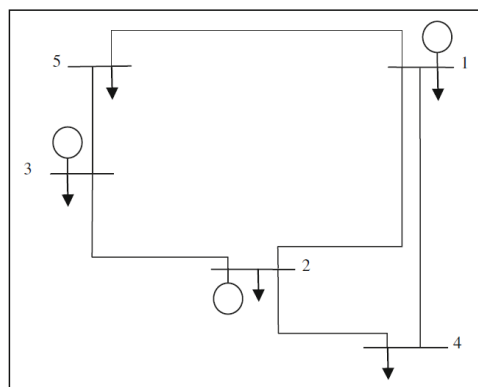
- Investicijski trošak treba biti minimiziran
- Operativni trošak treba biti minimiziran
- Različiti uvjeti trebaju biti zadovoljeni tijekom:
  - normalnih uvjeta
  - nepredviđenih uvjeta

Ukratko, vidi se da u najkraćoj formi, investicijski trošak uključuje trošak dodavanja prijenosnih elemenata. Nadalje, operativni trošak će biti trošak gubitaka snage u životnom vijeku elemenata, a u smislu postavljenih uvjeta, očigledan slučaj je limitiranje prijenosnog kapaciteta elementa, koje ne bi smjelo biti prekršeno. Moguća slučajnost, u stvarnosti je nepredviđeni ispad koji se pojavljuje na jednom elementu (kao što je vod, transformator, generator) ili neki drugi element. Slučaj jednog elementa se često odnosi na zadovoljavanje N-1 uvjeta, a simultana nepredvidljivost dva elementa (za primjer jedna linija i jedan transformator, dvije linije, itd.) odnose se na zadovoljavanje N-2 uvjeta i tako nadalje.

Zadovoljavanje nepredviđenih stanja, npr. N-1 stanja, znači da bi mreža trebala biti tako isplanirana da sa ispadom svakog jednostavnog elementa, opterećenje bude kompletno zadovoljeno i da se ne događa nikakvo kršenje stabilnosti.

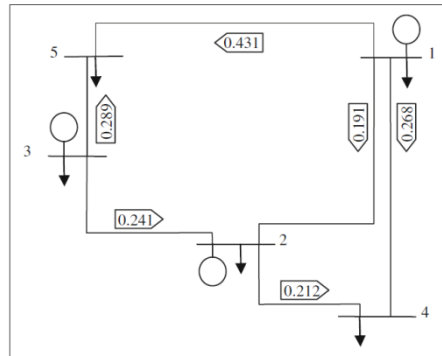
## 2.7.3. Opis problema

Sa ciljem boljeg razumijevanja osnovnih koncepata navedenih u prošlom poglavlju ovdje će se prikazati jednostavan test na Slici 30. [Lit. 81] Za određivanje prijenosa snage za svaki vod može se koristiti procedura rješenja normalnog toka opterećenja. Kao i uvijek, pojednostavljeni tip opterećenja toka, takozvani Tok opterećenja istosmjerne struje (DCLF - eng. Direct Current Load Flow) uobičajeno se koristi u rješavanju problema sustava planiranja, pomoću kojeg prijenos energije može biti veoma brzo izračunat.



Slika 30. Garver test sustava

Bez obzira kakva je kalkulacijska procedura upotrijebljena, uvjeti normalnog toka su prikazani na Slici 31. na kojoj brojevi u strelicama pokazuju per unit vrijednosti prijenosa snage vodova.



Slika 31. Tok opterećenja za osnovni slučaj

Ako se pretpostavi da se pojavljuje jedna nepredviđena greška na svakom vodu, na drugi način, pretpostavljajući da je svaki vod isključen, jedan po jedan, pokušavati će se otkriti kako su snage distribuirane kroz mrežu, a opet je uključen tok opterećenja istosmjernje struje.

Nakon pojedinačne analize za svaki vod i njegovog mogućeg stanja (N-1) utvrđeno je da je sustav mreže prihvatljiv za pojedine N-1 uvjete, ali za neke uvjete N-1 stanja nije prihvatljiv, pa se stoga mora zaključiti da je nužno sustav proučavati za svaki pojedini element i za sve moguće scenarije događaja i opterećenja.

#### 2.7.4. Formulacija problema

Kao što je već opisano, kod planiranja razvoja mreže, problem je odrediti prijenosni put snage između trafostanica, obje postojeće i nove, jednako kao i njihove karakteristike. Problem može generalno biti prikazan kao optimizacijski problem gdje je potrebno minimizirati ciljnu funkciju sa zadovoljenjem svih mogućih uvjeta. [Lit. 82, 83, 84, 85]

U svojoj najjednostavnijoj formi, ciljna funkcija se sastoji od investicijskog troška za nove prijenosne vodove, dok se izrazi uvjeta sastoje od ravnoteže proizvodnje i opterećenja, te prijenosnih vodova.

##### ❖ Ciljna funkcija

Cilj je minimizirati ukupni trošak  $C_{ukupno}$ , a sastoji se od investicijskog troška za nove prijenosne vodove,  $C_{novi\ vodovi}$ .

$$C_{ukupno} = C_{novi\ vodovi} \quad (81)$$

$$C_{novi\ vodovi} = \sum_{i \in L_c} C_L(X_i)L_i \quad (82)$$

gdje je:

- $L_i$  prijenosna dužina potencijalnog voda (km)  
 $L_c$  niz potencijalnih vodova  
 $X_i$  prijenosni tip vodova (niz različitih tipova kao što je broj grupa, tip vodiča i broj strujnih krugova)  
 $C_L(X_i)$  investicijski trošak po km za tip  $X_i$

### ❖ *Jednadžbe toka opterećenja*

Za većinu osnovnih studija planiranja, [Lit. 82] normalna je praksa da se koriste jednadžbe toka opterećenja istosmjerne struje, jer se izrađivač plana ne usredotočava na brigu zbog naponskih problema i mogućih neprilika. Nadalje, naročito za velike energetske sustave, vrijeme rješenja može biti iznimno visoko ako je uključeno korištenje toka opterećenja izmjenične struje. Očigledno je da za završnu fazu, tok opterećenja izmjenične struje treba biti izveden da bi imao prihvatljiv naponski nivo tijekom normalnih i nepredviđenih uvjeta. Jednadžbe toka opterećenja istosmjerne struje su u sljedećem obliku:

$$\sum_{j=1}^N B_{ij}(\theta_i - \theta_j) = P_{Gi} - P_{Di} \quad \forall i \subset n \quad (83)$$

$$\sum_{j=1}^N B_{ij}^m(\theta_i^m - \theta_j^m) = P_{Gi}^m - P_{Di}^m \quad \forall i \subset n \cap m \subset C$$

gdje su  $\theta_i$  i  $\theta_j$  pojedinačno kutovi napona faza i sabirnica  $i$  i  $j$ ,  $B_{ij}$  je imaginarni dio elementa  $ij$  matrice admitancije.  $P_{Gi}$  je proizvodnja snage na sabirnici  $i$ ,  $P_{Di}$  je zahtjev za snagom na sabirnici  $i$ , a  $n$  je niz sabirnica sustava. Indeks  $m$  pokazuje nepredvidive parametre i varijable,  $C$  je niz nepredvidivosti, a  $N$  je sustav brojeva sabirnica.

### ❖ *Ograničenje prijenosa*

Za svaki prijenosni vod, prijenos energije [Lit. 82], ne bi trebao zanemariti svoj utjecaj tijekom normalnih i nepredviđenih uvjeta, u ovom slučaju N-1 stanju:

$$b_k(\theta_i - \theta_j) \leq \bar{P}_k^{No} \quad \forall k \in (L_c + L_e) \quad (84)$$

$$b_k^m(\theta_i^m - \theta_j^m) \leq \bar{P}_k^{Co} \quad \forall k \in (L_c + L_e) \cap m \in C$$

gdje su  $\bar{P}_k^{No}$  i  $\bar{P}_k^{Co}$  pojedinačno udio  $k$  vodova tijekom normalnih i nepredviđenih uvjeta;  $\theta_i$  i  $\theta_j$  su kutovi napona faza na vodu  $k$  tijekom normalnih uvjeta;  $\theta_i^m$  i  $\theta_j^m$  su kutovi napona faza voda  $k$  prema nepredviđenosti  $m$ ;  $L_e$  je niz postojećih vodova;  $L_c$  je niz potencijalnih vodova – kandidata;  $b_k$  i  $b_k^m$  predstavlja  $k$  vod admitanciju u normalnim i nepredviđenim uvjetima.

### 2.7.5. Metode rješenja

Problem koji je formuliran u prethodnom poglavlju može biti riješen sa odgovarajućim optimizacijskim tehnikama. [Lit. 86, 87, 88, 89, 90] Sve matematički osnovane opcije i heuristički tipovi mogu biti isprobani, svaki sa vlastitim sposobnostima i manama. Za praktične naročito velike sustave, primijenjeni pristup trebao bi biti dovoljno čvrst i fleksibilan za primjenu. Nekoliko metoda je predviđeno ovdje da riješi problem planiranja razvoja mreže, a metode rješavanja su ovdje demonstrirane kroz razmatranje Garver test sustava.

#### ❖ *Metoda nabiranja*

Ukoliko sustav nije toliko velik, prostor za potraživanje može biti kompletno provjeren da bi se pronašlo najbolje rješenje. [Lit. 86] Drugim rječima, različite topologije mogu biti provjerene da bi se pronašla rješenja koja su izvediva, odnosno rezultiraju sa prihvatljivim normalnim i  $N - 1$  stanjem. Od ovih izvedivih rješenja, ono koje rezultira sa najmanjim investicijskim troškom bit će konačno rješenje. Očigledno, za velike sustave, metoda prebrojavanja pokušava pronaći rješenje za prihvatljivo velik slobodan prostor.

#### ❖ *Heurističke metode*

Jedan način da se riješi ovakav problem je da se izabere metoda na neki način osnovom inženjerske procjene, a kao primjer u takozvanoj *metodi unaprijed* potencijalni kandidati su dodavani jedan po jedan, a postupak je nastavljen onoliko koliko su uvjeti sustava prihvatljivi za normalne uvjete i  $N - 1$  uvjete. [Lit. 86] Takozvana *metoda unazad* radi po principu obrnutog smjera na takav način da su svi kandidati početno dodani mreži, a onda su kandidati uklonjeni jedan po jedan dok se još uvijek pojavljuje nepravilnost u normalnom radu i  $N - 1$  uvjetima.

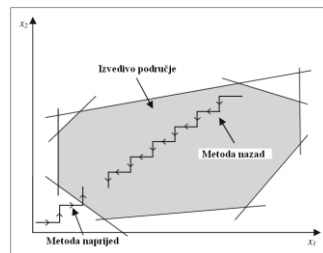
U stvarnosti, pristup *unazad* može početi od točke unutar izvedivog područja, dok pristup *Unaprijed* može početi od izvana prema unutarnjem prostoru.

Kao što broj kandidata može biti puno veći nego stvarni broj opravdan i potreban, vrijeme izvršenja *metode unazad* je normalno veće nego kod *metode unaprijed*.

Kao i uvijek, zato što proces počinje unutar izvedivog područja, rješenja će ostati izvediva kroz proces rješavanja, a kao rezultat rješenja mogu biti više poželjna u odnosu sa *metodom unaprijed* posebno kada su neka izvediva rješenja za usporedbu. Na drugi način, jednom kada su izgrađene neke nove trafostanice bez početnih veza prema ostatku mreže, kalkulacija od indeksa izvođenja registrira poteškoće tijekom početnih stanja algoritma tako da tijekom tog vremena i dok ne budu sve nove trafostanice nekako povezane, potraga za rješenjima ne slijedi niti jednu posebnu rutu naprijed prema rješenju tako da algoritam može čak i pasti u nastojanju da se uopće postigne rješenje.

U stvarnosti, kao što je u pristupu *metode unazad*, važno je napomenuti da u izvedivom području kroz proces rješavanja, najskuplji kandidati su normalno prvi povučeni, a kao i uvijek kod *metode unaprijed*, kada se počinje od točke izvan izvodivog područja, prvo su selektirani najučinkovitiji kandidati. A kao rezultat, tipično, *metoda unazad* završava sa više opravdanim

kandidatima u usporedbi sa *metodom unaprijed*, kao i uvijek sa manjim troškovima. Ovdje nema garancije da, ili pristupi završavaju sa jednakim rezultatima, ali je jedno sigurno da je jedno rješenje uvijek bolje nego drugo rješenje. [Lit. 86]



Slika 32. Djelovanje metode unaprijed i metode unazad

Ove putanje su prikazane na Slici 32, gdje se vidi tipični slučaj stanja sa dvije varijable. Tamno područje pokazuje izvedivo područje sa uvjetima veza koji su diktirani sa različitim uvjetima. *Metoda unazad* počinje od točke unutar izvedivog područja dok *metoda unaprijed* prati putanju od točke izvan toga prostora, a obje se kreću prema rješenju optimuma.

## 2.8. Planiranje reaktivne snage

### 2.8.1. Uvod

Do sada su obrađena različita planiranja: planiranje povećanja proizvodnje, planiranje povećanja trafostanica, planiranje povećanja mreže, tako da je općenito planirani sustav sposoban zadovoljiti opterećenje u normalnim uvjetima i u N-1 stanju, a kao što je rečeno u prethodnim poglavljima korišten je tok opterećenja istosmjerne struje za osnovne upravljačke jednadžbe. Očigledno, u praktičnom slučaju može se zaključiti da nisu izrazito točne pretpostavke na kojima su jednadžbe toka opterećenja istosmjerne struje osnovane, nego kao primjer nizak napon i zanemarivanje reaktivne snage mogu voditi prema nekim rezultatima koji su daleko različiti od stvarnih uvjeta.

Kao rezultat, treba pratiti detaljnu analizu toka opterećenja izmjenične struje da bi se uvjerali da su karakteristike sustava prihvatljive sa toga ispitivanja. Očito je da gledajući na problem napona cijeloga sustava to nije nimalo lagan zadatak, također treba obuhvatiti pitanja i ostalih problema, npr. oblik napona i stabilnost. Nadalje, pitanje lociranja i veličine izvora reaktivne snage uvijek mora biti utvrđeno, kao i glavni kontrolni uređaji koji utječu na stanje napona, a u smislu energetskog sustava, ovi pogledi se proučavaju kao problem Planiranja reaktivne snage (eng. Reactive Power Planning - RPP) [Lit. 91, 92, 93, 94, 95, 96].

### 2.8.2. Svojstva napona u sustavu

Kroz dugi niz godina, svojstva napona energetskog sustava su bila u žarištu sa svih stajališta i gledišta. Iako je magnituda napona zapravo glavna briga, tijekom dva zadnja desetljeća stabilnosti napona je također posvećena značajna pažnja u literaturi.

#### 2.8.2.1. Oblik napona

Najvažnija stvar kod oblika napona je njegova magnituda od 1,0 p.u., a zbog kvalitete opterećenja sabirnice u praktičnim uvjetima, vrijednost napona ne može biti striktno održana na ovoj veličini. Raspon od 0,95 do 1,05 p.u. može se smatrati prihvatljivim, a važno je istaknuti da se proizvodne sabirnice smatraju naponski kontrolirane sabirnice, te da taj napon regulira operator. U skladu s tim reaktivna snaga proizvodne jedinice se kontrolira sa promjenama osnovnih referentnih točaka. Oblik napona [Lit. 93] se može iskazati na slijedeći način:

$$P_{oblik} = \sum_{i=1}^N (V_i - V_i^{ref})^2 \quad (85)$$

$$V_{i,set} = \begin{cases} 1,0 & i \in PQ \text{ sabirnice} \\ V_{ref\ point} & i \in PV \text{ sabirnice} \end{cases}$$

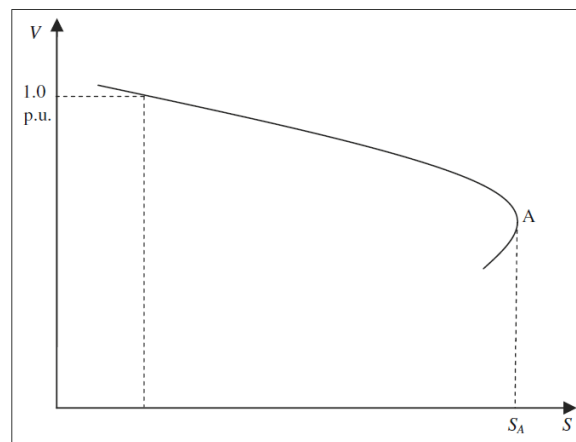
Ovdje je  $V_i$  magnituda sabirnice  $i$ ,  $V_i^{ref}$  je referentni napon sabirnice  $i$ , a  $N$  je broj sabirnice sustava. Suma može biti računata za sve PV i PQ sabirnice, a drugim riječima, ako su



sve PQ sabirnice veličine napona od 1,0 p.u. , te PV sabirnice napona su zadržane na njenim određenim točkama, indeks će biti nula. Nadalje, što su veličine napona više prema njihovim uobičajenim točkama, veći će biti indeks. A kao rezultat, niži  $P_{oblik}$  se smatra poželjniji, a taj indeks može biti jednostavno kalkuliran ako se primjeni izmjenični tok opterećenja.

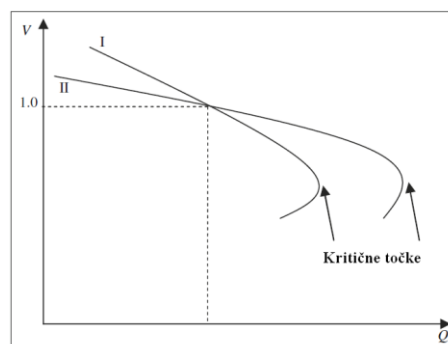
### 2.8.2.2. Stabilnost napona

Ako se pretpostavi za tipični energetski sustav, veličina napona za specifičnu sabirnicu iznosi 1,0 p.u., snaga na sabirnicama je  $2,0 + j1,0$  p.u. , i pretpostavi da je opterećenje (P i Q) povećano za 20 % na  $2,4 + j1,2$  p.u. , te ako se tok opterećenja izmjenične struje primjeni, napon sabirnice može biti smanjen na 0,95 p.u. Povećanje opterećenja je prikazano na slijedećoj Slici 33. [Lit. 93]



Slika 33. Krivulja promjene napona i snage V-S

Nakon točke A, nijedno rješenje ne može biti pronađeno sa korištenjem toka opterećenja izmjeničnog napona, a smatra se da je sustav naponski nestabilan za bilo koje veće opterećenje od točke  $S_A$ . Umjesto povećanja prividne snage S, ili P ili Q može biti povećano, Q-V ili P-V krivulje mogu biti prikazane. Čak i kad je prividna snaga S povećana, oblik napona može biti prikazan u smislu izraza P ili Q. Nadalje, umjesto da se poveća opterećenje na posebnoj sabirnici, opterećenje cijelog sustava može biti povećano. Ovi pogledi su normalno razmatrani u tako zvanim *statičkim analizama stabilnosti napona* (kao suprotnost *dinamičkim analizama*). Statički izraz se koristi kao pristup u V krivuljama proizvodnje osnovom algebarskih jednadžbi tokova opterećenja, a dinamički tip se bazira na detaljnim diferencijalnim jednadžbama.



Slika 34. Krivulja promjene jalove snage i napona Q - V

Gledamo tipičnu krivulju Q-V za dva slučaja, Slika 34., [Lit. 93] u kojima je radna točka napona 1,0 p.u., odnosno oblici napona u oba slučaja se smatraju jednaki i prihvatljivi. Kao i uvijek, u prvom slučaju udaljenost do takozvane *kritične točke* je niža, odnosno stabilnost napona u drugom slučaju je bolja. Ova udaljenost može se smatrati kao relativna sposobnost izvođenja stabilnosti napona označena sa  $P_{stab}$ . Da bi se odredila ova udaljenost  $P_{stab}$  za cijeli sustav, opterećenje reaktivne snage za sve sabirnice se proporcionalno povećava dok se ne dostigne kritična točka za najslabiju sabirnicu, a ovo ukupno povećanje reaktivne snage se smatra kao  $P_{stab}$ .

### 2.8.2.3. Kontrolni parametri izvedbe napona

Slijedeće radnje mogu utjecati na izvođenje napona (oblik i stabilnost) sustava:

- Promjena položaja regulatora na transformatoru
- Promjena odabira niza naponskih točaka na naponski kontroliranim sabirnicama (PV sabirnice)
- Uključivanje i isključivanje kapaciteta i induktiviteta ili nekoga reaktivnog energetskog izvora.

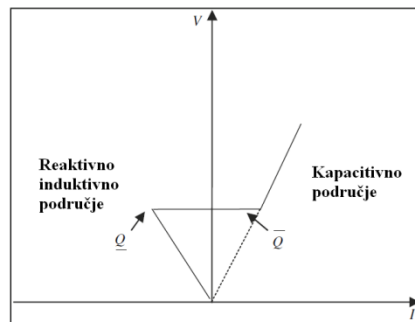
Ove opcije mogu biti korištene kod operatora sustava da bi se dokazalo naponsko izvođenje u različitim radnim uvjetima. Kao što je planiranje energetskog sustava glavni cilj ove teme, glavni pogled će ovdje biti na treću moguću opciju, a ostaviti će se prve dvije opcije nepromijenjene za uobičajeno radno izvođenje. Kasnije će se razmotriti optimiziranje problema u kojem izvori reaktivne snage mogu biti locirani i promjenjive veličine.

### 2.8.2.4. Statički u odnosu na dinamički izvor reaktivne snage

Da bi se ovo razmotrilo potrebno je ponoviti osnovne stvari, kapacitet generira kapacitivnu reaktivnu snagu, dok induktivni izvor upija reaktivnu (kapacitivnu) snagu. Ovo je jednako poznatim jednadžbama  $X_C = \frac{1}{\omega C}$ ,  $X_L = \omega L$ . Ovdje je generiranje stalno i proporcionalno  $X$ , ali napon na ovoj priključnoj sabirnici ne može biti direktno kontroliran. Drugim riječima, sabirnica sa priključenim kapacitetom ili reaktancijom je u stvari P – Q sabirnica. [Lit. 99]

Pored mogućnosti nepromjenjivosti - fiksosti generiranja reaktivne snage, ona može biti promijenjena, ali ne može biti trenutno promijenjena, tako da se ovi tipovi izvora reaktivne snage nazivaju *statički izvori*. Sada treba razmotriti sabirnicu P-V u kojoj napon može biti zadržan na određenoj razini, a za primjer treba pogledati sabirnicu sa priključenim generatorom ili sa sinkronim kompenzatorom. Ovdje je jasno da je prema analizi toka opterećenja, određeno generiranje jalove snage, odnosno generirano je ili apsorbirano od generatora ili od kondenzatora. Osigurano prema kapacitetu reaktivne snage izvora, može biti trenutno generirano ili apsorbirano, dok je njegova vrijednost diktirana sa uvjetima sustava i nije fiksna, te se stoga ovi tipovi izvora reaktivne snage smatraju *dinamičkim tipovima*.

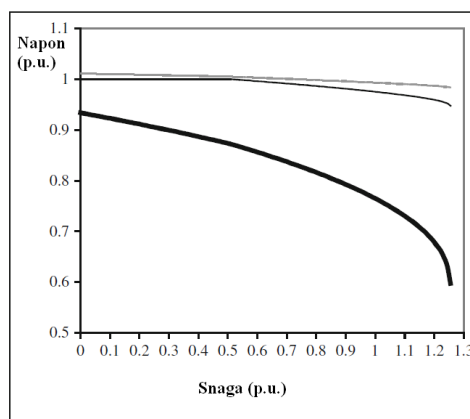
Drugi tip dinamičkih izvora je statički VAR kompenzator sa gotovo trenutnim promjenama i  $V - I$  karakteristikama kao što je prikazana na Slici 35. [Lit. 99]



Slika 35.  $V - I$  karakteristike statičkog VAR kompenzatora

Unutar mogućega opsega reaktivne snage napon je fiksiran, a izvan toga opsega, ponaša se ili kao kapacitet (iznad vrijednosti  $\overline{Q}$ ) ili kao reaktancija (niže od  $\underline{Q}$ ).

Da bi se objasnilo zašto je potrebno koristiti dinamičke izvore, iako je to skuplje u odnosu sa statičkim tipom, potrebno je obrazložiti slijedeće. Pretpostavi li se da je oblik napona sustava prihvatljiv za normalne uvjete, a sada ako se dogodi nepredviđenost (kao što je to npr. ispad voda), naponi na nekim specifičnim sabirnicama mogu pasti na neprihvatljive vrijednosti, čak i kada je generiranje reaktivne snage nekih  $P - V$  sabirnica povećano. Jedan način da se riješi ovaj problem je da se uključi kapacitet, po mogućnosti na problematične sabirnice. Poteškoća je činjenica da uključivanje nije trenutno, pa se neće moći tolerirati takvi uvjeti čak i za nekoliko milisekundi. Sada bi trebalo razmotriti i puno goru situaciju, odnosno treba pretpostaviti da poslije ranije navedene nepredviđenosti, tok opterećenja se uopće ne primijeti iz kojih izvora potječe. To znači da promatrajući pitanje nepredviđenosti, sustav je naponski nestabilan, a jedini način da se spriječi ovo neželjeno stanje je osiguranje trenutne kontrole koja može biti sposobna da riješi taj problem, tj. statički Var kompenzator može osigurati rješenje, a kapacitet ili reaktivni izvor ne može osigurati rješenje. Pažljivo analizirajući, i statički i dinamički izvori utječu na oblik napona jednako kao i stabilnost napona cijelog sustava. [Lit. 97] Kao dobar primjer ovisnosti stabilnosti napona o opterećenju je slijedeća Slika 36.



Slika 36.  $P - V$  krivulja osnovnog slučaja za nekoliko sabirnica

Ovdje se jasno vidi da je za različito opterećenje nekoliko sabirnica postignuto drastično smanjenje opterećenja vrijednosti napona i dovođenje cjelokupnog sustava u stanje nestabilnosti. [Lit. 97]

### 2.8.3. Planiranje reaktivne snage sustava

Osnovni problem u sustavu kod planiranja reaktivne snage je lociranje i određivanje veličine reaktivne snage izvora. Statički reaktivni izvori, kapaciteti i induktiviteti su locirani i veličinom prilagođeni za normalne operativne uvjete. Dinamički reaktivni kompenzatori su pravilno raspoređeni i prilagođene veličine tako da je sigurnost rada prijenosne mreže zagarantirana bez obzira na bilo koji pojedinačni ispad transformatora, prijenosnih vodova i jedinica energetskeg postrojenja.

#### 2.8.3.1. Planiranje statičkih reaktivnih izvora, lociranje i veličina

Statički reaktivni izvori utječu na oblik napona, veličinu, stabilnost napona, (razliku od vrijednosti trenutnog napona i vrijednosti napona točke kolapsa sustava) dok za isto vrijeme utječu na gubitke sustava. [Lit. 99] Četiri osnovna optimizacijska problema, a to su: oblik napona, stabilnost napona, gubici sustava i cijena izvora reaktivne snage se razmatraju i opisuju na slijedeći način:

##### a) Oblik napona

Kreiranje oblika napona je razvijeno osnovom indeksa definirano u jednadžbi (85) ( $P_{oblik}$ ). Kao u optimizacijskom problemu, naponi su forsirani da budu unutar granica zbog uvjeta,  $P_{oblik}$  se računa osnovom jednadžbe (85) ovisno o svojoj veličini.

##### b) Stabilnost napona

Utvrđivanje stabilnosti napona je izvedeno indeksom definiranim ranije u izrazu  $P_{stab}$ .

##### c) Gubici sustava

Minimiziranje aktivnih gubitaka može biti razmatrano sa slijedećom objektivnom funkcijom. Ovaj indeks je opisan sa izrazom:

$$P_{gubici} = \sum_{m=1}^{N_b} g_m [(V_m^s)^2 + (V_m^r)^2 - 2 V_m^s V_m^r \cos \theta_m] \quad (86)$$

gdje su  $V_m^s$  i  $V_m^r$  su poslana (eng. send) i primajuće (eng. receive) veličine napona voda  $m$ ,  $g_m$  je vodljivost voda  $m$ ,  $\theta_m$  je razlika faznih kutova voda  $m$  i  $N_b$  je broj vodova. [Lit. 99]

##### d) Trošak izvora reaktivne snage

Trošak koji se pojavio zbog instalacije izvora reaktivne snage [Lit. 99] trebao bi biti minimiziran. Ovaj indeks može biti opisan kao:

$$P_{troš} = \sum_{i=1}^{N_c} (C_{fi} + C_{vi} Q_i) \quad (87)$$

gdje je  $C_{fi}$  je fiksni instalacijski trošak izvora reaktivne snage na sabirnici  $i$ ,  $C_{vi}$  je varijabla troškova (po kVAr) izvora reaktivne snage sabirnice  $i$  (investicijski trošak),  $Q_i$  je kapacitet izvora reaktivne snage na sabirnici  $i$ , te je  $N_c$  ukupni broj lokacijskih točaka ovih izvora.

e) *Opća funkcija procjene*

Rezultirajući više objektivni optimizacijski problem opisan kao:

- Min.  $P_{oblik}$
- Max.  $P_{stab}$
- Min.  $P_{gubici}$
- Min.  $P_{troš}$

prema vrijednosti  $H=0$  (jednadžba toka opterećenja) i  $G \leq 0$  (jednadžba nejednakosti kao što su granice veličina napona, proizvodnja aktivne (ili reaktivne) snage energetskog postrojenja, itd.) mogu biti riješeni sa optimizacijskom metodom. Kao što izrazi objektivne funkcije nisu svi jednakih jedinica, normalizacijska procedura se koristi kao pogodna funkcija [Lit. 99] opisana s slijedećom jednadžbom:

$$F_e = -\alpha_1 \frac{P_{oblik,e}}{\underline{P}_{oblik}} + \alpha_2 \frac{P_{stab,e}}{\underline{P}_{stab}} - \alpha_3 \frac{P_{gubici,e}}{\underline{P}_{gubici}} - \alpha_4 \frac{P_{troš,e}}{\underline{P}_{troš}} \quad (88)$$

Znak označavanja  $(\bar{P}, \underline{P})$  koristi se zbog činjenice da dok indeks stabilnosti ima cilj biti maksimaliziran, ostali trebaju biti minimalizirani, a zbog činjenice da su normalizirani pored 1,0 da oni mogu biti poredani zajedno. Ovdje se napominje da je  $P_{troš}$  normalizirano osnovom svojih maksimalnih vrijednosti jer je minimalna vrijednost nula. Bilo koja normalizacijska procedura može biti korištena, a njen prikaz pomoću jednadžbe (88) nije jedinstven. Koeficijenti  $\alpha_1$  do  $\alpha_4$  su prikazani na taj način tako da za svaku objektivnu funkciju mogu biti pridodijeljene vrijednosti (osnovom relativne važnosti, pretpostavlja se ovdje da su vrijednosti jednaki 1,0),  $P_{objektivno,e}$  (oblik, stabilnost, gubici, trošak) je vrijednost svake objektivne funkcije.

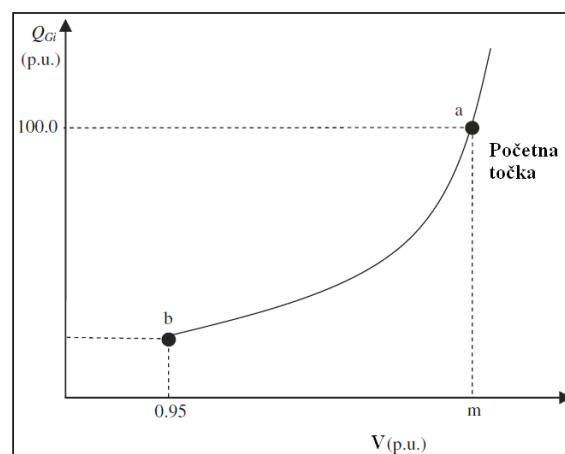
### 2.8.3.2. Planiranje dinamičkih reaktivnih izvora, lociranje i veličina

Kao što je već naznačeno, dinamički reaktivni kompenzator je zadužen za poboljšanje sigurnosti napona sustava kao odgovor na bilo koju nepredviđenost na prijenosnim elementima. [Lit. 100, 101, 102] Sustav se smatra sigurnim ukoliko tok opterećenja konvergira i pored toga zadovoljava granice toka energije, svi naponi su unutar približno npr. 0,95 do 1,05 p.u. S ciljem odgovora na bilo koju nepravilnost, a pretpostavlja se da izvori statičke reaktivnosti koje su već locirani prema prethodnom poglavlju, mogu biti aktivni, te se stoga mogu pojaviti slijedeći uvjeti:

- Tok opterećenja konvergira i sustav pokazuje prihvatljivi uvjet za veličine napona. Ne zahtjeva se ni jedna daljnja akcija.
- Tok opterećenja ne konvergira zbog otopnih uvjeta slijedeći ne predviđene mogućnosti. Nijedan reaktivni kompenzator snage ne može riješiti problem.
- Tok opterećenja ne konvergira, ali ne zbog otopnih uvjeta. Zahtjeva se daljnja akcija da bi riješila problem.
- Tok opterećenja konvergira, ali neki naponi su izvan dosega  $0,95 \text{ p.u.} \leq V_i \leq 1,05 \text{ p.u.}$  Zahtjeva se daljnja akcija.

Prema raznim izvedenim studijama, optimalne veličine i lokacije od reaktivnih kompenzatora snage su potrebne za rješavanje (c) i (d) uvjeta. Za bilo koju nepredviđenu mogućnost, pojedinačni reaktivni kompenzator snage je provjeren da bi riješio problem. Smatra se da su maksimalni i minimalni kapaciteti reaktivne snage jednaki, mada može biti i nejednakost.

Sa ciljem da se pronađu optimalne lokacije i veličine za kompenzatore reaktivne snage, trebao bi biti napravljen popis svih sabirnica sa maksimalnim dopuštenim kapacitetima reaktivnih snaga. Da bi se ovo napravilo, iterativna procedura se slijedi na način da se za bilo koju nepredviđenost, primjenjuje pojedinačni visoko kapacitivni (npr. 100 p.u.) za svaku pojedinačnu P-Q sabirnicu dok je referentni napon namješten na 1,0 p.u. U tome trenutku, najniži napon u sustavu može biti prema vrijednosti  $m$  p.u., točka  $a$ , Slika 37. [Lit. 102]



Slika 37. Korak po korak postupak za određivanje kapaciteta reaktivne snage

Nadalje, njegov kapacitet se gradacijski smanjuje dok se kompletna naponska mreža nadzire da bi bila veća ili jednaka vrijednosti 0,95 p.u.. Posljednja opcija kapaciteta je držati napone iznad 0,95 p.u., selektirano za ovu posebnu sabirnicu. Kao što je već navedeno, slijedeće je provjereno:

- a) Konvergencija toka opterećenja
- b) Sve veličine napona su unutar prihvatljivog ranga.

Za svaku pojedinačnu nepredviđenost  $j$ , primjena kapaciteta reaktivne snage na sabirnici  $i$  može rezultirati sa slijedećim situacijama:

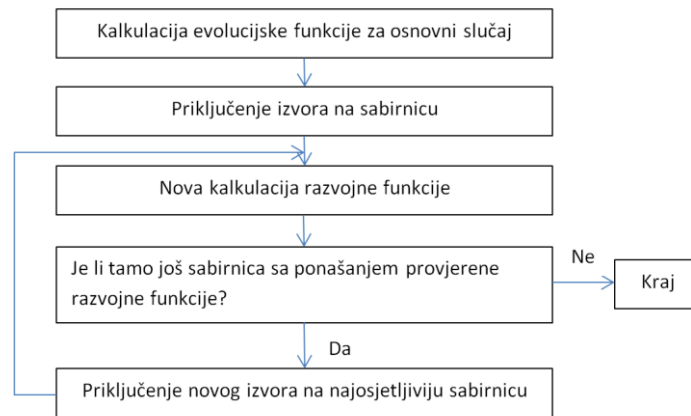
- A. Uvjeti (a) i/ili (b) nisu zadovoljeni čak i sa većim kapacitetom reaktivne snage na sabirnici  $i$ . Sabirnica  $i$  neće biti sabirnica kandidat za nepredviđenost  $j$ .
- B. Uvjeti (a) i (b) su zadovoljeni, a referentni napon je reduciran i pronađen je najniži reaktivni izvor tako da su oba uvjeta zadovoljena.  $Q_{Gij}$  pronalazi minimalni kapacitet reaktivne snage na sabirnici  $i$  za konvergenciju u odgovoru na nepredviđenost  $j$ .
- C. Ponavljanje procedure (A) i (B) za sve P-Q sabirnice i pronalaženje  $Q_{Gj} = \min_{(i)} \{Q_{Gij}\}$
- D. Ponavljanje procedure (A – C) za sve nepredviđenosti.

Očigledno, da će broj primijenjenih sabirnica biti manji ili jednak prema nepredviđenim događajima. Kao i uvijek, optimizacijska procedura može biti primijenjena da bi smanjila broj i veličinu kapaciteta reaktivne snage. Odnosno, primjena svih određenih kompenzatora u koracima C i D, ne mora biti zahtijevana, a može i rezultirati s pretjerivanjem. Svi navedeni kompenzatori reaktivne snage mogu biti razmatrani kao kandidati kompenzatori reaktivne snage i tada optimizacijska procedura može biti izvedena da bi se pronašla optimalna lokacija i veličina. Objektivna funkcija se smatra kao minimum ukupne kapacitivne reaktivne snage dok se već spomenuti uvjeti (a) i (b) provjeravaju da bi bili zadovoljeni.

### 2.8.3.3. Postupak rješavanja

U prošlim poglavljima su razvijena dva optimizacijska problema, s tim da je potrebno napomenuti da su tražene lokacije i veličine statičkih izvora, sa razvojem funkcije definirane prema jednadžbi (88), a kasnije se baziralo na traženje minimuma ukupne kondenzatorske reaktivne snage (tj. najmanji trošak), sa navedenim detaljima.

Može se koristiti jedan od postojećih moćnih optimizacijskih algoritama da bi se riješio gornji optimizacijski problem, a ako je razmatrani sustav malen i potraga za slobodnim prostorom je ograničena prema izvorima kandidata izvora, tako da se može pretražiti cjelokupni prostor i kalkulacija razvojne funkcije sa ciljem traženja optimalnog rješenja. Ukoliko je prostor potrage velik, moćni osnovni heuristički pristup je Genetski algoritam (GA) sa kojim rješenje može biti pronađeno, brzo i na učinkovit način.



*Slika 38. Senzitivni pristup procedure rješavanja*

Alternativa Genetskom algoritmu je prikazana na Slici 38., [Lit. 102], a naziva se senzitivni pristup u kojem se razvojna funkcija početno računa za osnovni slučaj. Slijedeći ovaj postupak, mali reaktivni izvori se priključuju na svaku sabirnicu, jedan po jedan, pa se ponovo računa razvojna funkcija. Osnovom konačnih kalkulacija, određene su najosjetljivije sabirnice, a poslije je primijenjen mali reaktivni izvor (npr. 0,1 p.u. kapacitivno) na najosjetljiviju sabirnicu i cijela procedura je ponovljena.

Za primjer, u slijedećem krugu, prva sabirnica može biti još najosjetljivija, a drugi 0,1 p.u. izvor može biti priključen na tu sabirnicu. Procedura se ponavlja dok ne prestane pronalaženje novih sabirnica što rezultira sa dokazivanjem razvojne funkcije. Potrebno je spomenuti da je predloženi pristup moguće upotrijebiti i za male i za velike sustave.



## 2.9. Planiranje energetskeg sustava u neizvjesnosti današnjice

### 2.9.1. Uvod

Do sada su obrađena različita izdanja planiranja energetskeg sustava, po nazivima, predviđanje opterećenja, planiranje povećanja proizvodnje, planiranje povećanja trafostanica, planiranje povećanja mreže i planiranje povećanja reaktivne snage, a prema svemu nabrojanom, može se pretpostaviti, implicitno, da su sve odluke donesene na osnovu jednog subjekta. Nadalje, pretpostavlja se da se kod korištenja informacija uzimalo one informacije koje nemaju neizvjesnosti jer ništa od onoga navedenog nije izričito točno. U smislu dosadašnjeg planiranja povećanja proizvodnje, zbog deregulacije energetskeg sustava, s jedne strane to je odvojeno od ostalih planiranja povećanja trafostanica, mreže i reaktivne snage. Pojedini novi tržišni sudionici ponašaju se kao glavni ulagači za nova proizvodna postrojenja. Ove proizvodne kompanije pokušavaju ostvariti najveći profit od njihovih investicija, a trebale bi nekako predvidjeti ponašanje suparnika. Oni bi trebali imati njihove osnovne ulazne informacije (kao što je predviđanje opterećenja sustava za donošenje odgovarajućih odluka). Sa tog gledišta, planiranje povećanja proizvodnje je kompletno drukčija priča u usporedbi sa tradicionalnim okruženjem. Pokazuje se da modificirano tradicionalno planiranje povećanja proizvodnje može biti korišteno u dereguliranoj okolini sa gledišta drugih subjekata. Ukoliko je planiranje povećanja proizvodnje odlučeno od nekog subjekta osnovom njihovog vlastitog suda, je li moguće da različiti ili nekoliko različitih subjekata nastavlja naprijed sa ostalim mogućnostima (planiranje povećanja trafostanica, mreža i reaktivne snage) ako se ne mogu uvjeriti što izvođači planiranja povećanja proizvodnje rade u stvarnom životu? Tako da postoji još dosta neizvjesnosti koje su uključene zbog različitih donositelja odluka i zaključno rečeno, neizvjesnosti imaju glavnu ulogu u načinima planiranja energetskeg sustava novih okolina. [Lit. 103]

### 2.9.2. Deregulacija energetskeg sustava

Više od dva desetljeća, industrija energetskeg sustava je doživjela drastične promjene u smislu ekonomskih istraživanja. [Lit. 103] U tradicionalnoj ili takozvanoj *reguliranoj industriji*, struktura energetskeg sustava sastoji se od proizvodnje, prijenosa i distribucije koju posjeduje jedan vlasnik, ili je u posjedu različitih vlasnika, kontrolirano ili *regulirano* sa jednim subjektom. Drugim riječima, jedan subjekt odlučuje gdje i kako locirati proizvodnju i prijenosna postrojenja. Investicijski i operativni troškovi su jednako kao i odgovarajuća razina profita za vlasnike nadoknađeni sa reguliranim tarifama koje su ponuđene potrošačima. Dosta dugo vremena, ekonomisti su kritizirali ovaj pristup kao neučinkovit jer može prikazati puno opterećenja za potrošače zbog činjenice da vlasnici nemaju mogućnost inicijative za smanjivanje troškova.

U takozvanoj novoj *dereguliranoj okolini*, tarife više nisu regulirane, nego je električna energija osigurana kao roba od nekoliko dobavljača, poznatijih kao proizvodne kompanije.

Potrošači mogu zahtijevati da kupe taj proizvod ili od posebnog dobavljača ili sa sveopćeg tržišta, direktno ili indirektno kroz distribucijske kompanije, na osnovu agregata ili trgovaca na malo. Cijena električne energije je određena ponudom dobavljača s jedne strane i s druge strane

prema upitu potrošača. Gotovo svi tipovi ekonomskih pravila su primjenjivi na električno tržište. Jednom kada su određeni glavni subjekti na tržištu električne energije osnovom dotičnog tipa tržišta, električna energija kao roba treba biti proslijeđena od dobavljača do potrošača kroz odgovarajuća prijenosna postrojenja (vodovi, kabeli). Otvoreni pristup svih sudionika na tržištu prema tim postrojenjima je od vitalnog značaja da bi se imalo pošteno tržište električne energije, tako da ni jedan sudionik ne dobiva povlašteni položaj u korištenju tržišta. U drugu ruku, vlasnici takvih postrojenja moraju imati nadoknadu za njihove investicije jednako kao i za operativne troškove. To je razlog zašto je prijenosni sustav (koji je u posjedu prijenosnih kompanija) potpuno ili djelomično reguliran sa subjektom koji je određen direktno ili indirektno od vlade. Trošak prijenosnih kompanija nadoknađen je tarifom prijenosnih usluga određenim sa prethodno spomenutim subjektom.

### 2.9.3. Neizvjesnost energetskeg sustava

Dva osnovna izraza, *neizvjesnost* i *rizik* su naširoko korišteni u literaturi energetskeg sustava, pa stoga ovdje nema čvrste definicije za ove izraze. Neki zastupaju mišljenje da su to jednaki izrazi dok drugi vjeruju da je prvo rezultat drugog, a neki da je to potpuno neovisno jedno od drugoga. Stoga se opredjeljuje za stav da svaka uključena neizvjesnost može rezultirati sa rizikom. Za primjer, kao što je planiranje povećanja proizvodnje, trafostanica i mreže osnovano na predviđanju opterećenja, svaka nesigurnost u predviđenom opterećenju može rezultirati sa rizikom, tako da planiranje mreže može biti neprikladno da izvrši -odgovarajuću funkciju, odnosno napoji sva zahtijevana opterećenja.

Jedan od glavnih zadataka za razmatranje neizvjesnosti u odlučivanju je činjenica da neizvjesnost treba nekako modelirati, dok zapravo postoje različiti tipovi takvih neizvjesnosti kao što su *ekonomski* ili *tehnički*, *kontrolirani* ili *nekontrolirani*, *stohastički* ili *nestohastički*, *mjerljivi* i *nemjerljivi*. Bez obzira koji je tip, neizvjesnost može biti modelirana sa nekim pristupima kao što su oni osnovani na različitim scenarijima. U drugu ruku, efekt neizvjesnosti utječe na sve kratkoročne i dugoročne odluke. [Lit. 103]

#### 2.9.3.1. Neizvjesnost u reguliranoj okolini

Kao što je već razmotreno, [Lit. 104] planiranje energetskeg sustava se temelji na predviđanju opterećenja i sastoji se od planiranja povećanja proizvodnje, trafostanica, mreže i reaktivne snage, svaki sa svojim vlastitim parametrima. Studije su napravljene da bi se primijenile u budućnosti, stoga bi ulazni parametri trebali biti predvidljivi, a kao i uvijek, ti parametri ovise o nekim drugim parametrima. Kao rezultat, ulazni parametri različitih planiranja energetskeg sustava mogu se suočiti sa neizvjesnostima koji očigledno utječu na svačiju odluku. Neki od ovih parametara su slijedeći:

- Ekonomski rast
- Ekonomski parametri, kao što je inflacija, amortizacija, kamate (planiranje povećanja proizvodnje, trafostanica, mreže i reaktivne snage)
- Trošak goriva (direktno od planiranja povećanja proizvodnje i indirektno od planiranja povećanja trafostanica, mreže i reaktivne snage)
- Cijena električne energije

- Ograničenja okoline (direktno ili indirektno na planiranja povećanja proizvodnje, trafostanica i mreže)
- Investicijski troškovi (planiranja povećanja proizvodnje, trafostanica, mreže i reaktivne snage)
- Regulatorni i zakonski akti (predviđanje opterećenja, planiranja povećanja proizvodnje, trafostanica, mreže i reaktivne snage)
- Zahtjevi menadžment programa (predviđanje opterećenja)
- Troškovi rada i održavanja (planiranja povećanja proizvodnje, trafostanica, mreže i reaktivne snage)
- Izvori (kao što su gorivo i voda), raspoloživost (planiranje povećanja proizvodnje)
- Socijalni faktor (kao što je faktor rasta populacije), (predviđanje opterećenja)

Očigledno, da su prethodno navedene neizvjesnosti ili slični parametri, ovisni o pojedinačnom slučaju za svaku industriju proizvodnje električne energije.

### 2.9.3.2. Neizvjesnost u dereguliranoj okolini

Već ranije je napomenuto da je deregulacija energetskeg sustava rezultirala sa pojavom novih nezavisnih subjekata čiji je cilj ostvarivanje maksimalne zarade (dobit minus troškovi) na osnovu svojih svojstava. [Lit. 105] Operator sustava pokušava koordinirati ponašanje tržišnih sudionika na takav način da sustav funkcionira pouzdano i na učinkovit način.

Svaki subjekt sada donosi vlastite odluke, a očito bi na neki način trebalo uzeti u obzir i ponašanje drugih sudionika na tržištu. U ovoj novoj situaciji, cijena električne energije je određena osnovom pravila nabave i potražnje, tako da nema garancije uloženi investicija.

U drugu ruku, u mnogim dijelovima svijeta, deregulacija još uvijek napreduje, a nova pravila i zakonski akti se konstantno pojavljuju. Nadalje, svaka nacionalna ili internacionalna ekonomska odluka utječe direktno ili indirektno na industriju električne energije. Uloga jednog sudionika u određenoj okolini je zamijenjena sa ulogom više sudionika, sa svim mogućim neizvjesnostima i rizicima.

#### ❖ Neizvjesnost u planiranju povećanja proizvodnje

Pored ovih neizvjesnosti prikazanih za reguliranu okolinu, [Lit. 105] vlasnik bi trebao napraviti vlastitu odluku za investiranje u energetske postrojenje i suočiti se sa novim neizvjesnostima. *Cijena električne energije* je najvažniji faktor jer investitor može investirati na lokaciji sa udjelom u izrazito visokoj cijeni električne energije. Kao i uvijek, treba predvidjeti i uzeti u obzir ponašanje drugih sudionika, a to nije jednostavan zadatak sa svojim neizvjesnostima.

S druge strane, dok investitor pokušava investirati na lokaciju sa maksimalnim mogućim profitom, svaka zasebna investicija za trafostanicu ili prijenosni sustav može imati pozitivni ili negativni učinak na zaradu dobavljača električne energije, tako da je nužno uzeti u obzir i ovu neizvjesnost planiranja povećanja trafostanica. Ovdje je očito da su neki tipovi neizvjesnosti već poznati u reguliranoj industriji i mogu imati dominantan učinak u dereguliranom slučaju. Za primjer, trošak primarnih izvora (kao što je plin, nafta, itd.) mogu utjecati na vlasnika da odgodi svoju investiciju na određenom mjestu ili promijeni svoju odluku i investira na nekom

drugom mjestu. U reguliranoj okolini, iako su ovi troškovi još uvijek učinkoviti, investitor može investirati na istom mjestu i u istom vremenu, ukoliko je garantiran povratak novca u odgovarajućim tarifama.

#### ❖ **Neizvjesnost u planiranju povećanja trafostanica**

Pored ovih neizvjesnosti u reguliranoj okolini, najvažniji faktor koji utječe na planiranje povećanja prijenosa (planiranje povećanja trafostanica, mreže i reaktivne snage) daje rezultat neizvjesnosti povećanja planiranja proizvodnje. Ovdje se razmatra pitanje kako je moguće ostvariti pravilno planiranje povećanja prijenosa ukoliko je planiranje povećanja proizvodnje odlučeno sa nekim drugim sudionikom na tržištu. Kao što bi troškovi planiranja povećanja prijenosa trebali biti namireni sa tržišnog sudjelovanja (dobavljača i kupaca), predimenzioniranje može rezultirati sa nezadovoljstvom sudionika.

Također poddimenzioniranje može rezultirati sa sličnim učincima, tako da dobavljač može biti u nemogućnosti da proda svu zahtijevanu električnu energiju za sva opterećenja kupaca. [Lit. 105]

#### **2.9.4. Praktična primjena planiranja energetskeg sustava u dereguliranoj okolini**

Kao što je dosada razmatrano, [Lit. 105] postoje različiti pogledi na reguliranu i dereguliranu okolinu, i moguće neizvjesnosti, pa je stoga potrebno sagledati neke praktične primjene od rješavanja planiranja energetskeg sustava u dereguliranoj okolini. Osnovno je da uvijek mora biti predviđeno opterećenje, a važno shvaćanje je činjenica da odgovarajući faktori mogu biti različiti ili neki upravljački parametri mogu imati više naglašen efekt. Kao primjer, električna cijena može pobuditi veći protok energije, a zbog elasticiteta opterećenja energetskeg sustava, zahtjevi za električnom energijom mogu imati više varijanti u usporedbi sa reguliranom okolinom u kojoj se primjenjuju kontrolirane tarife. Također, ekonomski faktori kao što je veličina domaćega proizvoda, ima normalno znatno veći učinak.

Osnovni algoritmi su kao kod već razmatranog uobičajenog predviđanja opterećenja. Slijedeći faktor koji također utječe na predviđanje opterećenja je takozvana Menađmentska strana zahtjeva (eng. Demand Side Management – DSM) ili Odgovor na zahtjev (eng. Demand Response – DR), a to je ishod brige za obje okoline, reguliranu i nereguliranu. To je proces kontrole zahtjeva za električnom energijom (reduciranje, pomicanje, itd.). U reguliranoj okolini, bilo je manje poticaja za potrošača da promjeni svoj zahtjev. Zbog različitih kazni i nagrada za kooperacije za oba programa (Menađmentsku stranu zahtjeva i za Odgovor na zahtjev), u dereguliranom slučaju, može imati jači učinak na predviđanje opterećenja. Iako je izvođenje oba programa moguće postići, predviđanje budućeg izvođenja nije nimalo lagan zadatak, a ovisi o različitim parametrima i uvjetima. Pored navedenih programa, kao što je to već navedeno, električna cijena treba biti predvidiva sa ciljem predvidljivosti opterećenja.

U dereguliranoj okolini, dugoročno predviđanje cijene električne energije je važno pitanje za posvećivanje pažnje koje utječe na predviđanje opterećenja i planiranje povećanja prijenosa. Zaključno rečeno, može se zaključiti da je sa gledišta regulirane okoline i gledišta predviđanja opterećenja slijedeće:

- Osnovni algoritmi su u biti jednaki.
- Upravljački parametri mogu biti različiti.
- Dugoročno predviđanje cijene električne energije zahtjeva opsežni, ponekad komplicirani algoritam
- Program Odgovor na zahtjev, naročito zahtijeva specijalna razmatranja.

U prethodnim poglavljima se razmatralo planiranje povećanja proizvodnje osnovom određenih ulaznih parametara na osnovi jedne sabirnice, i u kombinaciji sa aproksimativnim razmatranjem za prijenosni sustav. No, za dereguliranu okolinu, u stvarnosti imamo *dva različita subjekta* koji razmišljaju o snabdijevanju električnom energijom. [Lit. 105]

- ❖ *Prvi je nezavisni subjekt*, koji je određen od vlade, direktno ili indirektno, koji treba brinuti o zadovoljavanju proizvodnih potreba sustava, a taj subjekt može izvoditi jednake studije, ali ništa od slijedećih točaka:
  - Neki od ulaznih parametara nisu više određeni, a kao primjer, tip raspoloživih energetske postrojenja više nije unaprijed poznat, jer ovaj subjekt više nije sada stvarni investitor i različiti su donositelji odluka za investiranje na energetskim postrojenjima.
  - Ako je odgovarajući investitor u mogućnosti da investira na sva energetska postrojenja koja su razmatrana od strane nezavisnog subjekta (kapacitet i lokacija), onda su zadovoljene proizvodne potrebe. S obzirom da je trošak poboljšanja prijenosnog sustava također na minimumu, investitor može imati dovoljnu korist na osnovu svoje odluke, a normalno da treba platiti za potrebu prijenosnog poboljšanja. No, ova situacija se neće ostvariti zbog slijedeća dva razloga:
    - Objektivne funkcije definirane u poglavljima 2.3. i 2.4. su prvenstveno troškovno i tehnički osnovane, a investitor se ne mora obvezati davati nezavisnom subjektu savjete dok pokušava investirati na odgovarajuću lokaciju sa odgovarajućim kapacitetom da bi se ostvario najveći profit na tržištu. Odnosno na primjer, može investirati na mjesto gdje je predviđena maksimalna cijena električne energije, sa minimalnim troškom goriva, a osiguranje opskrbe električnom energijom može biti predviđeno za lokalne potrebe ili proslijeđeno na udaljena opterećenja.
    - Možda neće biti pronađeno dovoljno investitora da bi investirali na sve lokacije ili sa jednakim kapacitetima kao što je sugerirano sa nezavisnim subjektom, ali i nadalje može biti više proizvodnji na nekim mjestima nego što je sugerirano sa tim subjektom.
- ❖ *Druga skupina subjekata* razmišlja o proizvodnji i to su stvarni investitori, a u svrhu investiranja na određenu lokaciju, investitor bi trebao provesti detaljnu studiju za određivanje lokacije i kapaciteta određene proizvodnje, tako da se očekuje maksimalni mogući profit. Na taj način, može predvidjeti ponašanje svojih suparnika, a to je zahtijevana potpuno nova studija za dereguliranu okolinu. Zaključno rečeno, za planiranje povećanja proizvodnje u dereguliranoj okolini slijedi:
  - Osnovni algoritmi su prikazani u 2.3. i 2.4. poglavlju, i mogu biti korišteni od nezavisnog subjekta sa nekim izmjenama u izrazima objektivne funkcije i modeliranja.

- Ulazni parametri ne mogu biti determinirani. Nadalje, neki novi ulazni parametri, kao što je dugoročno predviđanje cijene električne energije, može također biti potrebno.

Za primjenu planiranja povećanja trafostanica, mreže i reaktivne snage, treba napomenuti da su objektivne funkcije primarno osnovane troškom, dok se različiti tehnički uvjeti trebaju zadovoljiti tijekom procesa planiranja. Kada se dođe na područje deregulirane okoline, [Lit. 105] onda se dotiču slijedeća pitanja:

- Iako je prijenosni sustav još uvijek reguliran (ili nekako osigurava otvoren i pošten pristup svim sudionicima, drugim riječima, njegov pristup nije osiguran kompetencijom), pa njegov dizajn ne bi trebao biti osnovan samo troškom. Nove objektivne funkcije tržišnih ponašanja također trebaju biti uzete u obzir tako da je transakcija električne energije olakšana na pošten i nediskriminantni način. Nadalje, neke ostale objektivne funkcije ili uvjeti kao što su pouzdanost mogu imati više naglašene učinke i trebaju specijalna razmatranja u ovoj okolini. Neke od novih objektivnih funkcija ili uvjeta mogu imati nove ulazne parametre, kao što je dugoročno predviđanje cijene električne energije.
- Osnovni problem u planiranju povećanja prijenosa je činjenica da više nisu određeni rezultati planiranja povećanja proizvodnje koje se koristi kao ulazne odluke. Odnosno, ukratko rečeno, planiranje povećanja prijenosa prolazi kroz male varijacije u usporedbi sa planiranjem povećanja proizvodnje. Kada se dođe do teme planiranja povećanja reaktivne snage kao završna faza procesa planiranja, zaključuje se da ovaj korak zahtijeva najmanje modifikacije u dereguliranoj okolini. Svaki izvor reaktivne snage koji je primarno namijenjen za dokazano naponsko izvođenje sustava, može imati neke efekte na funkcioniranje tržišta električne energije. Ovo je zbog činjenice da prihvatljivo funkcioniranje napona može olakšati tržišne transakcije. Nadalje, reaktivna snaga je na tržištu kao  *dodatna usluga*, a kao rezultat, neke nove objektivne funkcije ili uvjeti mogu biti dodani ovima koji su razmatrani da bi se dobila još više odgovarajuća situacija za dereguliranu okolinu.

### 2.9.5. Neizvjesnosti u planiranju energetskeg sustava

Do sada se prikazalo planiranje energetskeg sustava [Lit. 105] u reguliranoj i nereguliranoj okolini, a pokazano je da nove objektivne funkcije i uvjeti mogu biti zahtijevani u kasnijim situacijama jer su neizvjesnosti tada više naglašene. Jedan od ključnih pristupa u rješavanju neizvjesnosti je  *tehnički scenarij*, odnosno jedno od mogućih stanja koji se mogu dogoditi u budućnosti. S druge strane, plan je kombinacija sustava (kao što su vodovi, kabeli, transformatori, itd.) primijenjena za rješavanje problema, a atributi i kriterij (kao što su to npr. ukupni troškovi) mogu se koristiti za razvoj u  *plan izvođenja*. Ako  $a_{ij}$  označimo kao  *atribut plana i* u scenariju  $j$  i  $a_{optimum j}$  označava optimalni plan za taj scenario,  $r_{ij}$  je definiran kao  *indeks rizika*:

$$r_{ij} = a_{ij} - a_{optimum j} \quad (89)$$

Ovdje treba napomenuti, da je *robustni (čvrsti) plan* onaj čiji je indeks rizika nula za sve scenarije. Ovo treba pojasniti sa odgovarajućim primjerom, pretpostavka da postoje tri različita scenarija A, B, i C, a za svaki scenarij različit plan 1,2 i 3. Za primjer, plan 1 rezultira sa najmanjim troškovima (atributima) od 120 \$ za scenarij A, a vjerojatnost događaja scenarija A procjenjuje se na 0,25 , Tablica 8, Tablica 9, Tablica 10. [Lit. 105]

Plan/Scenarij	A (\$)	B (\$)	C (\$)
1	120	-	-
2	-	140	-
3	-	-	110
Vjerojatnost	0,25	0,5	0,25

Tablica 8. Plan – scenarij matrica

Plan/Scenarij	A (\$)	B (\$)	C (\$)
1	120	120 + 30	120 + 8
2	140 + 0	140	140 + 16
3	110 + 15	110 + 35	110
Vjerojatnost	0,25	0,5	0,25

Tablica 9. Plan – scenarij - troškovi matrica

Plan/Scenarij	A (\$)	B (\$)	C (\$)
1	120	150	128
2	140	140	156
3	125	145	110
Vjerojatnost	0,25	0,5	0,25

Tablica 10. Plan – scenarij - zbroj matrica

Ovdje su prikazane tri tablice, prva je osnovni prikaz odnosa planova i scenarija, druga je prikaz osnovnog scenarija plus dodatni troškovi, a treća je suma obje tablice. Ovdje se lako razlučuje da je po pitanju troškova, treći plan sa najnižim troškom od 110 \$. Prema tome, ako se uzme u obzir i veličina vjerojatnosti scenarija B koja iznosi 0,5, onda je to trošak od  $110+35=145$  \$, a to se pokazuje kao čvrsto rješenje za sve scenarije. Iako ovaj pristup može biti primijenjen u praksi, to je rješenje najnižeg troška, jer totalno ignorira vjerojatnost događaja scenarija.

Pored ovoga kriterija postoje još slijedeći:

- Kriterij očekivanih troškova
- Kriterij minimalnih i maksimalnih rizika
- Laplaceov kriterij

- Kriterij Van Neuman-Morgenstern
- Hurwicov kriterij

Pored navedenih, mogu se navesti i ostali kriteriji, [Lit. 105], ali problem kod svih navedenih kriterija je činjenica da je odabrani plan optimalan samo za jedan scenarij i može biti nedovoljan da zadovolji sve zahtijevane uvjete za ostale scenarije. Ukoliko se želi selektirati plan, čvrst za sve scenarije, morat će se obaviti neke modifikacije u ciljnim funkcijama. Na primjer, u planiranju povećanja mreže, mogu se dodati troškovi kroz različite scenarije, tako da je konačni plan čvrst za sve scenarije. Očigledno da će rješenje biti još više komplicirano i heuristički osnovani algoritmi kao što je to „Genetski“ algoritam, može biti korišten da riješi problem.

### **2.9.6. Pametna mreža kao budućnost distribucijske mreže**

Dakle, već duže vremena u svijetu se koristi i razvija u svim mogućim primjenama pojam "pametna mreža", na engleskom "smart grid". Prema dostupnim izvorima i mišljenjima, odnosno stavovima, to je modernizirana električna mreža koja koristi analogne ili digitalne informacije i komunikacijske tehnologije da bi na automatiziran način sakupio i koristio informacije o odnosima opskrbljivača i potrošača, te dokazao učinkovitost, pouzdanost i održivost proizvodnje i distribucije električne energije. [Lit. 106.] U Europi je ovo službeno registrirano i organizirano pod nazivom Smart Grid European Technology Platform [Lit. 107.], dok je u Sjedinjenim američkim državama to definirano posebnim zakonom br. 42 U.S.C. poglavlje 152, podpoglavlje IX. [Lit. 108].

Sam izraz "pametna mreža" počeo se koristiti 2003. godine u članku "Reliability demands will drive automation investments" (eng. - slobodan prijevod - Zahtjevi za pouzdanost će odlučivati o automatizmu investicija) autora Michael T. Burr [Lit. 110.], a prema istoj literaturi, ovaj izraz je usvojen iz tehnologije koja datira iz 1993. godine.

Postoji puno definicija pametne mreže, neke su više funkcijske, neke su tehnološke, neke su orijentirane prema donošenju zarade, ali zajednički element kod većine definicija je primjena digitalne obrade podataka i komunikacija s energetsom mrežom. Različite mogućnosti rezultiraju iz korištenja digitalne tehnologije sa energetskim mrežama i integracijom novih mrežnih informacija koje odlaze u uslužne procese i sustave, a što je zapravo jedno od ključnih pitanja u dizajniranju pametnih mreža. Prema električnim uslužnim programima ovdje se razlikuju tri vrste transformacija: dokaz infrastrukture, takozvana "jaka mreža" u Kini; dodatak u obliku digitalnog sloja, koji je suština "pametne mreže"; transformacija poslovnog procesa, koja je potrebna da bi se ostvarile investicije u pametnu tehnologiju. Mnogi modernizacijski poslovi koji su se odvijali u sklopu modernizacije električne mreže, naročito trafostanice i distribucijska automatika, uključeni su u generalnu osnovu pametnih mreža, ali su također uključene i razne dodatne sposobnosti.

Općenito se može reći, da u svrhu realizacije tehnologije pametne mreže, ona sama uzrokuje osnovna ponovna inženjerska projektiranja postojeće električne distribucijske (uslužne) industrije, iako uobičajeno korištenje ove mreže usmjerava sve potrebne radnje prema promjeni kompletne tehničke strukture same mreže. [Lit. 109.]



### **2.9.6.1. Početni koraci pametne mreže**

Tehnologija pametnih mreža gradila se u prošlosti na osnovu korištenja elektroničke kontrole, mjerenja i nadgledanja. U 1980-tim godinama, koristilo se automatsko čitanje mjerenja veličina za nadziranje opterećenja velikih potrošača, što je preraslo u napredno mjerenje infrastrukture u 1990-tim godinama, a ovo mjerenje je moglo memorirati promjenu korištenja električne energije tijekom različitih vremena u jednom danu. [Lit. 111.]

Pametno mjerenje koristi konstantno komuniciranje tako da nadzor može biti obavljen u stvarnom vremenu, a to može biti korišteno kao ulaz za posebne uređaje sa "zahtjev-odgovor" karakteristikom ili takozvane "pametne utičnice" u kućama. Rani oblici takve tehnologije bili su uređaji koji su primali dinamičke zahtjeve, a pasivno su promatrali opterećenje mreže promatrajući promjene u napojnoj frekvenciji. Uređaji poput industrijskih i kućnih klima uređaja, hladnjaka i grijača, prilagođavaju svoje radno vrijeme da bi se izbjegla aktivacija za vrijeme kada mreža trpi vršno opterećenje. Početkom 2000. godine, talijanska firma Telegestore Project je prva umrežila veliki broj domaćinstava (27 miliona) koristeći pametna mjerila koja su bila spojena na nisko frekvencijsku komunikacijsku liniju. [Lit. 112.] Neki eksperimenti su koristili pojam frekvencijsko područje pomoću energetskih linija dok su drugi koristili bežične tehnologije kao što su to isprepletene mreže napravljene za svrhu veće pouzdanosti za različite naprave u kući, a također i mjerenje usluga kao što je to mjerenje plina i mjerenje vode u kući. Nadzor i sinkronizacija širokog područja mreža su naglo razvijene u ranim 1990-tim godinama kada je tvrtka Bonneville Power Administration proširila svoje istraživanje sa prototipovima senzora koji su bili sposobni izvršiti veliku analizu anomalija električne kvalitete za vrlo veliko zemljopisno područje. Završni uspjeh ovoga posla je bio prvi operativni mjerni sustav (eng. – Wide Area Measurement System – WAMS) u 2000. godini. [Lit. 113.]

Druge zemlje također usvajaju ovu tehnologiju, npr. Kina koja je u svome 5-godišnjem ekonomskom planu kompletirala svoj operativni mjerni sustav. [Lit. 114.] Prvotne primjene pametnih mreža obuhvaćaju talijanski sustav Telegestore (2005.g.), isprepletenu mrežu u SAD, u Austinu, Texas (2003.g.) i pametna mreža u Bulderu, u Coloradu (2008.g.).

### **2.9.7. Karakteristike pametne mreže**

Pametna mreža predstavlja kompletan niz postojećih i predviđenih odgovora na izazove električnog napajanja, a zbog različitog opsega faktora postoje brojne različite varijante i nema dogovora o univerzalnoj definiciji, ali se može govoriti o nekoj mogućoj kategorizaciji koja se nadalje prikazuje u ovoj disertaciji.

#### **2.9.7.1. Pouzdanost sustava**

Pametna mreža će se koristiti tehnologijama koje koriste pronalaženje kvara i dopuštaju samo popravljavanje mreže bez intervencije tehničara, a što bi trebalo osigurati veću pouzdanost napajanja električnom energijom i smanjiti mogućnost ranjivosti na prirodne nepogode i terorističke napade. Iako su višestruke trase u mreži promatrane kao karakteristika pametne

mreže, stara mreža također koristi višestruke trase. Prvobitni energetske vodovi u mreži su građeni koristeći radijalni model, a kasnija povezanost je osigurana sa višestrukim trasama koje su u stvari struktura mreže. Ovdje se pojavljuje novi problem. Ako tok struje ili sličan efekt kroz mrežu dosegne graničnu vrijednost na bilo kojem pojedinačnom elementu, može se prekinuti veza, a struja može biti preusmjerena na neki drugi element mreže, koji također može biti jednako odspojen od mreže, što uzrokuje domino efekt. Tehnika za prevenciju ovakvih događaja je smanjivanje opterećenja sa izbjegavanjem ispada iz mreže ili redukcije struje.

### **2.9.7.2. Prilagodljivost mrežne topologije**

Novoj generaciji prijenosne i distribucijske infrastrukture bilo bi bolje služiti se sa mogućim dvosmjernim tokom energije, omogućavajući distribucijsku proizvodnju električne energije kao npr. od foto naponskih panela na krovovima zgrada, također i upotrebu gorivnih ćelija, punjenje i pražnjenje baterija električnih automobila, vjetro turbina, prepumpnih hidroelektričnih stanica i drugih izvora. Klasične mreže su bile dizajnirane za jednosmjerni tok električne energije, ali ako lokalna manja mreža proizvodi više energije nego što troši, obrnuti smjer toka može povećati sigurnost i pouzdanost mreže, a pametna mreža nastoji postići iskoristivost takve situacije.

#### **❖ Učinkovitost infrastrukture**

Brojni doprinosi za značajni dokaz učinkovitosti energetske infrastrukture su očekivani na osnovu razvoja tehnologije pametnih mreža, pojedinačno promatrajući menadžment "zahtjev-ekonomičnost", kao primjer može se navesti isključivanje klima uređaja tijekom kratkog vremena vršnog opterećenja i utjecaj na cijenu potrošene električne energije. Značajni efekti su smanjenje gubitaka u prijenosu i distribucijskim vodovima, velika iskoristivost generatora, što sve dovodi do nižih cijena električne energije.

#### **❖ Prilagođenje opterećenja i ravnoteža opterećenja**

Ukupno priključeno opterećenje na energetske mreže može značajno varirati kroz vrijeme. Iako je ukupno opterećenje suma mnogo individualnih izbora opterećenja potrošača, veliko opterećenje nije stabilno, niti lagano promjenjivo, nego je naglo kao iskra, tj. ako npr. počne popularni televizijski program, uključivanje miliona TV uređaja će trenutno potegnuti veliku struju. Zbog toga se uobičajeno, da bi se odgovorilo ovakvom velikom povećanju, brže nego startno vrijeme velikih generatora, neki pričuvni generatori stavljaju u neopterećujući tzv. "standby" režim (eng. pričekati). Pametna mreža može signalizirati svim skupinama televizora, ili nekom još većem potrošaču da se još ne uključi, da bi se privremeno smanjilo opterećenje (da bi se možda omogućilo startanje većih generatora) ili konstantno napajanje (ako je ograničeno napajanje izvora). [Lit. 115.]

Kod uobičajenih tradicionalnih mreža upotrebom matematičkih algoritama moguće je predvidjeti broj potrebnih pričuvnih generatora za upotrebu da bi se dosegla moguća veličina kvara. Kod takvih mreža, veličina kvara može biti smanjena samo na račun pričuvnih

generatora, dok kod pametnih mreža, smanjenje opterećenja čak i za mali udio potrošača može riješiti problem.

#### ❖ **Vršno ograničenje (poravnanje) opterećenja i vrijeme određivanja cijene**

Da bi se smanjio zahtjev za električnom energijom za vrijeme perioda velike cijene vršnog opterećenja, komunikacije i mjerne tehnologije informiraju pametne uređaje u kući i na poslu kada je zahtjev za energijom velik i promatraju koliko mnogo električne energije je u upotrebi i u koje vrijeme se troši. To također omogućava elektro kompanijama sposobnost da smanji potrošnju sa direktnim komuniciranjem sa uređajima u cilju preventive preopterećenja sustava. Primjer bi mogla biti usluga smanjenja korištenja grupe elektro stanica za punjenje električnih vozila ili manipulacija namještanja točaka temperature svih klima uređaja u gradu. [Lit. 116.]

Za motivaciju potrošača da smanje korištenje energije i primjene tzv. vršno ograničenje ili vršno poravnanje, cijene za električnu energiju su povećane tijekom perioda velikih zahtjeva za energijom, a smanjene tijekom malih zahtjeva. Pretpostavlja se da će potrošači i prodavači električne energije nastojati trošiti manje za vrijeme perioda velikih zahtjeva ukoliko znaju za plaćanje velikih cijena za vrijeme vršnog opterećenja. Ovo bi moglo značiti simbolički prekid trgovine električne energije, odnosno prekid uključivanja npr. klima uređaja ili npr. perilica za posuđe, te uključivanje za nekoliko sati. Kada prodavači i potrošači vide direktnu ekonomsku korist ne korištenja za vrijeme vršnog opterećenja, pretpostavlja se da će troškove ovoga rada uračunati u troškove uređaja i donošenje odluka kod odlučivanja da bi se postigla veća energetska učinkovitost. Prema predlagачima planova pametnih mreža u SAD, ovo će smanjiti količinu pričuvne energije koju elektro distribucije moraju držati u pričuvnom (tzv. stand-by) režimu, a krivulja opterećenja će izravnati sama sebe sa kombinacijom kapitalizma slobodnog tržišta i centralne kontrole velikog broja uređaja sa poslovnim službama koje plaćaju potrošaču dio vršne vrijednosti koja je sačuvana zbog isključenja rada njihovog uređaja.

#### ❖ **Progresivna održivost**

Dokazana fleksibilnost pametne mreže omogućava veći prodor primjene veoma promjenjivih izvora energije kao što je to solarna energija i energija vjetra, čak i bez pohranjivanja energije. Postojeća mrežna infrastruktura nije napravljena da bi dozvolila priključenje na mnogo distribucijskih točaka, i uobičajeno, ako je nekom dopušteno napajanje na lokalnom, distribucijskom nivou, struktura prijenosnog nivoa ne može se prilagoditi.

Značajne promjene u proizvodnji električne energije, kao što je to utjecaj promjene meteoroloških uvjeta, npr. oblačnog ili olujnog vremena, predstavlja značajne izazove za inženjere energetičare koji trebaju osigurati stabilni naponski nivo za promjenjivi izlaz na veći broj generatora kao što su to plinske turbine i hidroelektrični generatori. Iz toga razloga, tehnologija pametne mreže je neophodni uvjet za vrlo veliku količinu obnovljive električne energije koja je priključena na mrežu.

## ❖ Omogućavanje tržišta

Pametna mreža omogućava sustavnu komunikaciju između dobavljača (njegova cijena električne energije) i potrošača (njihova volja da plate), te omogućava i dobavljačima i potrošačima da budu fleksibilniji i precizniji u njihovim operativnim strategijama.

Samo kritično opterećenje će morati platiti cijenu vršne energije i potrošači će biti u mogućnosti da više odlučuju strateški kada koriste energiju. Proizvođači sa većom fleksibilnošću bit će u položaju da prodaju električnu energiju za maksimalni profit, no kod ne fleksibilnih proizvođača kao što su to npr. parne turbine ili vjetro elektrane, dobit će promjenjivu tarifu osnovom nivoa zahtjeva i ostalih proizvođača koji su trenutno u pogonu. Cjelokupni efekt je signal koji presuđuje energetske učinkovitost i energetske potrošnje koja je osjetljiva na promjenjiva vremenska ograničenja napajanja. Glede nivoa kućanstava, primjene sa stupnjem pohrane energije za termičke uređaje (npr. frižideri, grijači, pumpe za grijanje), bit će pravilno smješteni da bi odabrali tržište i tražili minimalne troškove sa prilagodbom potražnje prema periodima manjih cijena energije. Ovo je zapravo priprema za promjenu u dvostruku tarifu cijene električne energije.

## ❖ Odziv zahtjeva i potpore sustava

Odziv potpore sustava prema potražnji snage, omogućava proizvodnji i potrošnji da bude povezano na način mjerenja realnog vremena, sa koordinacijom zahtjeva prema poravnanju vrhova opterećenja. Eliminacijom pojedinačnih dijelova zahtjeva koji se pojavljuju za vrijeme kritičnih vrhova opterećenja, eliminiraju se troškovi dodavanja pričuvnih generatora, te brišu sve moguće brige i poteškoće, a također se produžuje životni vijek opreme. Ovo omogućava korisnicima da smanje njihove račune za energijom, te tako usmjeravaju uređaje nižeg prioriteta da koriste energiju samo kada je jeftinija. [Lit. 117.] Uobičajeno, sustav energetske mreže ima različite stupnjeve komunikacije unutar upravljanja sustava za njihove glavne vrijednosti kapitala, kao što su to proizvodna postrojenja, prijenosni vodovi, trafostanice i glavni energetske korisnici. Općenito, informacije teku jednim smjerom, od korisnika prema opterećenju koje se kontrolira prema određenim službama. Službe pokušavaju spremne dočekati zahtjev za energijom, te ili uspiju ili ne uspiju zadovoljiti na različite zahtjeve (npr. prekid napajanja, ispad iz mreže, itd.)

Ukupan korisnikov zahtjev za snagom ima veliku vjerojatnost distribucije ukoliko ima proizvodna postrojenja u pričuvnom režimu za eventualno značajno povećanje korištene snage. Ovakav jednosmjerni tok informacija je prilično skup, a može se zahtijevati zadnjih 10 % proizvodnog kapaciteta, kao i 1 % vremena, te se prekidi i ispadi mogu zaračunati potrošačima. Osnovni problem koji se ovdje pojavljuje je kašnjenje podataka, a ovdje se pomoću određenih "pametnih" mjernih instrumenata omogućavalo zapravo dugačkih 24 sata kašnjenja u primanju podataka, s ciljem pripreme na bilo koju reakciju od napojnih ili od potrošačkih uređaja. [Lit. 118.]

### ❖ Platforma za napredne usluge

Kao i ostale industrije, korištenje velikih dvosmjernih komunikacija, naprednih senzora i distribucijskih kompjuterskih tehnologija dokazuje učinkovitost, pouzdanost i sigurnost dostavljanja snage i njenog korištenja. Također otvara potencijalne mogućnosti potpuno novim uslugama ili unaprijeđenje postojećih usluga, kao što su to protupožarni nadzor i alarm koji može isključiti napajanje, uspostava poziva za hitne potrebe, itd.

### ❖ Predviđanje podataka i kontrola snage

Količina podataka potrebna za izvođenje nadzora i automatsku manipulaciju preklapanja je veoma mala usporedno sa već postignutom količinom koju sadrže domaćinstva, npr. alarmi, internet i televizija. Mnoge nadogradnje pametne mreže su naplaćene sa dodatnim provizijama da bi se također podržale potrošačke usluge, ali i komunikacije sa energetske sličnim uslugama ili tvrtke sa energetske sličnim uslugama, kao što su to npr. veće tarife tijekom vremena vršnog opterećenja. Ovo je djelomično vrlo stvarno jer vlasti pokušavaju voditi sve usluge kao javne monopole. S obzirom da su energetske i komunikacijske kompanije razdvojene komercijalnim poduzećima u SAD i Europi, ovo zahtjeva mudru i stručnu vlast, te napor velikih trgovaca da bi ohrabрили različita poduzeća za suradnju. Neke tvrtke vide mogućnost u osiguranju uređaja potrošačima što je veoma slično nekima koji su to dugo vremena omogućavali industriji. [Lit. 119.]

Neke druge tvrtke kao npr. u Americi, Silver Spring Networks [Lit. 120.] ili npr. Google, [Lit. 121.,122.] su više pristalice povezivanja s podacima nego prodavači opreme. Trenutni stav je da bi korištenje izmjenične struje kao standarda za mrežne vodove trebalo biti primarno za komunikaciju između pametne mreže i kućnih naprava, jer razmjena podataka neće moći dosegnuti domaćinstva sa radio vezom nego početno sa fiksnom kabelskom mrežom.

### 2.9.7.3. Tehnologija

Većina tehnologija pametnih mreža je već korištena za ostalu primjenu kao što je proizvodnja i telekomunikacije, a prilagođena je za korištenje u mrežnim operacijama. Općenito tehnologija pametne mreže može biti podijeljena u 5 ključnih područja.

### ❖ Integrirane komunikacije

Većina tehnologija pametnih mreža drži korak sa sadašnjim vremenom, ali nisu unificirane jer su se razvijale na posebne načine i nisu još integrirane. U većini slučajeva, podaci su skupljani preko modema, a ne preko direktne mrežne veze. Područja upotrebe sadrže: automatiku trafostanica, odgovor na zahtjev, distribucijsku automatiku, nadzornu kontrolu i skupljanje podataka (eng. SCADA - supervisory control and data acquisition), sustav energetskeg menadžmenta, bežična mreža i ostale tehnologije, komunikacija preko energetskih vodova i svjetlosna optika. Integrirane komunikacije će omogućiti kontrolu u realnom vremenu, razmjenu informacija i podataka da bi se optimizirala pouzdanost sustava, sredstava za upotrebu i sigurnost. [Lit. 123.]

## ❖ Očitavanje i mjerenje

Dužnost optičke jezgre je procjenjivanje zagušenja i stabilnost mreže, nadziranje ispravnosti, sprječavanje krađe energije i kontrola strateške podrške. Tehnologije obuhvaćaju: napredne mikroprocesorske mjerače (pametni mjerač – eng. "smart meter") i opremu za čitanje mjerenja, široko područje nadzora sustava, pregled dinamičkih veličina (osnovno se bazira na očitavanju sustava distribucijskog osjetila temperature u kombinaciji sa čitanjem termalnih veličina u realnom vremenu), elektromagnetsko mjerenje i analize, vrijeme korištenja i realno vrijeme procijene alata, naprednih sklopki i kabela, dvokomunikacijska radio tehnologija, te digitalni zaštitni releji.

## ❖ Pametni mjerači

Pametna mreža zamjenjuje analogne mehaničke mjerače sa digitalnim mjeračima koji snimaju podatke u realnom – stvarnom vremenu. Pametni mjerači su slični posebnim mjeračima napredne mjeriteljske strukture i omogućuju komunikacijsku vezu od proizvodnih postrojenja do električnih utičnica i ostalih uređaja koji su u skladu s pametnim mrežama. Prema odluci potrošača, ovakvi uređaji se mogu isključiti tijekom vremena najvećeg opterećenja.

## ❖ Režim rada kod promjenjive frekvencije

Suprotno od korištenja nominalne vrijednosti frekvencije, omogućavanje rada uređaja na različitim frekvencijama će smanjiti potrebno vrijeme rada uređaja i pojačati njegovu snagu. Senzori velikih brzina nazivani PMU (eng. – Phasor measurement unit – jedinica za mjerenje vektora) koji su raspoređeni po prijenosnoj mreži mogu biti korišteni da nadgledaju stanje električnog sustava. Vektori predstavljaju veličinu i kut izmjeničnog napona na određenoj točki u mreži. U 1980-tim godinama, shvaćeno je da impulsi sata od GPS (eng. – Global positioning system – sustav globalnog pozicioniranja) mogu omogućiti veoma precizne vremenske signale za uređaje na terenu, omogućavajući mjerenja razlike kutova faza napona preko velikih udaljenosti. Zaključak istraživanja govori da sa velikim brojem ovakvih senzora i sa sposobnošću da se usporede fazni kutovi napona na ključnoj točki na mreži, automatski sustavi mogu unaprijediti menadžment energetske sustava da dinamički odgovara na sva stanja sustava. [Lit. 124.] Pored ovoga, treba navesti WAMS (eng. Wide area measurement system - mjerni sustav širokog područja) koji je zapravo mreža od PMU koja može osigurati nadzor u realnom vremenu na regionalnoj i nacionalnoj skali. Mnogi inženjeri smatraju da do nacionalnog ispada, odnosno prekida napajanja na nacionalnoj razini ne može doći, ukoliko se na regionalnoj razini postavi mjerni sustav širokog područja. [Lit. 125.]

## ❖ Napredne komponente

Izumi i supervodljivost, tolerancija greške, pohranjivanje podataka, energetska elektronika i dijagnostičke komponente mijenjaju osnovna svojstva i karakteristike mreže. Tehnologije u sklopu ovih kategorija sadrže: prilagodljive uređaje prijenosnog sustava za izmjeničnu struju

visokog napona od istosmjernje struje, prva i druga generacija super vodljivih vodiča, visoka temperatura super vodljivih kabela, proizvodnja distribuirane energije i skladištenje uređaja, kompozitni vodiči i inteligentna primjena.

#### ❖ **Napredna kontrola**

Automatizacija energetskog sustava omogućava brzu dijagnozu i precizno rješenje za poremećaj ili ispad specifične mreže iz normalnog rada. Ove tehnologije se oslanjaju, ali i doprinose jedna prema drugoj za ključna područja. Tri kategorije tehnologije za metode napredne kontrole su: distribucijska inteligentna sredstva (kontrola sustava), analitički alati (softverski algoritmi i veoma brzi kompjuteri), i operativne primjene (SCADA, automatizacija trafostanica, odgovor na zahtjev, itd...) Kao primjer, koristeći umjetnu inteligenciju tehnike programiranja, energetska mreža Fujian u Kini stvorila je zaštitni sustav širokog područja koji je sposoban za precizno računanje kontrolne strategije i ima sposobnost da ju izvrši. [Lit. 126.] Također, nadzorni i kontrolni softver koristi programsku metodu na osnovi osjetljivog uzastopnog linearnog programiranja za određivanje pouzdanog rješenja optimalne kontrole. [Lit. 127.]

#### ❖ **Unaprijedena sučelja i podrška odlučivanju**

Informacijski sustavi u pravilu reduciraju kompleksnost mreža, tako da operatori i menadžeri imaju alat da jače i učinkovitije upravljaju s mrežom sa povećanim brojem varijabli. Tehnologije sadrže vizualizacijske tehnike koje reduciraju velike količine podataka u jasno razumljive vizualne formate, softverske sustave koji omogućavaju višestruke opcije kada su potrebne akcije operatora sustava i simulatori za operativni trening i za analizu "uzrok - posljedica".

#### ❖ **Pametna proizvodnja snage**

Pametna proizvodnja snage je koncept odnosa proizvodnje električne energije sa zahtjevom koji koristi višestruki broj identičnih generatora koji mogu startati, zaustaviti se i raditi učinkovitije na odabranom opterećenju, neovisno o ostalima, prilagođavati se osnovnom opterećenju i vršnoj proizvodnji snage. [Lit. 128.] Nadalje, usklađivanje napajanja i zahtjeva za električnom energijom, nazvano balansiranjem opterećenja [Lit. 115.] je esencijalno za stabilno i pouzdano napajanje električnom energijom. Kratkotrajne promjene u balansiranju dovode do varijacije frekvencije i produženih pogrešnih rezultata za ispade iz normalnog rada. Operatori prijenosnog energetskog sustava su napajani sa zadatkom balansiranja, usklađivanje izlazne snage svih generatora prema opterećenju njihove električne mreže. Zadatak balansiranja je postao još više izazovniji kako su se dodavali u mrežu isprekidani i promjenjivi rad generatora kao što su vjetro turbine i solarne ćelije, prisiljavajući ostale proizvođače da što brže prilagode svoje izlazne snage nego što je to bilo nekada u prošlosti. Prve dvije dinamičke mreže proizvodnih pogona upotrebljavaju koncept koji je bio zamišljen od firme Elering, u Estoniji, Kiisa, proizvodni pogon- (250 MW). Namjena je da osigura kapacitet dinamičke proizvodnje

da bi se spremno dočekale iznenadne i neočekivane minimalne količine energije u električnom napajanju. [Lit. 129.]

#### 2.9.7.4. Istraživanja

##### ❖ Glavni programi

- **IntelliGrid** - "Inteligentna mreža" kreirana od Electric Power Research Institute – EMPRI, Institut za električna istraživanja snage, IntelliGrid [Lit. 130.] je vizija budućeg električnog dostavnog sustava. IntelliGrid Consortium je javno i privatno partnerstvo koje udružuje i optimizira napore globalnih istraživanja, novčana sredstva, rad za integriranje tehnologija, te slanje tehničkih informacija. IntelliGrid arhitektura osigurava metodologiju, alat, preporuke za standarde i tehnologije za upotrebu u planiranju, specificiranju i nabavku osnovnih sustava, kao što je to napredno mjerenje, distribucijsku automatizaciju i odgovor na zahtjev snage. Arhitektura također osigurava živi laboratorij za pristupne uređaje, sustave i tehnologiju. Nekoliko različitih tvrtki je već do sada primijenilo IntelliGrid arhitekturu, npr. Southern California Edison, Long Island Power Authority, Salt River Project i Txu Electric Delivery.
- **Modern Grid Initiative** [Lit. 131.] – MGI, Inicijativa moderne mreže je zajednički napor između U.S. Department of Energy – DOE, Ministarstvo za energiju SAD, National Energy Technology Laboratory – NETL, državne službe, potrošači, istraživači, i ostali vlasnici udjela da bi razvili zajedničku, nacionalnu viziju za modernizaciju električne mreže za SAD. Inicijativa moderne mreže podržava demonstracije ključnih sustava i tehnologija koje služe kao dodatak za integrirane, moderne energetske mreže. Zapravo, posebno američko odjeljenje za dobavljanje električne energije i pouzdanost energije, [Lit. 131.] sponzorira inicijativu, koja planira izgradnju "Mreže 2030" godine, a cijela nacionalna elektro dostavna tehnologija je u skladu sa ostalim programima kao što su "mudra" mreža i "radna" mreža. [Lit. 132.]
- **Mreža 2030** – Ta mreža je zajednička vizija za električni sustav SAD koji je razvijen na osnovu električne poslovne industrije, proizvodnoj tehnologiji, informacijske tehnologije dobavljača, saveznih i vladinih agencija, interesnih grupa, fakulteta i nacionalnih laboratorija. Ovo pokriva proizvodnju, prijenos, distribuciju, skladištenje i korištenje električne energije. [Lit. 133.] Nacionalna elektro dostavna tehnologija je razvijeni dokument za viziju mreže 2030. Ona naglašava ključne točke i izazove za moderniziranje mreže i sugeriranih mreža koje vlada države i industrija mogu poduzeti da bi izgradili budući američki električni opskrbeni sustav. [Lit. 134.]
- **GridWise - Mudra mreža** – To je projekt ministarstva SAD baziranog na razvoju informacijske tehnologije da bi se modernizirala američka električna mreža. U suradnji sa tvrtkom GridWise Alliance [Lit. 135.] program ulaže u komunikacijsku arhitekturu i standarde, alat za simulaciju i analize, pametne tehnologije, otkrivanje loših projekata i demonstracija projekata, nova pravila, institucionalno i za tržišno okruženje. Tvrtka GridWise Alliance je zajednica javnog i privatnog električnog sektora dioničara, osiguravajući skup za razmjenu ideja, kooperativnih napora, i suradnje sa tvorcima police na federalnoj i državnoj razini. [Lit. 136.]



- **GridWise Architecture Council** [Lit. 137.] **GWAC** – Vijeće arhitekture mudre mreže oformljeno od američkog ministarstva za energiju da bi se promovirala i omogućila povezana operativnost između mnogo sudionika koji se povezuju sa nacionalnim električnim energetske sustavom. Članovi vijeća su odabrani i respektivni tim koji predstavlja mnoge osobe koje su dio lanca električne opskrbe i korisnika. Tvrtka osigurava vođenje industrije i alat za postizanje cilja među-operativnosti kroz električni sustav, prepoznaje potrebni koncept i arhitekturu potrebnu za omogućavanje među-operativnosti, te razvoj akcijskih koraka da bi se olakšala interna operativnost sustava, uređaja i institucija koje obuhvaćaju nacionalni elektro sustav.
- **GridWorks** – Radna mreža. Ovo je program formiran na dokazivanju pouzdanosti električnog sustava kroz ključne modernizacijske mrežne komponente kao što su kabeli i vodiči, trafostanice i zaštitni sustavi, i energetska elektronika. Promatrani program sadrži koordinirane napore na visokoj temperaturi supervodljivog sustava, tehnologije pouzdanosti prijenosa, tehnologije, uređaji pohrane energije, i sustavi mudre mreže. [Lit. 138.]

#### ❖ **Modeliranje pametne mreže**

Mnogi različiti koncepti su korišteni da bi modelirali inteligentne mreže, a one su generalno studirane unutar okvira kompleksnog sustava. U dosadašnjoj sezoni novih ideja [Lit. 139.], energetska mreža je smatrana unutar konteksta optimalne kontrole, ekologije, ljudskog poznavanja, određene krhke dinamike, informacijskih teorija, mikrofizike oblaka, i puno drugoga.

Ovdje je selekcija tipova i analiza koji su se pojavili zadnjih nekoliko godina.

##### - **Zaštitni sustav koji provjerava i nadzire sam sebe**

Ovdje se može navesti studija Pelqim Spahiu i Ian R. Evans, koja je izložila koncept trafostanice koja se temelji na pametnoj zaštiti i naprednoj inspekcijskoj jedinici.

[Lit. 140., 141.],

##### - **Kuramoto oscilatori**

Ovaj Kuramoto model je veoma poznat sustav u kojemu je energetska mreža izrazito dobro opisana. [Lit. 142., 143.] Krajnji cilj je držati sustav u ravnoteži, ili održavati sinkronizaciju faza, (poznato kao zaključavanje faza). Ne jednolični oscilatori također pomažu da se modeliraju različite tehnologije, različiti tipovi energetskih generatora, načina potrošnje, i tako dalje. Model je bio korišten da bi opisao sinkronizacijske načine treperenja krijesnica. [Lit. 142.]

##### - **Bio sustavi**

U mnogim kontekstima energetske mreže su promatrane kao kompleksni biološki sustavi. Prema jednoj studiji, energetske mreže su uspoređene sa delfinima i njihovim načinom povezivanja. [Lit. 144.] Ove jedinice proizvode zvukove ili povećavaju intenzitet komunikacije u slučaju neuobičajenih situacija, a ta međusobna komunikacija koja im omogućava da prežive je visoko kompleksna.

##### - **Slučajni odabir osigurača**

Nakon filtriranja raznih teorija, analiziran je slučajni odabir osigurača mreže. Veličina struje može biti izrazito mala u nekim područjima, a prevelika u drugim područjima.

Ova analiza može biti korištena da bi se izgladili svi potencijalni problemi u mreži.

Na primjer, upotreba veoma brzog kompjutera može predvidjeti izgaranje osigurača i dati rješenje za ovu situaciju ili analizu situacija koje mogu dovesti do ispada iz mreže. [Lit. 163.] U pravilu je vrlo teško za ljude da se predvidi dugoročni obrazac situacije u kompleksnoj mreži, tako da se na ovaj način odabiru osigurači.

- **Neuralne mreže**

Neuralne mreže su vrlo često razmatrane kao menadžment energetske mreže, a broj studija je ogroman. [Lit. 146., 147.,148.,149.]

- **Markovljev proces**

Energija vjetra stalno nastavlja povećavati svoju popularnost, te postaje neophodan faktor u realnoj analizi energetske mreže. Bezpogonsko stanje, promjenjivost vjetra, napajanje, posebni zahtjevi, cijene, i ostali faktori mogu biti modelirani kao matematička igra. Ovdje je cilj razviti pobjedničku igru, a Markovljev proces je korišten da bi modelirao i analizirao ovaj tip sustava. [Lit. 150.]

- **Maksimalna količina informacija (entropija)**

Sve ove metode su na ovaj ili onaj način, metode najvećih entropija, što je zapravo aktivno područje istraživanja. [Lit. 151., 152.] Ovo počinje od mnogih ideja i istraživanja u prošlosti koja su proučavala komunikacijske mreže. Nastavljajući sličnim putem u današnjici, moderna istraživanja bežičnih mreža često analiziraju problem zagušenja mreže [Lit. 153.] i mnogi drugi algoritmi su bili predviđeni da ovo minimiziraju, uključujući i teoriju igara. [Lit. 154.]

## 2.9.7.5. Ekonomija

- **Pogled na tržište**

U 2009. godini, industrija pametnih mreža je u SAD procijenjena na oko 21,4 milijarde, a u 2014. godini čak 42,8 milijarde američkih dolara. Prema uspjehu kojeg su pametne mreže postigle u SAD, svjetsko tržište je očekivalo još veći rast od 69,3 milijarde američkih dolara u 2009. godini, do 171,4 milijarde u 2014. godini. Gledajući najunosnije dijelove koji donose najveću zaradu, to su zapravo uređaji za pametno mjerenje i pretvarači za softver koji se koriste da bi prenijeli i organizirali veliku količinu podataka sakupljenu sa mjernim instrumentima. [Lit. 155.]

- **Generalni ekonomski razvoji**

S obzirom da potrošači mogu birati svoje dobavljače struje, ovisno o njenim različitim tarifnim metodama, porast će promatranje za transportne troškove. Smanjenje održavanja i zamjene dijelova će poticati još napredniju kontrolu. Pametna mreža precizno limitira električnu mrežu prema stambenoj razini, mreže malih veličina distribuiraju električnu proizvodnju i uređaje za pohranjivanje, razmjenjuju informacije o operativnom statusu i potrebama, sakuplja informacije o cijenama i stanjima mreže, te usmjeravaju mrežu podalje od centralne kontrole prema suradničkoj mreži. [Lit. 156.]

- **Ušteda novca**

Jednom je napravljena studija za Ministarstvo energije SAD i utvrđeno je da bi unutarnja modernizacija mreža SAD sa sposobnostima pametne mreže uštedila između 46 i 117 milijardi dolara za slijedećih 20 godina. [Lit. 157.] Pored ove koristi modernizacije

industrije, karakteristike pametne mreže mogle bi povećati energetska učinkovitost pored postojeće kućne mreže sa koordinacijom kućnih uređaja malog prioriteta kao što su to grijači vode tako da njihovo korištenje snage daje prednost većini poželjnih izvora energije. Pametna mreža također može koordinirati proizvodnju snage od velikog broja malih proizvođača kao što su to vlasnici krovnih solarnih panela, a to je uređenje koje bi u suprotnom (bez koordinacije) stvaralo probleme operatorima energetskog sustava na lokalnoj razini. Jedno od osnovnih pitanja je hoće li se potrošač odazvati prema signalima tržišta. Na primjer, u Velikoj Britaniji gdje potrošači imaju izbor izabrati svoga distributera, odnosno kompaniju koja ih opskrbljuje sa električnom energijom, čak od 1998. godine, skoro polovica potrošača ostaje pri odabiru njihovog postojećeg opskrbljivača, iako različiti opskrbljivači nude električnu energiju prema različitim cijenama. Slijedeći problem je briga da su troškovi telekomunikacija da potpuno zadovolje pametnu mrežu možda previsoki. Malo jeftinija komunikacija koristi formu „dinamički odziv menadžmenta“ gdje uređaji doslovno režu vršna opterećenja sa pomicanjem njihovih opterećenja prema reakcijama mrežne frekvencije. Mrežna frekvencija bi se mogla upotrijebiti za komunikaciju sa informacijama opterećenja bez potrebe za dodatnom telekomunikacijskom mrežom, ali neće podržati pogađanje ili udio u zajedničkoj suradnji. Iako je specificirana i dokazana tehnologija pametne mreže u upotrebi, pametna mreža je zapravo izraz za niz posebnih tehnologija za koje su načelno dogovorene sve specifikacije, a ne za ime specifične tehnologije. Neke od koristi tako modernizirane električne mreže sadrže sposobnost da smanje energetska potrošnja na strani potrošača za vrijeme trajanja vršnog opterećenja, što se inače naziva zahtjevna strana menadžmenta; omogućavanje mrežne povezanosti distribucijskih energetskih izvora (foto napona, malih vjetro turbina, malih hidro elektrana, ili čak kombinacija raznih izvora topline u zgradama); uključivanje pohranjene mrežne energije za balansiranje opterećenja proizvodnje; eliminacija pogrešaka kao što su to široko raspršene kaskadne pogreške energetske mreže; povećana učinkovitost i pouzdanost pametne mreže sa ciljem da bi se uštedio novac potrošača i pomoglo smanjivanje emisije plina CO<sub>2</sub>. [Lit. 157.]

#### **2.9.7.6. Protivljenje pametnoj mreži**

Glavna protivljenja i zabrinutosti kod pametne mreže su usmjerene na pametne mjerače i slične stvari koje oni omogućavaju (kao što je to daljinska kontrola, daljinsko isključivanje i promjenjivi odnos cijena). Tamo gdje je uračunato protivljenje prema pametnim mjeračima, često su posebno označene pametne mreže čiji se priključci prema pametnim mjeračima promatraju sa posebnim pogledom protivljenja.

Specifične točke protivljenja i zabrinutosti sadrže slijedeće:

- Potrošačeva zabrinutost nad privatnošću, odnosno korištenje iskoristivih podataka prema odredbama zakona
- Socijalna zabrinutost nad „jednakom“ raspodjelom električne struje
- Zabrinutost da će kompleksni obročni sustav (promjenjive rate) ukloniti jasnoću i računljivost, omogućavajući dobavljaču da ima prednost nad potrošačem

- Zabrinutost nad daljinski kontroliranom "isključenju sklopke" što je pridodano većini pametnih mjerača
- Društvena zabrinutost nad slučajem propale tvrtke Enrona koje kvari informacijsku važnost i odlučivanje
- Zabrinutost nad dodjelom mehanizama vladi da bi se kontroliralo korištenje svih izvora energije
- Zabrinutost zbog radijskih frekvencijskih emitiranja od pametnih mjerača

Sa početcima informatičkog kriminala također se pojavila briga za sigurnost infrastrukture, a primarno za razvijajuće komunikacijske tehnologije. S vremenom su se brige pažljivo slagale oko komunikacijskih tehnologija koje čine srce pametne mreže, jer sve je projektirano da dopusti u stvarnom vremenu povezanost između službe i mjerača u domaćinstvima potrošača i poslovnim prostorima, te postoji rizik da bi se mogućnosti mogle iskoristiti za kriminal ili čak možda za teroristički napad. Jedno od ključnih sposobnosti ove povezanosti je sposobnost da daljinski isključimo napajanje energijom, omogućavajući službama da brzo i lagano riješe ili promijene napajanje potrošačima koji kasne sa plaćanjem. Ovo je veliki plus za energetske ponuditelje, ali također povećava važnost pojedinih značajnih sigurnosnih projekata. [Lit. 158.]

U prošlosti se kompjuterski kriminal infiltrirao u električnu mrežu SAD-a ogroman broj puta. [Lit. 159.] Pored kompjuterske infiltracije postoji također zabrinutost za kompjuterske viruse poput "Stuxnet" koji napada SCADA sustave koji se jako široko koriste u industriji, tako da bi se ovi kompjuterski virusi mogli koristiti za napad na pametnu mrežu. Krađa električne energije u pravilu stvara zabrinutost u SAD jer tamo pametni mjerači ovise o radijskim frekvencijama ili posebnim "Fastrak" primopredajnicima da komuniciraju sa električnom prijenosnom mrežom. Osobe sa znanjem o elektronici mogu osmisliti način utjecaja na uređaje da uzrokuju na pametne mjerače da izvještavaju manje nego što je stvarno korištenje. Također, ista tehnologija može biti korištena da bi se prikazalo da je energija koju troši potrošač, zapravo potrošena od drugog potrošača i na taj način povećava se račun drugoga potrošača koji zapravo tu energiju nije niti trošio.

### **2.9.7.7. Ostali izazovi prema prilagodbi**

Prije nego što se određena služba instalira na napredni mjerni sustav, ili bilo koji tip pametnog sustava, ona mora usvojiti poslovni slučaj kao investiciju. Neke komponente, poput stabilizatora energetskog sustava koji je instaliran na generator, su veoma skupe, a zahtijevaju kompleksnu integraciju u mrežni kontrolni sustav. One su potrebne za vrijeme hitnih slučajeva, ali su učinkovite samo ako ostali dobavljači priključeni na mrežu imaju takvu opremu. Ukoliko nema nikakvog poticaja dobavljačima, oni jednostavno ne instaliraju tu opremu. [Lit. 114.] Većina službi smatra da je teško opravdati instaliranje komunikacijske strukture za jednu jedinu primjenu (npr. čitanje mjerenja). Zbog ovoga, služba mora identificirati nekoliko tipičnih primjena koje će koristiti jednaku komunikacijsku infrastrukturu, na primjer, čitanje mjerenja, nadgledanje kvalitete snage, daljinsko priključenje i odspajanje potrošača, omogućavanje odgovora na zahtjev, itd. Idealno, komunikacijska infrastruktura neće samo podržati primjenu bližih formi, nego i ne dodijeljenih primjena koji će se pokazati u budućnosti. Regulacija

propisanih akcija također može dovesti službe do sastavljanja pojedinih dijelova u jednu veliku slagalicu pametne mreže. Svaka služba ima jedinstveni niz poslova, regulacije i propisa koji vode svoju investiciju. Ovo znači da će svaka služba imati različitu stazu za stvaranje njihove pametne mreže i da će različite službe stvoriti pametne mreže sa različitim prilagodljivim ratama. Neke karakteristike pametnih mreža djeluju suprotno u odnosu na industrijske mreže koje trenutno postoje, ili se nadaju da osiguravaju sličnu uslugu. Kao primjer može se navesti takmičenje sa kabelima i DSL Internet ponuditeljima od širokog pojasa preko energetskih vodova sa pristupom interneta. Ponuditelji kontrolnih sustava SCADA imaju za potencijalno pripremljenu pametnu mrežu odgovarajuće uređaje, protokole i softver, tako da oni ne mogu interno operirati sa ostalim sustavima u cilju da vežu svoje potrošače prema prodavaču. [Lit. 116.]

#### - **Krađa snage i gubici snage**

Suprotno od svog "pametnog" imena, trenutna tehnologija pametnih mreža korištena od uslužnih kompanija zapravo ne otkriva krađu snage ili otkazivanje opreme. Ono što je bitno, a u raznim medijima je već rečeno, da se uređaji za detekciju sustava za otkrivanje krađe snage i gubitaka, proizvode i koriste još od 2010. godine po Sjevernoj Americi. Ovi sustavi precizno lociraju svaku točku i proračunavaju gubitke, te također pomažu uslužnim kompanijama u identificiranju problema, rezultirajući u bržem oporavku ili mogućem gubitku prihoda i manjim troškovima za normalno plaćanje potrošača. Cjelokupni svjetski gubici uključujući krađu se približno procjenjuju na 200 milijardi američkih dolara godišnje. [Lit. 160.]

#### **2.9.7.8. Upotreba i razvoj upotrebe**

- Početni, dosada najveći primjer pametne mreže je talijanski sustav instaliran od tvrtke Enel. Projekt Telegestore je završen u 2005. godini, i bio je kao usluga veoma neuobičajen u svijetu, zato što je kompanija dizajnirala i proizvodila svoje vlastite mjerače, naglašavajući da je to njihov vlastiti proizvod i razvijala svoj vlastiti sustav softverskih programa. Ovaj Telegestore projekt je naširoko priznat kao prvi komercijalni primijenjeni projekt pametne tehnologije do kućanstava, te donosi godišnju uštedu od 500 miliona eura, a sam projekt je koštao oko 2,1 milijardi eura.
- U SAD, u državi Texas, gradu Austin, počelo se od 2003. godine raditi na izgradnji pametne mreže, kada je služba prvo zamijenila 1/3 običnih mjerača sa pametnim mjeračima koji komuniciraju preko bežične mreže. Pametna mreža je upravljala sa 200000 uređaja, (pametnih mjerača, pametnih termostata i senzora raširenih po cijelom području), a u današnje vrijeme ta brojka je preko 500000 uređaja i preko 1 milion potrošača. [Lit. 161.]
- U gradu Boulder, država Colorado, SAD, dovršena je prva faza pametne mreže u kolovozu 2008. godine. Postojeća oba sustava koriste pametne mjerače kao izlaze prema kućnoj automatskoj mreži koja kontrolira sve uređaje. Pojedini dizajneri kućne automatske mreže favoriziraju razdvajanje kontrolnih funkcija mjerača, da bi se izbjegle u budućnosti zbrke zbog novih standarda i dostupnih tehnologija od brzih poslovnih segmenata kućnih elektronskih uređaja. [Lit. 162.]

- Tvrtka Hydro One u Ontario, Canada, je u sredini inicijative širokog spektra za pametne mreže, a zasnivaju se na standardnoj kompilaciji komunikacijske infrastrukture tvrtke Trilliant. Potkraj 2010. godine, sustav je posluživao 1,3 miliona potrošača u provinciji Ontario, a ta inicijativa je osvojila nagradu "Najbolja AMR inicijativa u Sjevernoj Americi" dodijeljena od američkog magazina Utility Planning Network. [Lit. 163.]
- Grad Mannheim u Njemačkoj, koristi komunikaciju "Broadband Powerline" (BPL, eng. širokopojasni energetska vod) u svom modelu grada Mannheim, projekt "MoMa". [Lit. 161.]
- Grad Adelaide u Australiji, također planira ugraditi lokalnu ekološku električnu pametnu mrežu u Park Tonsely. [Lit. 162.]
- U gradu Evora, u Portugalu, napravljen je inovativni projekt, koji ima cilj okupiti električnu mrežu sa informacijama i uređajima da bi automatizirano upravljanje mreže moglo dokazati kvalitetu usluge, smanjiti radne troškove, promicati energetska učinkovitost i očuvanje okoliša, te povećati primjenu obnovljivih energija i električnih vozila. Bit će moguće kontrolirati i upravljati sa stanjem cjelokupne distribucijske mreže u bilo kojem trenutku, omogućavajući dobavljaču i uslužnoj kompaniji da koriste ovu tehnološku platformu da bi ponudili potrošačima informacije, dodatne energetske mogućnosti i usluge. S ovim projektom za instaliranje inteligentne energetske mreže smješta Portugal i njenu elektro distribucijsku mrežu na sam vrh tehnoloških inovacija i uslužne zarade u Europi. [Lit. 166., 167]
- U takozvanom projektu E-Energy nekoliko njemačkih službi je kreiralo prvu jezgru u šest neovisnih regionalnih modela, a tehnologijsko natjecanje potaknulo je modele regija da provedu sva istraživanja i razvojne aktivnosti sa glavnim ciljem da se stvori "Internet Energije". [Lit. 168.]
- SAD, država Massachusetts, tu je bio jedan od prvih pokušaja tehnologije pametnih mreža u SAD, a bio je odbijen u 2009. od službenih tijela regulatora države Massachusetts. [Lit. 169.] Prema objavljenom članku u magazinu Boston Globe, Northeast Utilities Western Massachusetts Electric Co. pomoćne službe su pokušale stvoriti program pametne mreže koristeći javnu podršku koja bi promijenila mali priliv potrošača sa stanja kašnjenja plaćanja u stanje unaprijed plaćanja (koristeći pametne kartice) u dodatku sa specijalnim ratama za električnu energiju u prethodno dogovorenim iznosima.  
Ovaj plan je odbijen od regulatora pod objašnjenjem "slaba važna zaštita za nizak priliv potrošača u namjeri borbe protiv prekida napajanja". Prema časopisu Boston Globe, plan "nepravilno usmjeren nizak odaziv potrošača i zaobilazeći zakon Massachusetts znači pomaganje borbe potrošačima da zadrže uključena svjetla". Glasno govornik grupe za podršku okoliša planovima za pametne mreže Zapadne Massachusetts je između ostaloga izjavio: "Ukoliko se koristi pravilno, tehnologija pametnih mreža ima jako puno potencijala za smanjivanje vršnog zahtjeva, što bi nam omogućilo da zatvorimo neke od najstarijih i najprljavijih energetska postrojenja... To je alat." [Lit. 169.]
- U Norveškoj je također razvijen veliki broj projekata (preko 5000 povezivanja i preko 20 partnera) je okupljeno da bi se demonstrirala integrirana tehnologija pametnih mreža, uslužnih i poslovnih slučajeva. [Lit. 170.]

### 2.9.7.9. Otvorena primjena zahtjev – odgovor

Stalno upotrebljavanje pomaže standardu "primjena zahtjev - odziv" ADR (eng. – application demand response) za odbacivanje opterećenja i zahtjeva za smanjenjem vršnog opterećenja tijekom perioda visokih zahtjeva.

- U Kini je tržište pametne mreže procijenjeno na oko 22,3 milijardi \$, sa proračunatim rastom do 61,4 milijardi do 2015. godine. Američka kompanija Honeywell razvija pilot projekt zahtjev – odgovor i studiju izvedivosti za cijelu Kinu u suradnji sa državnim tvrtkom Državna mrežna korporacija Kine, koristeći otvoreni standard ADR – primjena zahtjev - odziv. Tvrtke Državna mrežna korporacija Kine, Kineska akademija znanosti i General Electric namjeravaju raditi zajedno da bi razvili standard za Kinesku pametnu mrežu. [Lit. 171., 172.]
- U Velikoj Britaniji, otvoreni standard "primjena zahtjev - odziv" je demonstriran u Bracknell, u Engleskoj, gdje je vršno opterećenje zgrada smanjeno za 45 %. Kao rezultat probe, tvrtka Scottish and Southern Energy (SSE) je izjavila da će priključiti 30 poslovnih i industrijskih zgrada zapadno pored Londona, na program zahtjev – odgovor. [Lit. 173.]
- U SAD, u 2009. godini, američki Odjel za energiju nagradio je sa 11 miliona \$ tvrtke Southern California Edison i Honeywell za program zahtjev – odgovor koji automatski isključuje dovod energije tijekom vršnih opterećenja sudjelovanja industrijskih potrošača. [Lit. 174., 175.] Nadalje, Odjel za energiju nagradio je sa 11,4 miliona \$ tvrtku Honeywell da bi se primijenio program koristeći primjenu standarda zahtjev - odgovor. [Lit. 176.]
- Tvrtka sa Havaja, Hawaiiann Electric Co. (HECO) primjenjuje dvogodišnji pilot projekt da bi testirao sposobnost programa za odgovor na promjenjivost snage energije vjetra. Havaji imaju cilj dobivati 70 % svoje snage od obnovljivih izvora do 2030. godine, a tvrtka HECO namjerava dati svojim potrošačima poticaje za smanjivanje snage potrošnje unutar 10 minuta od davanja signala. [Lit. 177.]

## 2.9.8. Pametna mreža u sadašnjoj energetici

### 2.9.8.1. Upravljanje

S obzirom na usporedbu upravljanja između koncentriranog i podijeljenog upravljanja u prirodi, gdje se pokazalo da je podijeljeno upravljanje neusporedivo bolje od koncentriranog, to saznanje često ekonomisti prenose na zakone na tržištu, [Lit. 178.] odnosno smatraju da tržište radi na sličan način i da treba biti decentralizirano. Svaka promjena cijena reflektira se trenutno na odnos između opskrbe i zahtjeva, te potom govori svakome koliko je nešto pojedinačno vrijedno koristiti, tako da te odluke preračunavaju njihovu opskrbu i zahtjeve. Ovaj pristup je bio uspješno primijenjen unutar tehničkih sustava, nazvano kao "agoric" (tržišno) programiranje. Ova tehnika koristi sakrivene cijene da bi locirao izvore od kompjutera u stvarnom vremenu da bi dosegao prioritete korisnika kompjutera. Suprotno od toga, "genetski algoritam" simulira biološku evoluciju da bi redefinirao dizajn kompjutorskog programa ili tehnološkog dizajna sa računanjem različitih "generacija" uspješno dokazanih izlaza čiji je "reproduktivni" uspjeh povezan sa njihovim funkcionalnim kretanjem. Obje tehnike programiranja podvlače konceptijsku konvergenciju između velikog broja tržišnih ekonomija i bioloških koncepata.

Slična, razumljiva raspodjela kontrole, odnosno upravljanja su se već pojavila, npr. u SAD, kod distribucije prirodnog plina i zračne industrije: naknadno korištene fleksibilne cijene da bi se povećala vrijednost imovine za 30 % u prošlom desetljeću. [Lit. 179.]

Također su se napredne stvari odigrale i u menadžmentu elektroenergetike. Naime, električni sustav tipično raspodijeljuje svoje upravljanje kroz prožimanje sa informacijama o cijenama stvarnog vremena, kao što je to na primjer radio postaja BBC, koja ima dugu tradiciju emitirati svakih pola sata, ili neke službe koje informacije dostavljaju e-mailom, te npr. Georgia Power omogućuje preko EnerLink elektronički prijenos direktno od svoga dispečerskog centra u stvarnom vremenu [Lit. 179.] Zapravo, postoji veliki broj električnih usluga koje su već implementirane u dispečerske ili lokalne inteligentne kontrole sa zahtjevima visoko distribuiranih izvora energije, koristeći različite komunikacijske metode, kontrolne protokole sučelja, sheme cijena i krajnji uređaji za korištenje. [Lit. 180., 181., 182., 183.] Mali, ali dosta važan korak prema razvoju pametnih mreža je događaj u 2001. godini, kada je američka regionalna prijenosna kompanija PJM Interconnection LLC udružena sa Converge Technologies počela koristiti tehnologiju mobilnih telefona da bi povezali proizvođače malih snaga (do 10 MW) prema dispečeru, eliminirajući troškove komunikacijske opreme. [Lit. 184.] Važna činjenica je da ipak i ovdje postoje troškovi ukoliko imalo postoji razlika između primjene takvog upravljanja prema zahtjevima strane potražnje i suprotne strane izvora napajanja, bilo da se raspodijeljuje prema cijenama, bilo prema direktnim komandama. [Lit. 185.]

Napretci u energetskej elektronici, mikroelektronici, telekomunikacijama, kontrolnim sustavima, teoriji kontrolnih sustava, i institucijskim uređenjima sada stvaraju moguće, a često i unosno za distribuciju kontrolne inteligencije mreže, određujući tok energije u mrežu i kroz mrežu, te regulaciju sličnih stvari kao što je napon, frekvencija i faze. Ovo se odvija od velikih regionalnih dispečerskih centara, do mnogo više decentraliziranih struktura bazirano na individualnim trafostanicama. Daljnja decentralizacija, usmjeravajući kontrolu od trafostanica



prema ili zadnjem susjedu ili individualnim potrošačima, može biti također vrlo korisna. Neovisno o stupnju prema kojem je raspodijeljeno izvršenje kontrolne funkcije, informacija korištena da vodi te funkcije nije inferiorna prema dostupnim informacijama tradicionalnom centralnom dispečeru. Zapravo, ta informacija može biti jako dobra, ali izričito lokalno relevantna. Razlika je u većini zbog psihologičkog osjećaja, ovisno da li informacija teče od vrha prema dolje ili od dna prema gore. Nadalje, može se konstatirati da svaki stupanj decentralizacije kontrole postaje tehnički i psihologički glavni korak u decentralizaciji električkog sustava, zato što uzrokuje prijelaz sa centralnog kontrolnog sustava prema onome "bez kontrole". Zapravo, ni u jednoj situaciji izlazne vrijednosti nisu potpuno predvidive, a kad bi bile, onda regionalni ispadi (prekidi napajanja) ne bi nikada postojali. Relativno česti i jaki poremećaji u kojima je naponska mreža iznenada doživjela kolaps ili prijenos greške opreme preko velikih udaljenosti, pokazuje da je idealizirani linearni prikaz teorije upravljanja konvencionalne mreže potpuno različit od nelinearnog i naročito različit od kaotične realnosti. [Lit. 186.]

Konačno, direktna kontrola, centralizirani dispečerski svijet, omogućuje "iluziju" kontrole, pa je stoga više kao ohrabrujuće stanje za energetske inženjere, nego što je to lokalizirana, automatizirana, posebno "samostalno-organizirana" alternativa. Inače, tehnička pitanja kontrole decentralizirane mreže su jako važna, ali mnoga od njih nisu riješena. Ipak na sreću, kompleksna pitanja kontrole decentralizacije mogu biti lukavo odgođena za dugi period dok se ne riješe empirijski sva pitanja (ili dok restrukturiranje ne ubrza rješavanje pitanja sa uvođenjem novih natjecatelja koji su zapravo sami svoji dispečeri). Uzevši u obzir kontinuitet tradicionalnog monopolističkog institucionalnog uređenja, distribuirani izvori mogu biti učinkovito i pouzdano operativni na neodređen način pod direktnom centralnom dispečerskom kontrolom, kao što su to generatori, sklopke, trafostanice i ostali ključni elementi mreže koji su u današnjici operativni. Jedina razlika je to da će dispečer koristiti moderne komunikacije (kabel, optički kabel ili bežični prijenos) da bi kontrolirao mnogo veći broj točaka raširenih oko mreže, nego koristiti slične telekomunikacije da bi kontrolirao samo skroman broj točaka na višoj hijerarhijskoj razini, kao što su to trafostanice, prekidači prijenosnih vodova, i trafostanice.

Direktna centralna dispečerska kontrola velikog broja raspršenih potrošačkih uređaja je postojeća rutinska realnost za dispečerske menadžere opterećenja, npr. toplovoda, klima uređaja i slično, te za dispečere raspoloživi pričuvni generatori. Mnogo službi koristi hardver koji je komunikacijski povezan za start, pogon i upravljanje pričuvnim generatorima i raznim generatorima npr. na gorive ćelije. Raspodijeljeni distribuirani izvori mogu stabilizirati prijenosne mreže po iznimno niskim troškovima, za jedan poseban slučaj, to se pokazalo za 28 % manje kapaciteta uređaja, nego što je to opcija centraliziranog upravljanja. [Lit. 187.]

Ove distribucijske tehnologije su već dosta dobro ustanovljene i visoko ekonomski opravdane, te kada se postave "pametni mjerači", odnosno brojila, koja brzo isplate svoju vrijednost, a sa svojim sposobnostima bežične komunikacije kontrolira povećanje opterećenja, odnosno potrošnje.

Menadžment raspodjeljivanja opterećenja sa izvorima pričuvnih generatora imaju veliku raspoloživost i to brojkom do 90%, što je usporedivo i čak bolje nego raspoloživost konvencionalnih generatorskih izvora. Razlika je u tome da će nekoliko slučajnih pogrešaka distribuiranih izvora kao odgovor prema dispečerskim komandama puno više značiti i koštati

puno manje nego kao odgovarajuća neraspoloživost velikog broja različitih izvora. Ukoliko bi veći broj udaljenih stanica mogao ispasti iz pogona, ali pod uvjetom da je pravilno povezan sa modernom distribucijskom upravljačkom opremom, ove stanice bi mogle obuhvatiti puno manje kapaciteta, naročito onih dosta udaljenih stanica. Stoga bi utjecali samo na manji broj potrošača, ali bi imali više opcija kao alternativno napajanje od lokalnih ili daljinski upravljanih izvora.

### **2.9.8.2. Konkurentno restrukturiranje**

Pojam restrukturiranja se koristi već duže vrijeme, a s obzirom da se sve završno usmjerava prema "smart gridu", odnosno pametnoj mreži, potrebno je sagledati cjelokupni put početka restrukturiranja koji je prema dostupnim izvorima literature najprikladnije opisan u SAD, a i poznatij tzv. "Kalifornijskoj krizi" koja je odjeknula kroz cijeli svijet i postala međunarodna pouka svim zemljama u energetici i politici.

Dakle, prvo treba početi od 1980-tih godina kada počinje lagano povećanje cijene električne energije, zbog razvoja populacije, urbanizacije i porasta sveopće potrošnje, da bi sve to konačno kulminiralo u 1994. godini kada su sa svih strana počeli stizati zahtjevi i prijedlozi za kompletno restrukturiranje cijele elektro industrije. Ovaj veliki zahvat je djelomično vodila tvrtka ELCON, koja je zapravo organizacija velikog broja industrijskih potrošača, a koja koristi 4% potrošnje električne energije cijelih SAD. Prosječna realna cijena industrijske struje je strahovito opala, npr. 1994.godine je opala na 35% vrijednosti, a u 2000.godini na 45% vrijednosti u odnosu na vršnu vrijednost ostvarenu 1982. godine, tako da je posebnom analizom utvrđeno da je u 1994. godini prosječna cijena industrijske struje iznosila samo 1,3% od ukupne vrijednosti cjelokupne proizvodnje. [Lit. 188., 189.] Zbog nastale situacije, odnosno užurbanosti za što jeftinijom strujom dovelo je do nastojanja mnogih firmi da sačuvaju novu jeftiniju električnu energiju za sebe, a prebace ostalim potrošačima na teret nekonkurentnu većinom nuklearnu električnu energiju od starijih postrojenja. Sveukupno natjecanje je masovno započelo 1995. godine pod vodstvom Savezne federalne energetske regulatorne komisije, koja je uvjetovana po Saveznom zakonu još od 1992. godine. Mnoge "vertikalno" integrirane službe su pozvane ili je od njih zahtijevano da prodaju ili posebno izdvoje njihova proizvodna postrojenja od njihovog prijenosa ili distribucije, tako da bi se njihovi kapaciteti mogli pošteno natjecati protiv svih konkurenata. Daljnji radikalni korak bio je maloprodajni izbor dobavljača i javno propagiranje tržišno određenih maloprodajnih cijena da bi se zamijenila regulirana povlastica monopola koja je tada bila dominantna strukturna forma u SAD.

Sada dolazi do glavnog događaja koji je jako utjecao i definitivno promijenio razmišljanje o pojmu restrukturiranja u elektroenergetici i politici u SAD, a to je raspad energetske sustava u Kaliforniji u 2000 i 2001. godini. [Lit. 190.] Situacija započinje sa stanjem u 1999. godini, kada je cijena i raspoloživost električne energije bila u granicama normalnog.

No, u prosincu 1999.godine, cijena električne energije je porasla za čak 13 puta, da bi najednom porasla za čak 120 puta, iako se smatralo da je mjesečno povećanje potrošnje sustava od samo 0,7%, a da je mjesečno pad opterećenja od 1,9%. Ovo ogromno povećanje cijena nije se moglo obrazložiti velikim cijenama prirodnog plina. Ovdje su dvije kompanije Pacific Gas & Electric Company i Souther California Edison Company, morali plaćati ogromne iznose

korištenja mreže za prolaz do krajnjih maloprodajnih potrošača, te su se obje našle na rubu bankrota, što je na kraju tvrtka Pacific Gas and Electric Company službeno i izjavila. Stanovnici Kalifornije platili su  $7\frac{1}{4}$  milijardi američkih dolara za električnu energiju u 1999. godini,  $33\frac{1}{2}$  milijarde u 2000. godini, te  $7\frac{1}{2}$  milijardi u samo prvih šest (6) tjedana 2001. godine. Ovo je po nekim mišljenjima zabilježeno kao najveći međudržavni prijenos novca u povijesti SAD. Konačno, nakon preopterećenja i raspada elektroenergetskog sustava, te prekida napajanja u trajanju od dva dana za Kaliforniju je bilo više raznih izvještaja, no između njih, pojedini izvještaji su se više isticali, a jedan od njih se upravo navodi. Dakle, rečeno je da je Kalifornija ostala bez proizvodnih kapaciteta iz razloga što je prošlo desetljeće izrazitog rasta potražnje za električnom energijom. Stvarni rast je bio niži nego službeno predviđanje i dvije petine sporiji nego nacionalni prosjek. Naime, tvrdilo se da je ukupnih šesnaest (16) država i provincija imalo nagli porast populacije i ekonomskog razvoja u 1990-tim godinama, ali su napravili vrlo malo ili gotovo ništa za pitanje menadžmenta opskrbe i potražnje električne energije. Tako da nisu pripremili odgovarajuću regionalnu pričuvu, nego su samo dodali 16 GW novoga kapaciteta u 1990. godini, a s obzirom da Kalifornija uvozi oko 15% svoje električne energije, najveći dobavljači u svim uvjetima su bili pod stalnim udarima promjenjivosti cijene električne energije, što je u konačnici dovelo do raspada cjelokupnog elektroenergetskog sustava. Većina izvještaja bazira se na nedostatku električne energije, odnosno proizvodnih kapaciteta, što zapravo nije točno. Ispadi iz mreže i zamračenja su se pojavili sredinom siječnja 2001. godine, na vršno opterećenje od samo 29 GW, odnosno 24 GW ispod ranije postignutog ljetnog vršnog opterećenja od 53 GW, u 1999. godini. Otvoreno govoreći, loša hidrometeorološka godina je smanjila isporuku tvrtke Northwest za otprilike 5 GW, ali pola preostalog kapaciteta nije iznenada nestalo, nego se otprilike jedna trećina elektrana počela kvariti. Pojedine jedinice su ispale iz pogona zbog odgođenog održavanja, koju su novi vlasnici stalno odgađali u rasporedu zbog izbjegavanja troškova, a pojedine stare jedinice su stalno radile pod teškim opterećenjem, npr. 2,44 GW u 1999. godini do 8,99 GW u 2000. godini, te čak 10 GW u studenom 2000. godine, što sve nameće jednostavan zaključak da je nužno obaviti pregled i održavati ovakva postrojenja. Poslije ovih događaja zaključilo se, a s obzirom da se ovdje promatrao maksimalni profit, da bi se sa teorijskog stajališta trebalo distribuirati samo pola kapaciteta, npr. 10 GW do 15 GW, a onda u kritičnom periodu najvećeg opterećenja npr. 48 GW, što je nekoliko puta više nego u razdoblju uobičajene vršne snage. Također, sa stajališta opskrbe regije, treba reći da su mnogi dobavljači oklijevali osigurati snagu za koju kupac (potencijalni bankrot) možda nikada neće platiti, a pojedini nezavisni dobavljači bankrotirali su od ne plaćanja (prekid napajanja onima koji nisu platili 10 dana unaprijed) ili igra konkurencije koja je prividno nudila svoju ponudu za određenu snagu samo da bi stvorila usko grlo u prijenosu električne energije. Sve ovo je rezultiralo sa navedenim raspadom elektroenergetskog sustava Kalifornije, a za normalizaciju cjelokupne situacije napravljeno je slijedeće tri stvari:

Prvo, država je provela nacionalizaciju cjelokupne elektro distribucije Kalifornije, te zapravo otkupila preko 40 milijardi američkih dolara vrijednosti prvobitno protuzakonitih dugoročnih energetske ugovora sa neizbježno ogromnim cijenama, te je stoga država sada morala pokušati pobjeći od vlastitih ne dobrih ugovora.

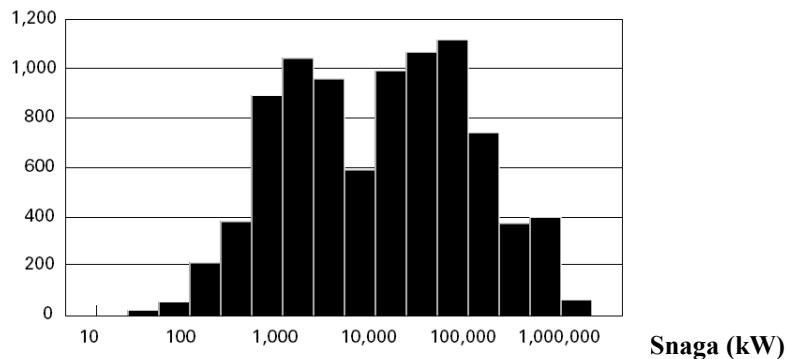
Drugo, Federalna energetska regulatorna komisija je pomalo počela raditi svoj posao nakon zadržavanja početnih cijena, te se cijela nacionalna politika usmjerila na odgovarajući način koji bi jedino mogao zabrinuti kreatore cijena.

Treće, a vjerojatno najvažnije od svega, u samo prvih šest mjeseci 2001. godine, potrošači su riješili pitanje energetske potražnje za prethodnih 5-10 godina, smanjujući naviknutu potrošnju, odnosno opterećenje, za svaki mogući dolar. To su i postigli, za uspješnih 14% i to prije nego su dobili veće račune. Naravno, ova štednja je bila privremena i od slučaja do slučaja. Zaključno, kada se dogodi ovakvo preopterećenje, te intervenira država sa svojim programom koji je vrijedan milijarde dolara, onda se očekuje korištenje tehnologije koja može znatno uštedjeti – pametne mreže (smart grid).

### 2.9.8.3. Operativni troškovi i raspodjela energije

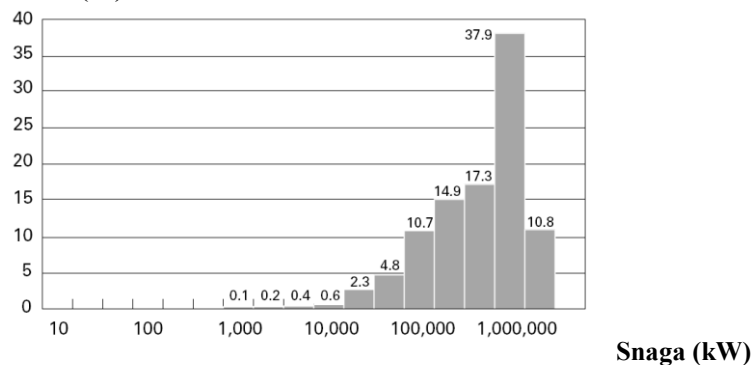
Svaka energetska trafostanica koja je strukturna jedinica sustava u cjelini radi sa različitim troškovima i za različiti broj radnih sati, odnosno to se može promatrati na slijedećem grafikonu gdje su primjer trafostanice SAD, Slika 39. [Lit. 191.]

**Broj trafostanica**



Slika 39. Trafostanice SAD-a sa različitim snagama (kW), 1994. g.

**Udio u radnom kapacitetu (%)**



Slika 40. Udio kapaciteta pojedinog uređaja (kW) u SAD, 1994. g.

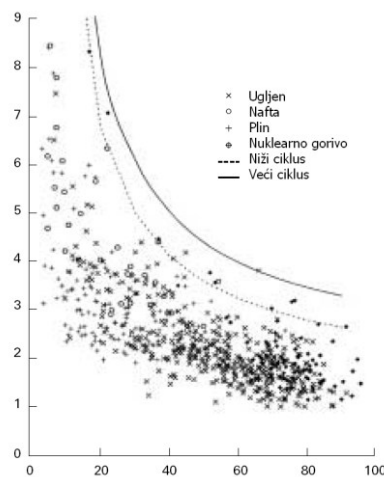
Ovaj prikaz, Slika 39., obuhvaća 676 postrojenja sa ukupno 579 GW instalirane snage i proizvodnje 2.719 TWh u 1995. godini, odnosno 91% od ukupne nacionalne proizvodnje SAD, u 1994. godini. Slika 40., sadrži 114 postrojenja od 100 MW ili manje (ukupno 7 GW), i 54 obnovljivih ili geotermalnih postrojenja (8 GW), koji imaju radne troškove skoro nula. Zatim, nepotvrđenu količinu (oko 112 GW) vršnih postrojenja koja koštaju više od 0,09 \$/kWh

da rade, ali su bili uključeni samo na nekoliko sati, a približno oko 70 GW ne korištenog operativnog kapaciteta u 1994. godini. Ovo vrlo korisno ilustrira širinu dometa operativnih troškova osnovnih kapaciteta u odnosu na postrojenja sa fosilnim gorivom i nuklearna postrojenja, uključujući troškove isporuke snage potrošačima.

Zapravo, osnova prema kojoj dispečeri odlučuju koje postrojenje će raditi s kojim redom, u teoriji, jeste prvo i osnovno - najniži troškovi, Slika 40. Odnosno, ovo je znatno složenije nego što izgleda, zato što postrojenja mogu biti vođena gledano s vanjske strane po posebnom pravilu prema njihovom održavanju ili npr. rasporedu punjenja nuklearnog goriva, tehničkim karakteristikama kao što su brzina isključenja, lokacija koja može biti kritična za napajanje u slabim dijelovima mreže, ograničenja zagađivanja okoline ili uvjeti dispečera u okolini, ili druga razmatranja kao što je tko posjeduje i tko rukovodi s tim, pod kojim ugovornim odnosima su plaćeni, a ovakve dispečerske odluke mogu postati izrazito složene. Nadalje, postrojenja koja ne mogu biti uključena ili isključena bez neutronske nestabilnosti ili toplinskog zamora, mnoga nuklearna postrojenja su dobila pravo da distribuiraju njihovu snagu kad god je to moguće, čak i kad je to bio slučaj za 20 do 25 % svih nuklearnih postrojenja SAD-a. To se baš i dogodilo u 1999. godini, a može se konstatirati da njihovi radni troškovi nisu konkurentni na tržištu električne energije. [Lit. 192.]

Zbog ovih operativnih ograničenja i zbog činjenice da kapacitet prijenosa nije neograničen, niti slobodan, nastojanje da se jeftinije vodi pogon postrojenja često ne može zamijeniti jeftinija postrojenja kao što to može tvrditi teorija tržišta. Čak u 2000. godini, samo oko pola elektrana u SAD je bilo predmet za pravo sveukupno nadmetanje.

**Radni troškovi (0,01 \$/kWh)**



**Faktor kapaciteta**

*Slika 41. Odnos faktora kapaciteta i radnih troškova u SAD, 1995. g.*

Ova dinamika nastojanja jeftinijeg rada je prikazana sa vertikalnim rasipanjem između točaka na Slici 41. Ispod linije savršenog konkuriranja, sve točke se poredaju uzduž linije, bez postrojenja koja imaju vrlo široko različite troškove rada. Kao i uvijek, ovaj trend da najjeftiniji rad vodi postrojenje je korišten kao princip ekonomske raspodjele za najveći broj radnih sati. Potrebno je naglasiti da vertikalno (trošak) raširivanje unutar posebne regije predstavlja dogovornu mogućnost, odnosno dodavanje distribuirane proizvodnje sa dodavanjem snage

kada i gdje kome treba. Ovo može pomoći da se stavi izvan pogona postrojenje, unatoč zadanom rasporedu, sa značajnim smanjivanjem ukupnih operativnih troškova sustava. Dvije krivulje koje leže iznad točaka podataka pokazuju domet namještenih nivoa troškova za nove kombinirane cikluse postrojenja pod pretpostavkama koje izgledaju dosta konzervativne (tendencija da se ne pretjera sa troškovima). Naime, sredinom 1997. godine, stvarni troškovi izgradnje su se približavali vrijednosti od oko 400 \$/kW, [Lit. 193.] zbog većih volumena i oštre konkurencije koja je smanjivala cijenu izgradnje postrojenja na skoro 300 \$/kW, [Lit. 194.] , a naročito zbog posebnih instalacijskih procesa. Na kraju prikaza faktora kapaciteta, krivulja nižih troškova kombiniranih ciklusa postrojenja se pokazuje da je zaista konkurentna i da bi na tržištu mogla biti jeftinija za 0,0016 \$/kWh nego što je to prikazano na Slici 41. Odnosno, pokazuje se da u tadašnje vrijeme (1995.g.) samo mali broj nuklearnih elektrana SAD-a (9 devet), može biti troškovno isplativo u odnosu na novu kombinaciju ciklusa postrojenja.

U današnje vrijeme, industrija proizvodnje električne energije je rastući konkurentna, sazdana od kombinacija tradicionalnih službi, udruženih službi, i nezavisnih tvrtki, sve sa ciljem natjecanja za financijske i tržišne mogućnosti. S obzirom da se granični troškovi novih proizvodnih tehnologija stalno smanjuju, svi novi tržišni ponuđači moraju ozbiljno smanjiti većinu svojih vršnih uslužnih troškova za proizvodnju električne energije. Osnovni niz uvjeta, odnosno razlika između nepromjenjivih troškova proizvodnog kapaciteta pod ustanovljenim službama i graničnih troškova novih izvora, stvara novu moćnu konkurentnu okolinu.

Da bi se ovo bolje sagledalo potrebno je također razmotriti udio važnosti mreže u odnosu na proizvodnju. Za svaku mrežu se može konstatirati da se kod generatora na svom početku, raspolaže sa svim tehničkim podacima, dok se struja distriburira prema potrošačima, podaci sve više i više smanjuju. Odgovor dijelom leži u činjenici da se kompletna elektroindustrija povijesno usmjeravala na pitanje samo kako proizvoditi električnu energiju, a smatralo se da je prijenosna, odnosno distribucijska mreža, samo nužno, ali ne bitno sredstvo koje služi za prijenos velike količine električne energije od trafostanice do potrošača za određeni novčani iznos. Ovo veće naglašavanje pogleda na generator kao napojnu točku, nego na mrežu, održalo se do današnjih dana, a što je u suprotnosti sa pažljivim računanjem troškova dostave električne energije. Rezultat svega je industrija gdje ekonomisti i računovođe znaju skoro sve o proizvodnji postrojenja, ali malo ili gotovo ništa o prijenosu i također o distribuciji. Stoga se ovdje pojavljuje mogućnost razmatranja različitih pitanja:

- koji dio od maloprodajne cijene kWh otpada na proizvodnju ili nabavu, prijenos, distribuciju i ostale troškove, npr. usluge kupcima kao što su to prodaja i naplata
- kod veleprodajne cijene, koliki dio od ukupnog troška generatora otpada na investiciju, na gorivo, za ostale radne i troškove održavanja generatora, te za isporuku do točke prodaje
- kod elektro mreže, koliko novca odlazi na osnovne troškove, gubitke, rad, održavanje, te koliko se svi ti troškovi razlikuju od prosječno ugrađenog kapaciteta i od novog graničnog kapaciteta, ili čak i bolje, između različitih lokacija

Kao primjer za promatranje, treba navesti podatak da je u 1999. godini, otprilike pola prodane električne energije u SAD, bilo prodano na veleprodajnom tržištu prije nego što je

prodano krajnjim potrošačima. [Lit. 195.] Ta veleprodajna cijena po srednjoj vrijednosti iznosila je oko 0,034 \$/kWh, dok je konačna maloprodajna cijena iznosila oko 0,0666 \$/kWh, što je jednako 100 % povećanju cijene električne energije. Sadržaj ovih troškova koji uzrokuju ovo, nije izvještavan za industriju, pa ga je stoga teško objasniti. Lako se zaključuje, da više nije u pitanju proizvodnja, niti prijenos mrežom, nego čista trgovina u smislu preprodavanja i zarade. Tako da mreža postaje "nevidljiva" jer ekonomisti sakrivaju ne samo troškove dostave električne energije, nego i velike varijacije nad troškovima kroz vrijeme i prostor. Analizom kroz ove varijacije naglo se otkrivaju velike mogućnosti za distribucijske izvore i to ne samo toliko da se izbjegnu troškovi distribucije električne energije, nego da se izbjegnu posebni specifični troškovi, te kao prvo, mjesto i vrijeme gdje su oni najveći. Najzanimljiviji primjer u praksi se dogodio 1995. godine u New Yorku, kada je tvrtka State Electric & Gas Corporation odbila izvesti nadogradnju elektro mreže za iznos od 6,5 miliona američkih dolara, nego je instalirala za 0,045 miliona američkih dolara mjernu i komunikacijsku opremu da bi opskrbljivala dva potrošačka povratna generatora za vrijeme vršnih zahtjeva, što je rezultiralo sa uštedom od 99,3 % kapitala. [Lit. 196.]

Također treba uzeti u obzir i činjenicu koja se često propusti navesti, a to je da se troškovi električnih proizvodnih kapaciteta redovito smanjuju sa vremenom, zbog promjene tehničkih i socijalnih uvjeta (naročito kombinacije postrojenja, plin umjesto ugljena ili nuklearnih postrojenja). Mnoga distribucijska postrojenja su baš naprotiv postala skuplja, naročito zbog toga što je bilo nužno instalirati u područja u razvoju, koja trebaju nadzemne vodove, a što su znatni kapitalni troškovi. Prema jednom proračunu, ukupni troškovi izgradnje mreže u SAD su se tijekom 1955. do 2000. godine povećali čak za 35 %, unatoč tehnološkim poboljšanjima. [Lit. 197.] Izgradnja mreže postaje naročito skupa u područjima gdje je kapacitet mreže potpuno iskorišten sa značajnim stambenim ili poslovnim rastom, te posljedično raste vrijednost zemljišta i mogućih lokacija gdje god je potrebno izgraditi mrežu. Nadalje, većina takvih razvoja teži da poveća potražnju kapaciteta mreže i to ne sa stabilnim industrijskim opterećenjem, nego sa vršnim, teško predvidivim opterećenjem, većinom zahvaljujući klima uređajima, koji rezultiraju sa više troškova nego prihoda. Ovi faktori generalno povećavaju odnos marginalnih troškova mreže prema marginalnim proizvodnim troškovima, smanjujući pojam vrijednosti korištenja mreže, a predstavljaju očiglednu mogućnost za promišljanje o problemu kapaciteta.

Dosta važna informacija iz 1995. godine, od tvrtke Southern California Edison, pokazuje da je u nekim područjima gdje stari podzemni vodovi trebaju biti rasterećeni i zamijenjeni, a zbog otmjene urbane sredine ili područja velike prometne gužve, gdje je raskopavanje izuzetno skupo i nepoželjno, pojedine primjene izgradnje mreže pokazale su se izuzetno skupe, čak od 5000 do 10000 \$/kW [Lit. 198., 199.]. Jeftinija varijanta ovoga opsega postaje zapravo mogućnost konkuriranja, a to je kompletna primjena foto naponskih sustava.

#### **2.9.8.4. Različiti izvori energija**

Učinkovito korištenje i tipično posebno smještanje izvora obnovljive energije čini njegovo isprekidano napajanje znatno manjim, jeftinijim i više učinkovitim. Ovo se također može postići i sa neobnovljivim izvorima, ali je često preporuka da je za važnost uspjeha potrebno objedinjavanje dva različita izvora energije. Mogući su primjeri:

- Učinkovitiji kombi bojler omogućuje manjem solarnom grijaču vode da osigura veću količinu tople vode i duže tuširanje, te zadovolji veći dio potreba za toplom vodom [Lit. 200.]
- Stalna visoka učinkovitost u korištenju i distribuciji tople vode može stvoriti djelomično sezonsku dostupnu pohranu, što može omogućiti zadovoljenje od 100% potrebe obitelji za toplom vodom [Lit. 201.]
- Sa posebno odabranim, izrazito učinkovitim svjetlima i primjenama, može se smanjiti kućno električno opterećenje od nekoliko kW do približno 0,1 kW, ali se treba koristiti mali fotovoltaički izvor sa mogućnošću pohrane energije. [Lit. 202.]
- Dnevna svjetlost ima prednost u odnosu na dopunsku umjetnu svjetlost, čija potrošnja smanjuje troškove grijanja unutarnjeg prostora, ali povećava troškove hlađenja cilj je smanjiti opterećenje i potrošnju za potrebe hlađenja [Lit. 203.]
- U hladnoj klimatiziranoj kući, pasivno solarno grijanje može eliminirati sustav grijanja ukoliko je kuća jako dobro izolirana, tada uštedeni kapital za troškove sustava grijanja može odplatiti dodatne troškove kod zagrijavanja vode i proizvodnje struje [Lit. 204.]
- U toploj klimatiziranoj kući, visoka učinkovitost može postići potpunu eliminaciju sustava za grijanje, ali i sustava za hlađenje, te se može uštedjeti još veći kapital koji može doprinijeti proizvodnji struje i tople vode [Lit. 203.]
- Super učinkoviti (štedljivi) automobili [Lit. 205.] mogu izrazito smanjiti potrebu za tekućim gorivom, te se mogu opskrbljivati energijom samo sa napajanjem sa uređene farme ili na osnovu šumskih otpadaka, tako da se ne zahtijeva ni jedna kap klasičnog goriva.
- Ultra laki hibridni električni automobili mogu smanjiti potrošnju goriva, potrebe goriva za veći radijus i vučno opterećenje, te napajanje sa hidrogenskim gorivnim ćelijama zbog kojih raste mogućnost slobodnog izbora goriva [Lit. 206.,207.,208.]

Zaključno, sa izrazito preciznim kompletnim elektroenergetskim sustavom, pokazuje se da je kombinacija učinkovitog elektro sustava sa dodatnim napajanjem iz obnovljivih izvora pravo rješenje. To doprinosi ukupnom glavnom postignuću – sveukupna korist koja je veća nego suma pojedinačnih koristi (dijelova). [Lit. 208.] Odnosno, ovo je četverostruko povezivanje i to slijedećih dijelova: učinkovitost elektro sustava, obnovljivi izvori, lokalno spremanje energije, te lokalna razmjena energije, pomaže svima ukupno da doprinesu još većoj koristi nego bilo koji dio posebno ili zajedno s drugim dijelom. To jest, često je pravilo da se kombiniranjem nekoliko tehnologija na pravi način postiže puno veća korist nego analizom bilo koje od tih tehnologija pojedinačno. Na primjer, nekoliko analiza je utvrdilo da je moguće da centralizirano solarno grijanje može upola smanjiti cijenu isporučenog aktivnog solarnog grijanja. [Lit. 209., 210.]

Za ove tvrdnje postoje veoma dobri razlozi [Lit. 211.]

- Veliki spremnik vode kojim se koriste desetci ili stotine stanova, omogućava (u usporedbi sa malim spremnikom jedne kuće) veliki udio u volumenu za cijelo područje, te dolazi do malenih gubitaka topline.
- Veliki spremnik vode ima povoljan odnos varijabli za stalne troškove i relativno jeftino se povećava njegova veličina, jer je već sada postojeći spremnik velik.



- Može se pojedinačno priuštiti korištenje jednog velikog spremnika da bi se osiguralo pravo sezonsko pohranjivanje (od ljeta do zime).
- Ovo omogućava potpuno opterećenje ljeti, ispunjavajući godišnju učinkovitost spremnika.
- Veliki spremnik također omogućuje daljnje učinkovito pojačanje sa podjelom volumena spremnika na različite zone sa najtoplijom vodom pored centra i najhladnijom vodom na periferiji, što pokazuje rad kolektora i nadalje smanjuje gubitke topline iz spremnika.
- Kod prave sezonske pohrane otvara se pitanje smjera postavljanja kolektora (na istok ili zapad) sa relativno malim posljedicama, odnosno kao bolja opcija nego da su okrenuti isključivo prema jugu (ekvatoru), tako da takav sustav može biti fleksibilniji prema svome mjestu, posebno u gradu.

Cilj svih navedenih efekata i mogućnosti je cjelokupno smanjenje troškova. Čak i povezivanje, odnosno udruživanje solarnih bazena ili ledenih bazena ili obje vrste bazena, bi također nadalje smanjivalo troškove, te bi se postiglo objedinjavanje količine različite energije i pohrana energije u jednom te istom uređaju.

#### **2.9.8.5. Dugoročna opskrba mreže**

Pored kratkoročnih i dugoročnih zahtjeva od svakoga potrošača električne energije u raznim vremenima i na raznim mjestima, izrađivači planova moraju se suočiti i sa običnim ljudskim trendovima. Promjene u ljudskom društvu sa promjenama doba, struktura domaćinstava, potrebe, želje, kulture, nove tehnologije sa ciljem promjene ljudskog načina trošenja i količine potrošene električne energije. U isto vrijeme, slično događanje odvija se na strani opskrbe napajanja. Svake godine, pojedine energetske trafostanice mogu doći do svoga krajnjeg životnog vijeka, odnosno tada koštaju da se održe na životu, više nego što vrijede. Prema ovome načinu zasnivaju se mnoge tehnologije, a to su sve tržišni uvjeti, porez i zakonski propisi. Pojedina postrojenja, također mogu promijeniti svoj nazivni kapacitet – na veći kapacitet, sa boljom kontrolom tehnologija, boljim zagrijavanjem ili hlađenjem vode, kvalitetnijim gorivima, otpornijima na koroziju, boljim zagrijavanjem vode zbog bliskog izvora topline uzrokovanog promjenom klime, onečišćenje površine za izmjenu topline, zabrane onečišćenja, promjene u pravilima nuklearne sigurnosti, itd. Također se ovdje ubrajaju svi načini iznenađenja, od lokalnih do globalnih, koji mogu dramatično utjecati na način planiranja i raspoloživa goriva za korištenje, sa zaključkom određivanja od dugoročne upotrebe do kratkoročne upotrebe ili čak bez upotrebe. Ovo uopće nije jednostavna materija jer u ovome odlučivanju glavne greške kod planiranja mogu dovesti do pogrešaka ogromnih financijskih vrijednosti gdje se pojedine "nesretne" uslužne službe možda nikada ne oporave. U slučaju kada postoji veći broj takvih službi, one simultano stvaraju slično, ali nisu neophodno koordinirane. Predviđanja i investicije za napajanje jedne te iste međupovezane mreže ne štiti niti jednu službu od njezine vlastite prognozerske pogreške, a može se napraviti još gore ako se pojača njihov zajednički "instinkt čopora". Naravno, kao i uvijek očigledna dobit od distribuiranih izvora otkriva samoga sebe (interes tvrtke). U pravilu, manji izvori mogu se planirati i graditi puno brže nego vrlo veliki izvori, i može se reći da što više treba vremena da se isplanira, smjesti i izgradi trafostanica, to veća je vjerojatnost da se realnost razlikuje od predviđenog

planiranja, te također i razmjerno veličini same trafostanice. Tako da se može konstatirati da što je veća vjerojatnost na ljestvici manje ili više izgrađenosti, veći će biti financijski rizik od pretpostavljanja pogrešnoga.

Naime, nemogućnost da se precizno predvidi kada je potrebna snaga uključuje troškove koji su funkcija veličine i dovodi do toga da se za ona postrojenja koja se razmatraju i relativno napajaju od drugih postrojenja (ili drugih izvora kao što je to princip zahtjev – odgovor) pozivaju na vezu zahtjev – praznina napajanja. Ostale stvari su jednake, što veće postrojenje, i što duže osnovno konstrukcijsko vrijeme, to će biti veći troškovi jer je postalo složenije da sinkroniziraju nove proizvodne kapacitete sa porastom zahtjeva (preko većeg povećanja i za vrijeme dužeg perioda).

Suprotno od toga, što je bliži pristup izvora idealu "gradi koliko trebaš, plati koliko trebaš", niži je financijski rizik. Važno je naglasiti da taj rizik gradnje, previše ili premalo kapaciteta prema zahtjevu, ovisi o veličini jedinice postrojenja i njegovom vremenu upravljanja. Za konvencionalna proizvodna postrojenja, ove dvije varijable su obično poprilično u dobrom odnosu, tako da je njihov rizik efekt povećanja na principu višekratnika (kroz nelinearnost, samo ako je vodeće vrijeme striktno proporcionalno veličini jedinice, to bi moglo povećati rizik točno koliko je to kvadrat veličine postrojenja). Na prvi pogled moglo bi se činiti da isto, ali obrnuto nije istinito. Manje jedinice teže da budu brže, a za veoma male distribucijske izvore, puno brže, ali one također mogu imati manje zahtjeva, tako da je produženje njihove veličine i vremena upravljanja povezano (također nelinearno), a tada će biti reduciran rizik njihove izgradnje. Ipak ovo se stvarno ne događa jer male jedinice nisu pojedinačne, nego u velikom broju koji kolektivno može odgovarati (ili više ako je potrebno) kao grupirani kapacitet umjesto jedne velike jedinice koju zamjenjuju. Nadalje, općenito, efekt smanjenja rizika male jedinice je jednako proporcionalan kao i u smanjenju njihovog vremena upravljanja i bit će još veći prema produžetku vremena koje veliki izvori snage trebaju za svoju izgradnju.

Prema izvorima [Lit. 212.] energetska planiranje zauzima mjesto između "tri posebna planska horizonta i procesa", tj. oni su međusobno ovisni, ali odvojeni, u smislu da su razmatrani u određenom vremenu iterativnog procesa sa ranijom analizom u kojoj se informiraju ostali. Ove tri vremenske ljestvice mogu biti prikazane kao slijedeće:

- kratkoročna *operativna* ljestvica koja čuva mrežu stabilnom, napajanje i posluživanje je robusno, sa uključenim stanjem, djeluje od realnog vremena dispečera do rasporeda godišnjeg održavanja
- srednjoročna vremenska *planirajuća* ljestvica koja drži opskrbu i zahtjev u balansu kroz niz godina preko odgovarajuće strategije izvora, dobitka, pomicanja, trgovine, renovacije, umirovljenja.
- dugoročna *vizionarska* ljestvica koja osigurava preko desetljeća da raznolikost, poredak, i menadžment energetskih sustava, izbjegavaju osnovne strateške greške, te otvaraju nove mogućnosti edukacije, njegovanje zdravog evolucijskog smjera za institucijske, tržišne i kulturne strukture, običaje i pravila, potpora predviđenim kapacitetima koji će podržati veliku adaptaciju prema upravljanju u dolazećoj budućnosti.

Sve tri ljestvice su vitalne, tako da ih nije dobro miješati, a također nastoje doći do mogućnosti da služe ciljevima i to više od jednog u isto vrijeme, što je bolje nego trgovanje

između njih. Tako da se počinju cijeniti neki posebni atributi, modularnost, model poretka, te kratkoročno upravljanje i planiranje, vrijeme izgradnje distribucijskih izvora koji mogu ponuditi prednosti sve tri vremenske ljestvice i nivoe odgovornosti.

#### **2.9.8.6. Vrijeme upravljanja i rizik predviđanja**

Za smanjenje financijskog rizika velikog vremena upravljanja centraliziranih izvora, pokazalo se da je logički izvodivo dodati, modularne, distribuirane izvore kratkog vremena upravljanja koji značajno povećavaju ukupni kapacitet. Postavljalo se osnovno pitanje – mogu li mali izvori stvoriti značajnu ekonomsku dobit sa činjenicom što su brži za planiranje i izgradnju? Normalno da je moguće, a sugeriraju se tri osnovna načina dobiti. Prvo je smanjivanje rizika predviđanja uzrokovano neizbježnom nesigurnošću budućih zahtjeva za snagom, drugo je smanjivanje financijskog rizika uzrokovano direktno sa većom instalacijom dužeg perioda izgradnje konstrukcije i treće je rizik tehnološke ili regulatorne zastarjelosti.

Iskustvo iz dosadašnje prakse kaže da što je veće vrijeme potrebno u planiranju i izgradnji velikog energetskog postrojenja, znači da predviđanje ili zahtjev za njega mora biti napravljen za daleko vrijeme unaprijed, sa odgovarajućom velikom nesigurnošću. Također nivo pričuvnog kapaciteta koji se treba instalirati da bi postigao odgovarajući nivo sigurnosti napajanja mora biti povećan. [Lit. 212.] Duže vrijeme upravljanja zapravo potiče dvostruku opasnost. Ono uzrokuje neizvjesnost prema predviđanju zahtjeva sa pogledom daleko naprijed i povećava opasnost po jedinici neizvjesnosti sa pravljenjem većih potencijalnih predvidivih grešaka sa većim značajem. Odnosno, prema [Lit. 213.] razne uslužne službe postaju obazrive na projekte sa dugim vremenom upravljanja, jer kada dođe vrijeme završetka izgradnje elektrane, zahtjevi mogu biti puno manji nego što se očekivalo, a to je onda vrlo velika pogreška, tako da je nesigurnost prema zahtjevima zapravo glavni razlog za apel za izgradnju malih elektrana.

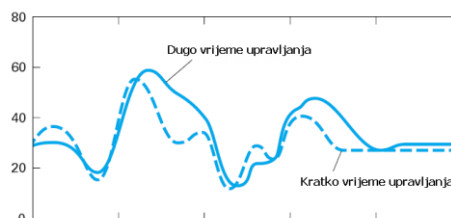
Rizik predviđanja je bio naročito problematičan u SAD tijekom 1970-tih godina, kada je energetska industrija konstantno precjenjivala zahtjeve razvoja dok je vrijeme upravljanja za velike elektrane nove generacije postalo duže i još nesigurnije. Troškovi kapitala su visoko porasli i razne službe su počele koristiti planirajući model – polarizacija prema velikim elektranama. Povezanost između ovih faktora stvorila je povećanu vjerojatnost pretjeranog kapaciteta, troškove od kojih se ne može oporaviti i veći investicijski rizik [Lit. 214.] što je dovelo do bankrota nekoliko službi i do teško postignutih uspjeha. Ovdje je industrija shvatila i naučila na teški način minimizirati rizik, odnosno teži favoriziranju manjim projektima, sa kraćim vremenom upravljanja i manjom izloženosti za ekonomski i financijski rizik. Krajem 1978. godine, prema podacima iz Edisonovog elektro instituta, pokazalo se da je u proteklih 11 godina samo jedanput potpuno krivo procijenila vršni zahtjev za snagom, a onda za 0,1 %, pa za 2,1 % za razdoblje od 1968-73. godine, te za 5,1 % poslije 1974. godine. Nadalje, tijekom 1974-79., prosječna greška predviđanja dosegla je vrijednost prosječne godišnje stope rasta, a od 1975-78. greška predviđanja postala je 2,5 puta veća od godišnje stope rasta, što je dovelo do globalnog poziva za preispitivanje tradicionalnih metoda predviđanja. [Lit. 215.]

Prema [Lit. 216.] najvažniji rezultat je činjenica da tehnologija upravljanja u kratkom vremenu, koja predstavlja manja postrojenja je u stvarnosti vrlo jaka obrana protiv ozbiljnih posljedica nepredviđenih promjena u zahtjevima za snagom. Najgori slučaj se pojavljuje kada

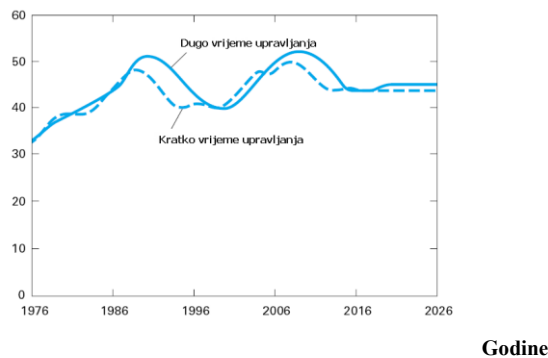
pojedine elektro službe grade postrojenje sa dugačkim vremenom upravljanja, pa poslije očekivani zahtjev ostaje nerealiziran. Cijenu pogreške plaćaju potrošači, a nepovoljni financijski uvjeti uništavaju postojeću uslužnu službu. Nadalje, iskustvo poznatih industrijalaca pokazalo je da strategija izgradnje malih elektrana, kratkog vremena upravljanja može smanjiti cijenu greške predviđanja prema potrošaču za 70 do 75%. Ovi mehanizmi postaju bolje vidljivi kada se pogledaju detalji neizvjesnosti zahtjeva. Jasna analiza između ekonomije slobodne trgovine potreba za energetske postrojenjem i rizika od prevelikog kapaciteta [Lit. 217.] pokazuje da relativna prednost manjih troškova kratkog vremena upravljanja elektrana može biti vrlo značajna. Ukoliko se pokaže da je zahtjev za snagom toliko neizvjestan da je veća vjerojatnost pojave niskog stupnja rasta potražnje nego velikog stupnja, ili je prevelika varijacija u rastućim zahtjevima, onda osnovni troškovi dugog vremena upravljanja moraju biti značajno smanjeni, i to po pojedinim uvjetima i do 50 % da bi se jeftinije izgradila postrojenja, čak i sa ravnom krivuljom opterećenja. Djelić budućeg zahtjeva koji je optimalno zadovoljan sa dugim vremenom upravljanja ovisi o dva faktora. Odnosno, što je niža vjerojatnost da će se pojaviti niži nivo zahtjeva, zahtjeva se velika prednost u trošku da bi se napravilo dugačko vrijeme upravljanja postrojenja za taj nivo. Ovaj zaključak se mijenja ovisno o kratkom vremenu – visoki troškovi postrojenja (gorivo) i dugačko vrijeme upravljanja – niski troškovi postrojenja (gorivo). Što je kraće vrijeme upravljanja elektrana u postojećoj situaciji, potrebni su manji troškovi dugačkog vremena upravljanja. Općenito, ukoliko dugačko vrijeme upravljanja ima značajnu prednost u cijeni troškova ili vjerojatnost da zahtjev za snagom ima maksimalni stupanj vrijednosti, vrlo je rijetko optimalno napajati sve postavljene zahtjeve sa dugačkim vremenom upravljanja. Skraćeno rečeno, ako ima puno izgrađenih postrojenja sa dugačkim vremenom upravljanja, onda je vrlo vjerojatno da se preuveliča zahtjev za snagom. Poslije toga, plaćanje neiskorištenog kapaciteta će povećati cijenu električne energije, s daljnjim smanjivanjem zahtjeva potražnje ili općenito svih zahtjeva, i s povećavajućim pritiskom za pokrivanje slabih prihoda. Ovo se osjetilo u mnogim zemljama u razdoblju između 1970. i 1980. godine.

U skladu sa navedenim, Slika 42. [Lit. 218.] pokazuje da kratko vrijeme upravljanja pomaže da se izbjegnu veliki neiskorišteni kapaciteti snage i veće cijene električne energije zbog nesigurnih zahtjeva za snagom.

**Neiskorišten kapacitet snage (%)**



## Cijena električne energije (0,1c/kWh)



Slika 42. Usporedba kratkog i dugog upravljanja s obzirom na neiskorištene kapacitete snage i iznos cijene električne energije

Za navedenu tvrdnju usporedbe kratkog i dugog upravljanja postoje četiri razloga:

- radno kratko vrijeme upravljanja, niža toplinska učinkovitost, postrojenja sa nižim osnovnim troškom (kao kombinirane turbine, npr. benzin ili prirodni plin) više nego što je očekivano, te plaćanje njihovih troškova goriva je jeftinije nego kompletni troškovi gigantske elektrane velikog investicijskog troška koja neiskorišteno leži u praznom hodu.
- ukoliko se i donese odluka o izgradnji nove elektrane kratkog vremena upravljanja kao što su to kombinirane turbine, jer njihovo kraće predviđanje značajno povećava vjerojatnost da će zaista biti potrebni jer oni reduciraju rizik "praznog hoda" investicije.
- manji i brži moduli u pravilu zahtijevaju puno manje naprezanje financijskog kapitala (npr. dodavanje jedne dodatne jedinice na sličnih 100 postojećih umjesto npr. dvije velike jedinice, uzrokuje povećanje ukupnog kapitala za 1%, a ne za 33%)
- postrojenja sa kratkim vremenom upravljanja mogu biti izgrađena modularno u malim blokovima da bi se još egzaktnije odredila potreba [Lit. 219.]

Posljednja točka je toliko očita da se često preskače u analizama, a mora se navesti da navedeno dodavanje modula postiže uštedu na tri različita troška: troškovi povećanog vremena upravljanja (vjerojatno i povećanje sveukupnih troškova) centralnih sredstava, troškovi neiskorištenog kapaciteta koji dostiže stvarno opterećenje, te previše izgrađeni kapacitet koji ostaje neiskorišten.

### 2.9.8.7. Financijski rizik

Kao što je već ranije rečeno, kraće vrijeme i manji modularni kapaciteti mogu smanjiti graditeljev financijski rizik, a potom i tržišne troškove kapitala, ali također postoje i ostali razlozi koji uzrokuju baš suprotne zaključke, tj. kraće vrijeme upravljanja:

- znači manju akumulaciju sredstava, te manji interes ulagača za vrijeme izgradnje, manji dotok novca u budućnosti, ali i pozitivno manje promjene cijene troškova za vrijeme izgradnje [Lit. 221.,222.]

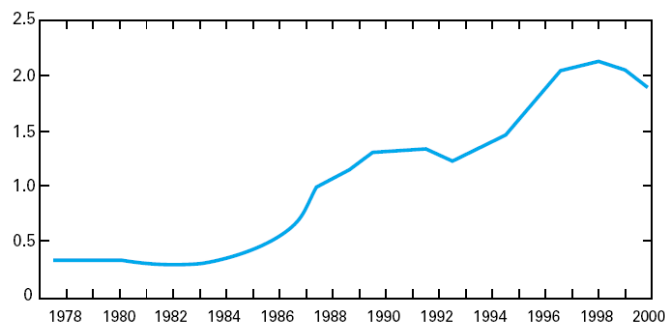
- znači da uslužna služba ne mora čuvati puno kapaciteta sa svojom konstrukcijom, koji koštaju dosta novaca i povećavaju financijski rizik, sa ciljem zadovoljenja rastućega povećanja u određenom vremenu.
- znači da jedinice mogu pojedinačno ranije startati u pogon i početi zarađivati, a da se ne čeka završetak izgradnje svih kapaciteta.
- omogućuje kompanijama duže prilagođavanje na rad nakon što su eventualno uključili velike jedinice (nakon duge i skupe izgradnje).
- omogućuje kompanijama da izbjegnu povećanje financijskih troškova koji se mogu pojaviti kada firma krivo procijeni financijsko predviđanje.
- smanjuje teret na službu vođenja toka novca koji se pokazuju kao indikatori posebnih financijskih udjela, odnosa dugova i dionica, te raznih interesa.
- može smanjiti inicijativu i snagu pregovaranja tvrtki za pojedine radnike, jer u suprotnom bi njihove neophodne sposobnosti i vještine mogli njima dati znatnu prednost ili rastegnuti proces izgradnje u daljnju budućnost. Ovo se dogodilo u SAD, kod izgradnje plinovoda kroz Aljasku (eng. Trans Alaska Pipeline System), a kasnije i kod brojnih nuklearnih elektrana.
- odnosno, općenito manja postrojenja mogu imati manje nametljiv utjecaj na pitanje smještaja u prostoru. [Lit. 223.] S ovim se može izbjeći situacija da pojedine službe tražeći najbolju lokaciju postrojenja naprave još veći problem, tako da cijeli projekt izgleda još veći i lošiji za susjedstvo, što može i pojačati sve slijedeće vrste otpora, pa čak i od političara, što bi moglo uzrokovati daljnje odgode donošenja odluka o mjestu i izgradnji.
- općenito, smanjuje se rizik izgradnje imovine s tehnologijom koja je možda već sada zastarjela.

Prvih pet točaka dolazi iz iskustva studije iz 1985. godine od Los Alamos National Laboratory [Lit. 217.], te iz studije za tvrtku Pacific Gas & Electric Company u Sjevernoj Californiji u 1980. godinama. Oni su analizirali kako će vrijeme upravljanja, planiranje, ishođenje dozvole, izgradnja postrojenja elektrane, te financijski i računski troškovi vremena upravljanja (prema realnom porastu cijena i interesu uloženog kapitala) utjecati na ekonomsku vrijednost za 20 godina unaprijed, a da bi se razjasnila mogućnost odluka primijenilo se kalkuliranje. Sa ciljem da se izbjegne model dužeg vremena upravljanja koje je riskantnije i skuplje, oni su simulirali financijsko stanje službe i postavili pitanje koliko bi novca trebalo za isplatu konstrukcije postrojenja kao funkciju svoga vremena upravljanja sa ciljem da se postigne jednaka financijska objektivnost. Sva ova istraživanja jasno pokazuju da što je duže ili skuplje stvarno vrijeme upravljanja, veći su troškovi, pa je stoga skuplje postrojenje sa kratkim vremenom upravljanja koje bi moglo kompenzirati ovakav rad postrojenja sa dužim vremenom upravljanja.

Ipak, ovakvo mišljenje je dosta konzervativno [Lit. 217.] jer prihvaća za gotovo sve koristi koje donosi kratko vrijeme upravljanja. Naime, ono pretpostavlja budućnost bez ikakvih iznenađenja, tj. predvidivu budućnost, a tu nema neočekivanih promjena u regionalnom ekonomskom razvoju, cijene goriva, vremena upravljanja, posebne privatne proizvodnje, aktivnosti koje mogu dovesti do protivnosti sa poreznom obvezom ili do utjecaja dioničara kada se primjenjuje izvorni plan. Stoga, tzv. četverostruka prednost koja je procijenjena kod

postrojenja kratkog vremena upravljanja ne ovisi o fleksibilnosti koje postrojenje kraćeg vremena upravljanja nudi prema budućoj neizvjesnosti. Posebni testovi učinka iznenađenja ( $\pm 100\%$  promjena u zahtjevu za snagom), pod različitim varijantama drugih pretpostavki, potvrđujući u mnogim slučajevima da će postrojenja sa kratkim vremenom upravljanja će konstantno povećavati dobit ili smanjivati penale raznih iznenađenja, te nadalje povećavati vrijednost kratkog vremena upravljanja. [Lit. 217.] Spomenuta studija Los Alamos National Laboratory pokazuje da postrojenja sa 3 do 4 puta kraćim vremenom upravljanja mogu naglo (preko noći) povećati svoju vrijednost (u  $\$/kW$ ) čak i do tri puta po kW, a prihod ostaje jednak, uzimajući u obzir otpornost na razna iznenađenja, što zaključno daje bolje financijsko izvođenje uložene investicije. Većina distribucijskih izvora ima vrijeme upravljanja znatno kraće nego što su analizirane najmanje vrijednosti, npr. 2,5 godine, 2,5 mjeseca, tjedana ili dana za instaliranje postrojenja. Zapravo, izgradnja cijele konstrukcije teži prema idealnom cilju, a to je izgradnja postrojenja "preko noći". Sada se dolazi do ključnog pitanja, a to je da ako je isplativost rezultat svih dosadašnjih studija i analiza različitih pristupa investiranja u proizvodna postrojenja, onda se može očekivati i za investicije u strukture elektroenergetske mreže.

Za ova pitanja mogu se prikazati rezultati razmatranja prema iskustvu u SAD. Naime, SAD su često investirale čak i dvostruko na proizvodna postrojenja, nego na mrežu. Za vrijeme 1978. godine, kada je bilo vrijeme izgradnje velikog broja nuklearnih postrojenja, službe SAD su investirale samo jednu trećinu investirane vrijednosti za elektroenergetske mreže u odnosu na ukupan iznos investicije za proizvodna postrojenja. Tek kasnije prema Slici 43. vidi se da su od sredine 1980. godina, postale dominantne investicije za elektroenergetske mreže, čak i prije nego su novi proizvodni kapaciteti počeli biti privatno financirani i u privatnom vlasništvu. [Lit. 239.]



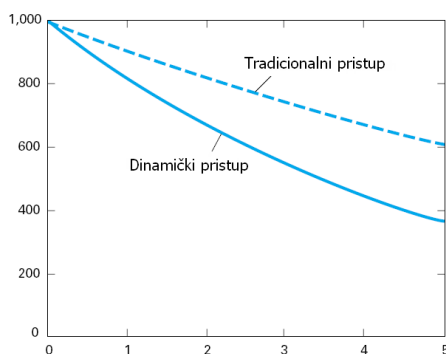
*Slika 43. Promijena odnosa uložene vrijednosti investicije elektroenergetske mreže u odnosu na proizvodna postrojenja*

Prema tome, počinje se u novije vrijeme dvostruko više kapitala investirati u elektroenergetsku mrežu nego u proizvodnju, tako da su pojedine distribucijske tvrtke gotovo sve investirale u mrežu, a ništa u proizvodnju. Još je teže točno predvidjeti potražnju za električnom energijom za mala područja jer ima malu promjenu opterećenja i znatno je podložno prohtjevima individualnih velikih potrošača, sektora ili susjedstva, nego što je to za cijeli uslužni elektroenergetski sustav, koji teži zadovoljenju pretpostavljenog prosjeka između razlika potrošača, sektora i regija.

Ovdje se dolazi do ključnog problema investicije, odnosno financijskog rizika, a to je točno predviđanje potražnje za energijom za cijeli elektroenergetski sustav. Ovo je 1997.

godine, prema zaslugi energetskog ekonomiste i analizatora sustava Thomasa Hoff razrađeno i prikazano sa odgovarajućom formom analitičkog rješenja, gdje je pojednostavljeno prikazano mijenjanje rasta potražnje prema stohastičkim binarnim koracima koje se također može analizirati sa raznim teorijama. [Lit. 224.] Ovo rješenje može postići da distribuirani izvori postanu jeftiniji nego raširena nadogradnja mreže ili proširenje proizvodnje, što je suprotno od izvedenog zaključka kada se potražnja promatra statički kroz niži, srednji i viši stupanj rasta potrošnje, radije nego kao dinamički zatvoreni proces. Za objašnjenje treba promatrati slijedeću situaciju. Zbog dužeg vremena upravljanja, veća je nesigurnost zahtjeva za snagom, i ukoliko je u bilo kojoj godini vjerojatnost 50% da će se zahtjev povećati (do maksimalne potrošnje do margine pričuve), tada je na 10%/godini pravi omjer sniženja, tj. 1.000 \$ postrojenje ima manju očekivanu vrijednost, odnosno što duže je vrijeme upravljanja, to postaje manje vrijedno. To je naročito točno ukoliko je rast zahtjeva promatran kao dinamički proces, Slika 44. [Lit. 225.]

Očekivana vrijednost postrojenja (\$)

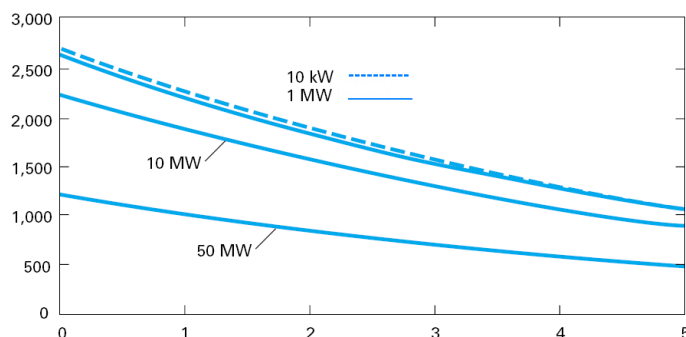


Duže vrijeme upravljanja postrojenja (godine)

Slika 44. Opadanje vrijednosti postrojenja s obzirom na povećanje nesigurnosti potražnje kod postrojenja sa većim vremenom upravljanja

Suprotno ovome, prema Slici 45. pokazuje se da su manje investicije sa kraćim vremenom upravljanja financijski vrijednije. [Lit. 225.]

Proračunata vrijednost uloženog kapitala (\$/kW)



Vrijeme upravljanja postrojenja (godine)

Slika 45. Veća vrijednost manjih postrojenja sa kraćim vremenom upravljanja



Ovdje se u skladu sa prethodno navedenom studijom Los Alamos da se proizvodna postrojenja za vrijeme vođenja do 2,5 godine, jednako ponašaju na isti način do nulte vrijednosti vremena vođenja, što se jednako odnosi za aplikacije elektroenergetske mreže. Nadalje teorija Thomasa Hoffa brojčano iskazuje dodatne vrijednosti malih modula koji bolje odgovaraju na rast promjenjivog zahtjeva za snagom, a analitička jednadžba (90) za prikaz rješenja vrijednosti glasi:

$$E = I \left\{ 1 + \left( \frac{p}{d} \right) \left[ 1 - \frac{1}{\left( 1 + \frac{d}{p} \right)^{N-1}} \right] \right\} \left( \frac{1}{1 + \frac{d}{p}} \right)^{T-L} \quad (90)$$

gdje je:

E = očekivana trenutna vrijednost troškova

I = ukupni investicijski trošak svih povećanja postrojenja

L = vrijeme upravljanja jedinica (u godinama), za koje se pretpostavlja da se razlikuje samo prema trošku (ne po kapacitetu)

p = vjerojatnost da će se zahtjev za snagom povećati na predviđenu razinu

d = stvarni postotak sniženja (u decimalnom formatu, godišnje)

T = broj godina prije zahtjeva za rastom sa najvećim mogućim postotkom (sa rastom na svim mogućim nivoima) s tim da se koristi sav raspoloživi kapacitet (pretpostavlja se  $T > L$ )

N = broj jedinica koje su potrebne da bi se postiglo željeno povećanje u kapacitetu

Izraz ispred znaka multiplikacije označava korist modularnosti, dok drugi izraz pokazuje korist od upravljanja kratkog vremena, a obje vrijednosti su posebno moćne u kombinaciji. Ovo će se dogoditi kada mali moduli budu također imali skraćeno vrijeme upravljanja, tako da su ta dva atributa radije povezani nego nepovezani, a što se često događa u praksi.

## 2.9.8.8. Dosadašnja postignuća u svijetu

Izgradnja pametne mreže je do sada započeta u mnogim zemljama u svijetu, te također i zauzimanje stavova o njoj kao i njenim mogućnostima, ali u skladu sa gledištima vodećih stručnjaka u svakoj zemlji posebno. Tu se susreću različita mišljenja i interesi, te je stoga potrebno pogledati usporedbu razvoja preoblikovanja elektrodistribucije sa regulirane proizvodnje na deregulirani način proizvodnje električne energije (odnosno preoblikovanja cijele elektroprivrede) nekoliko poznatijih, ali prostorno udaljenijih država. Tu je prikazana usporedba Indonezije, Južne Afrike, Meksika i Australije, Tablica 11. [Lit. 292]

Situacija	INDONEZIJA	JUŽNA AFRIKA	MEKSIKO	AUSTRALIJA
SADAŠNJI ENERGETSKI SEKTOR	Samo je proizvodni sektor djelomično liberaliziran, sve ostalo; upravljanje sustavom, prijenos i distribucija je pod monopolom državne javne kompanije PLN (Perusahaan Listrik Negara)	95% proizvodnje i opskrbe potrošača izvodi Južna Afrička državna kompanija ESKOM koja ujedno opskrbljuje 45 % potrošnje cijele Afrike.	Cijeli električni sustav je pod monopolom državne kompanije CFE (Comision Federal de electricidad)	Dva neovisna i fizički odvojena tržišta na istoku – NEM (National Electricity Market), na zapadu WEM (Wholesale Electricity Market)
GLAVNI IZVORI ENERGIJE	50% ugljen, 20% plin, 10% nafta, manji dio je geotermalna energija i hidro energija	99% je ugljen, 1% je bioenergija i hidroenergija	Preko 50 % je plin, onda nafta, ugljen, biomasa, hidroenergija, 2,5 % OIE	Preko 60% je ugljen, 20% plin, hidroenergija, 7% OIE.
PLAN RAZVOJA INFRA-STRUKTURE	Ciljevi su povećati proizvodnju, odnosno slijedeće: 1) zadovoljiti rast potrošnje 2) napojiti sve udaljene točke u Indoneziji 3) povećati kapacitet rezerve 30 do 40 % 4) izbjeći proizvodnju na osnovu nafte	Kritika – razvoj bez odgovarajućeg sveopćeg eneretskog plana. Predviđanje od 17800 MW OIE, ali i 9600 MW nuklearne energije.	Otvorena mogućnost razvoja za sve: - razvoj mreže za nove projekte - promocija OIE - održanje pouzdanosti sustava - objava tehničke i ekonomske optimalizacije - objava strategijskih politika i donošenja investicijskih odluka	Cilj – postići 23% OIE do 2020.g. solarna energije i vjetro energije - smanjenje emisije štetnih plinova, uz što manje troškova

<p>MOGUĆNOSTI I PROBLEMI INTEGRACIJE OIE</p>	<p>1) očekuje se povećanje proizvodnog kapaciteta za 45 % u sljedećih 10 godina! Ovdje se zadržava primjena ugljena kao glavnog goriva u proizvodnji el.en. 2) veliki broj udaljenih izoliranih područja bez el.en. – moguća primjena OIE. 3) ukupni razvoj zahtijeva veliku proizvodnju – mogući razvoj i primjene OIE.</p>	<p>1) promatraju ugljen kao glavno gorivo u kombinaciji sa hidro energijom, uopće ne vide OIE kao mogućnost glavnog energenta, nego kao male neznčajne snage u sustavu.</p>	<p>1) OIE mogu sudjelovati u ukupnoj proizvodnji, ali se strogo uvjetuje regulacija (smanjenje/povećanje) proizvodnje prema instrukcijama automatskog dispečera. 2) dopušta se pojedinačnim proizvođačima da instaliraju kapacitete preko 500 kW i priključe se na el. mrežu, ali uz tri uvjeta: definiranje A) mrežno mjerenje B) mrežno plaćanje C) plan ukupne prodaje el.en.</p>	<p>1) između 2009-2015.g. 1,5 miliona domaćinstava je instaliralo solarne panele, što je oko 8% ukupne proizvodnje 2) plan je do 2036.g. instalirati 20 GW OIE, što bi iznosilo 14% ukupne proizvodnje. 3) u 2017.g. forsiraju se nova pravila za mjerenje el.en. OIE. – daljinsko A) očitavanje B) uključivanje C) isključenje</p>
<p>SMART TEHNOLOGIJA</p>	<p>Ministarstvo: 1) OIE – samo pilot projekti 2) Foto naponi moraju imati minimalnu veličinu od 15 MW, što je zapravo ne odgovarajuće za male otočne sustave. 3) cijena el.en. 0,06-0,19 USD /kWh prosjek 0,105 USD /kWh. 4) cilj – smanjiti troškove proizvodnje el.en. kod OIE. 5) plan Indonezijske vlade je smanjiti potrošnju energije za 17% do 2025.g. sa učinkovitim mjerenjem.</p>	<p>1) u tijeku je eksperiment sa (9) devet projekata sa pametnom mrežom. 2) Južna Afrika je bogata sa prirodnim bogatstvima ugljen, uran, tako da im nije nužno forsirati OIE.</p>	<p>1) promoviranje integracije čiste energije 2) modernizacija mjerenja u sustavu – naročito u urbanim sredinama, gdje su veći gubici 3) plan do 2050. g. "čista" energija će biti 50% ukupne proizvodnje el.en. 4) plan – također smanjiti ukupnu potrošnju energije za 42%.</p>	<p>1) obvezno uvođenje pametnog mjerenja, odnosno sve mora biti digitalno za optimalizaciju operacijskih procedura. 2) ministarstvo energetike, definiranje: A) cijene mrežne distribucije B) uvođenje naprednih mjerenja C) svim potrošačima bolji pristup podacima D) upoznavanje sa mehanizmom zahtjev-odgovor. Cilj: Postići da odgovarajuće opterećenje prati odgovarajuću vrstu proizvodnje.</p>

Tablica 11. Usporedba integracije obnovljivih izvora energije  
Indonezija, Južna Afrika, Meksiko i Australija

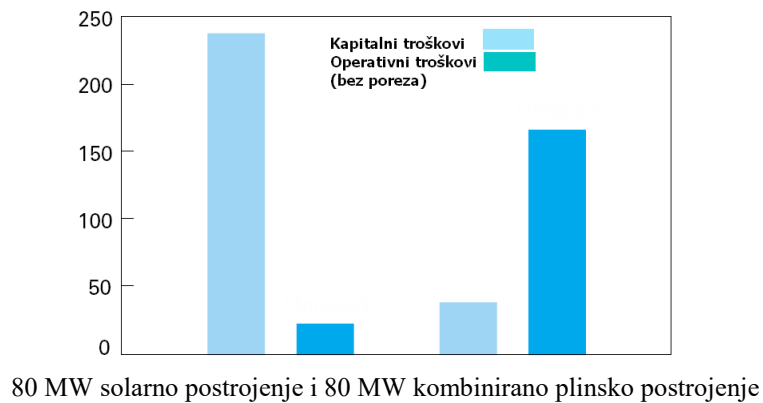
Dakle, ova prikazana tablica govori da su za integraciju obnovljivih izvora energije (OIE) i primjene pametne tehnologije, najviše angažirana Australija, Meksiko, pa Indonezija, a gotovo ni malo Južna Afrika. Razlog leži u tome što je Južna Afrika izuzetno bogata sa rudnim bogatstvima i to prvenstveno sa ugljenom, ali također i sa uranom, što povlači planiranje proizvodnje i korištenja ogromnih kapaciteta nuklearne energije koja se u svijetu sve manje koristi. [Lit. 292.]

## 2.9.9. Faktori promjenjivosti

### 2.9.9.1. Promjenjivost cijene električne energije

Kada je cijena goriva konstantna to je velika prednost, a to je zapravo prednost obnovljivih izvora energije, koji ne koriste posebna goriva, niti ekstremno učinkovite izvore, kao što su to gorivne ćelije ili neke vrste kogeneracije, koje koriste malo goriva po jedinici proizvodnje. Analogno tome, kombinacija okretno plinske turbine također pokazuje svoju prednost u usporedbi sa običnim kružnim ili parnim turbinama. Odnosno, izvori sa malim odnosom varijabli prema stalnim troškovima uzrokuju manje promjene troškova i stoga potiču više popularnih sniženja cijena. Ovo je važno jer je udio varijabli prema stalnim troškovima neusporedivo različit, npr. za plinske turbine u odnosu na foto naponska postrojenja, Slika 46. [Lit. 227.].

Ukupni troškovi za razdoblje preko 30 godina (miliona \$)



Slika 46. Različite strukture troškova za različite tehnologije

Prikazani odnos na prethodnoj slici je često vrlo učinkovito povećan sa poreznim promjenama i daljnje pogoršano sa proračunima i finansijsko – tržišnim promjenama. S drugog gledišta, veliki nepovratni troškovi, za koje se mislilo da su stabilni, postaju nepopustljivi, naročito ako je cijela stvar prevelika i ukorijenjena na jednom mjestu. Izvori koji su dvostruko modularni i imaju potrošnju "nula" goriva (obnovljivo ili kogenerativno) nude najbolje za obje solucije – promjenjiv kapital investicije da bi se zadovoljile rastuće potrebe i sa mogućnošću pregrupiranja, ali bez izlaganja kasnijim promjenama cijene goriva.

Jednaka finansijsko – ekonomska logika koja vrednuje različite izbjegavane promjene cijene goriva primjenjuju se također na tržišne vrijednosti električne energije čije cijene su konstantne ili približno takve. Mnogi kupci prirodnog plina su spremni platiti kompaniji dobavljaču 5-6 % veću premiju samo da bi im se osigurala konstantna cijena plina ili ekvivalentno, kupiti posebno policu osiguranja za cijenu električne energije. U skladu s tim postoji tzv. "zelena" polica cijene, koja garantira kupcima foto naponske snage da će za svojih 15% skuplje premije, dobiti svoju električnu energiju po konstantnoj cijeni dok se za ostale kupce cijena električne energije podiže iznad "zelene cijene", te je dijelom izolirana od bilo kojeg povećanja. Kao primjer, može se navesti da u SAD, u Texasu, tvrtka Austin Energy Green Choice garantira konstantnu električnu cijenu za 10 godina, napajajući se sa nepromjenjivih

0,0285 \$/kWh premije, umjesto promjenjive cijene goriva, koje može dostići napajanje "zelene" energije. Odnosno, ukratko, što je više električne energije posebno odvojeno od ostalih svojih atributa, te što je više konstrukcijskih i fizičkih tokova postignuto, to postaje veća vjerojatnost da potrošači smanje svoj rizik i odaberu veću, ali konstantnu cijenu električne energije koja je iznad niže cijene, ali vrlo promjenjive. Ova eliminacija rizika cijene goriva pokazuje posebnu vrijednost obnovljivih izvora, a odgovarajuće sniženje cijene za oba načina od oba izvora, trebala bi u principu prihvatiti ove vrijednosti, ali samo ako je posvećena velika pažnja plaćanju ne samo promjenjivosti cijene, nego i visokoj nesigurnosti stanja bez goriva, što je važan uvjet.

### **2.9.9.2. Raznolikost goriva**

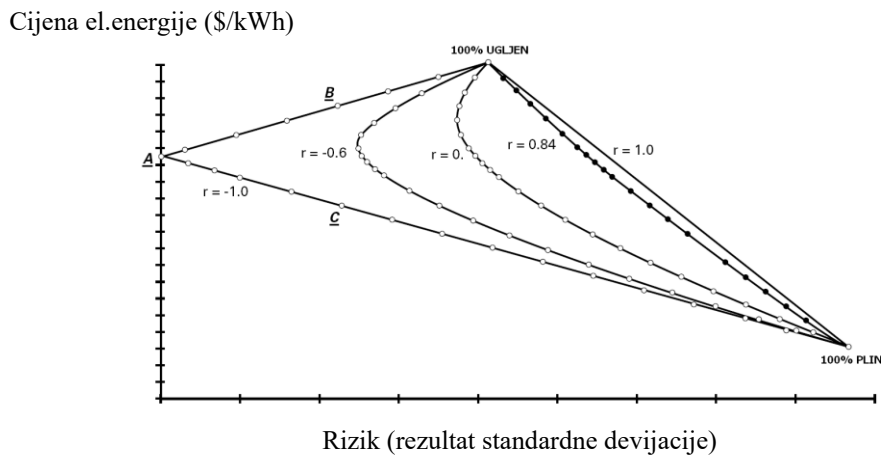
Mnoge različite tvrtke i stručne službe promatraju raznolikost goriva u polju energetike sa sklapanjem ugovora za isporuku goriva sa opskrbljivačima iz različitih regija, i korištenjem različitih goriva. U oba slučaja, cilj je napraviti poseban pojedinačni tržišni poremećaj slično onome kada se dogodi prekid napajanja. Ovaj prekid može uključivati u sebe i prekid plinovoda, prekid opskrbe željeznicom, prekid opskrbe ugljenom, gomilanje smrznutog ugljena, prekid dovoza goriva brodom zbog velikih udaljenih dijelova svijeta.

Kao primjer može se navesti situacija na Novom Zelandu, godine 1991/1992. kada je vodostaj rijeka bio najniži u proteklih 60 godina, što je bio negativni rekord za cjelokupni hidroenergetski sustav, a njihovi "suhi" generatori su bili  $\frac{3}{4}$  cjelokupne snage kompletne države. Distribucijske kompanije morale su koristiti različite načine racionalnosti, smanjenja opskrbe i metoda sniženja cijena da izađu na kraj s tom situacijom. Čak su uspjeli za 20% smanjiti potrošnju sa signalima o sniženju cijene opskrbe preko mreže za sedmerostruki iznos. [Lit. 228.]

Nadalje, treba pravilno sagledati pojam raznolikosti koje ima kompletno različito značenje u financijsko-ekonomskom smislu, nego u inženjerskom smislu. Obje raznolikosti su važne, ali samo kao komponente, a ne kao zamjene. Laički rečeno, inženjerska raznolikost kontrolira napajanje i omogućuje rasvjetu, a financijska raznolikost štedi novac. [Lit. 228.] Zemljopisna raznolikost također doprinosi boljoj situaciji i korištenju raznolikog goriva, ali ne mogu učinkovito zaštititi protiv sustavnog rizika, npr. povećanje cijene nafte i cijene ugljena, jer je dokazano ako se poveća cijena jednog, onda se poveća i cijena drugoga. Dodatni sustavni rizik bi mogao doći od poreza na ugljen, koji bi mogao utjecati na sva kruta goriva, ali ne jednako, nego dvostruko više na ugljen od prirodnog plina. Kao primjer treba spomenuti situaciju u SAD, 1992. godine, kada je 70% sveukupnog goriva bilo promatrano prema cijeni plina, a sve ostalo gorivo pored nuklearnog je bilo veoma dobro povezano sa cijenom plina. Poslovni svijet je pokušao eliminirati ovaj problem sa zadržavanjem samo obnovljivih i nuklearnih kapaciteta, ali ih je cjelokupna distribucija podsjetila na rizik ne dovoljnog oporavka od velikih troškova za korištenje snage na tržištu, a koji su jako povezani sa cijenama prirodnog plina. Za posljedicu se dogodilo to da je nakon skoka cijene plina u 2000. i 2001. godini, dosta firmi bankrotiralo.

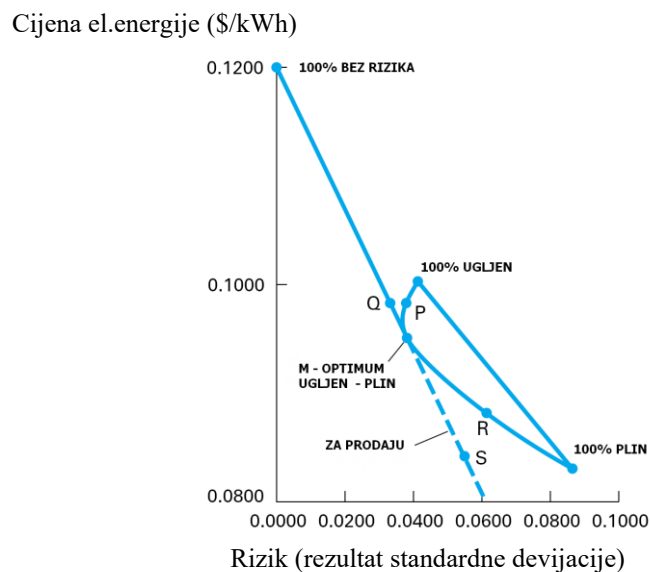
Osnovni koncept između ugljena i plina je onaj koji pokazuje optimalnu točku između njih, a može se na osnovu velikog iskustva raznih distributera zaključiti slijedeće: Dodavanjem plina na sve ukupni resurs ugljena smanjuje troškove, ali postoji gotovo linearno takav rizik da se neće dogoditi utjecaj resursa plina na pretjeranim količinama. Ovo je zbog toga što plin košta

manje nego ugljen, ali ima zato promjenjiviju cijenu (ovo pokazuje standardna devijacija velikog broja cijena iz prošlosti), te onda dva efekta ponište jedan drugoga jer su njihove cijene povezane sa približno 84% povezanosti, što pokazuje krivulja na Slici 47. [Lit. 228.]



Slika 47. Odnos udjela ugljena i plina i njihov utjecaj na cijenu plina (teorijski)

Prema Slici 47., ako se teorijski, (odnosno netočno) pretpostavi da su cijene plina i cijene ugljena u potpunoj anti suprotnosti, kada jedan raste drugi proporcionalno pada. Sad se može stvoriti savršeni odnos resursa, sa pomicanjem točke B prema točki A. Na točki A je udio 65% ugljena i 35% plina, cijena je otprilike jednu četvrtinu niža od originalne cijene resursa ugljena, ali je rizik na nuli. Za usporedbu, točka C je puno bolja od točke B jer za jednaki rizik ( $r = -0,6$ ) imaju nižu cijenu električne energije. Naravno, nemoguće je naći takav resurs da njegova cijena bude u potpunoj anti suprotnosti cijene ugljena. No kao prvi korak, obnovljivi i učinkoviti izvori imaju cijene koje bi trebale biti više ili manje potpuno suprotne od cijene ugljena. Uzimajući u obzir ovu riskantnu tehnologiju, čak i u velikim razmjerima, osigurava se značajan argument moguće zamjene plina umjesto ugljena, Slika 48. [Lit. 228.]



Slika 48. Utjecaj obnovljivih izvora može smanjiti cijenu resursa i rizik promjene cijene

Na Slici 48. točka M predstavlja mješavinu od 70% ugljena i 30% plina, a bez obnovljivih izvora energije. Tek sa dodavanjem manje komponente obnovljive energije položaj se mijenja na točku Q, što je oko 15% obnovljive energije, 60 % ugljena i 25% plina sa nižom cijenom i nižim rizikom nego svi resursi ugljena. Također, moguće je da mnoge ostale trgovine koštaju manje od nerizičnih, ali prodajnih mogućnosti što zapravo košta 100% obnovljive resurse na lijevom gornjem kutu. Nadalje, dok se cijena i rizik redukcije mijenja od točke P do Q, obnovljivi izvori će također osigurati ostale vrijedne koristi, poput modularnosti, fleksibilnosti, pregrupiranje, kratko vrijeme upravljanja i zaštita od mogućeg budućeg poreza na ugljen ili prekide opskrbe. Daljnji ugovori i mehanizmi bi morali omogućiti pokretljivost sa točke P ili R do točke S, a razlika vrijednosti komponente obnovljivih izvora bit će tada razlika između odnosa rizika i cijene, sa resursima i bez resursa. No, bitno je napomenuti da ovaj rezultat, resurs poželjnoga dodavanja obnovljivih izvora čak i takav može biti skuplji, jer svaki proračun koji teži prema financijskom rješenju pokazuje da svaki optimalni resurs mora sadržavati neki rizik.

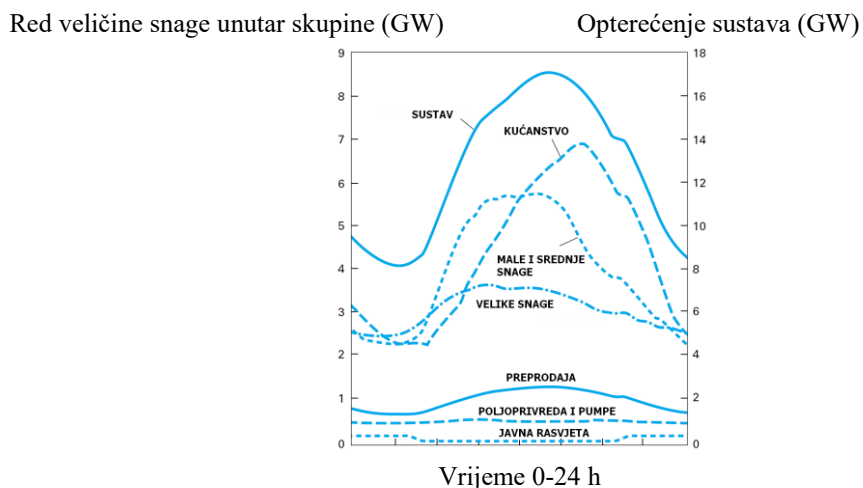
U ovome smislu točka S postaje optimalni financijski resurs kada je "posuđivanje" energije dopušteno i može postati rezultat nekoliko mogućih opcija gdje potrošač koristi ili prodaje ne rizičnu obnovljivu električnu energiju. "Zelene cijene" i ostalo odvojeno mešetarenje bi trebalo ponuditi mogućnost u restrukturiranju tržišta električne energije.

Posebna prednost smanjenja rizika dva načina distribuiranih izvora kod korištenja učinkovitosti i kogeneracije, je taj da oni osiguraju automatsko osiguranje protiv nesigurnosti u porastu opterećenja. To je zbog toga što se njihovi izlazi snage povećavaju u proporciji prema aktivnostima koje stvaraju potražnju. Ukoliko tvornica koristi ove izvore i dodaje posebno opterećenje, ili zgrada koja raspolaže s njima ostane otvorena duže satima, tada će rezultirajuće povećanje u zahtjevu biti oblikovano prema uštedi proširenog korištenja ili kogeneracijskom izlazu. Primjer, ukoliko se kod rasvjetnog tijela koje je opremljeno sa tehničkim poboljšanjima smanji opterećenje u Watima za 50%, pa ukoliko se drži uključeno dvostruko više sati, postići će jednaki postotak rasvjete, ali sa dvostrukom uštedom energije. Slično je kod kogeneracijskog postrojenja čije operacije ovise o zahtjevima za dodatno proizvedenom parom ili odlaznom toplinom iz gorivnih ćelija što će dodatno proizvoditi više električne energije kada je potrebno više topline, obično se oboje povećava više ili manje proporcionalno. Ovakvi izvori se razlikuju od konvencionalnog proizvodnog kapaciteta na dva načina. Prvi je pohranjivanje dobiti ili na drugi način se može reći da zarada od električne energije nije fiksna nego potrošna. Drugi način je da se širi u precizno određenim uvjetima u kojima ima veću ekonomsku vrijednost jer nagli porast opterećenja uzrokuje najveće udarce na postojeće izvore.

S obzirom na navedeno, ova dva načina distribuiranih izvora imaju bitne karakteristike na policu osiguranja, odnosno osiguranja protiv porasta potrošnje. Vrijednost takvog jednog osnovnog osiguranja može biti proračunata sa kalkulacijom sadašnje vrijednosti izgradnje i rada sa posebnim napojnim izvorima prilagođenima za prošireni i vrlo vjerojatno aktivni rast koji se može pojaviti. Prema [Lit. 223.] određena je generalizirana strana napajanja prema takvom osiguranju od porasta napajanja. U suštini, ovdje se otkriva da kada nesigurnost kod zahtjeva za snagom direktno utječe na zaradu tvrtke, tada modularni, kratko vremenski upravljivi izvori postaju vrijedniji jer će njihov brzi i kratki promjenjivi odgovor prema promjenjivim zahtjevima biti najvrijedniji u trenutku kada je najpotrebniji. Ovo je zbog troškova distribuiranih izvora koji

moгу biti jako povezani sa zaradom tvrtke pod posebnim tržišnim uvjetima, s napomenom da su distribuirani izvori dio velikih resursa koji ne mogu biti razdijeljeni.

Ovdje je još potrebno sagledati i vrijeme, naročito dnevno opterećenje, jer je opće poznato da različiti načini rasta opterećenja prave različite oblike opterećenja. Poznato je da mnogo teških industrija ima veliko vršno opterećenje preko dvije do tri smjene dnevno, većina komercijalnih opterećenja su vrlo velika preko dana i vrlo mala preko noći, i većina gradskih opterećenja ima vršna opterećenja prema kućnim rasporedima i klima uređajima. Iako svaka služba ima različiti način rada, a načini se mijenjaju tijekom godina, tako da je ovdje najbolje sagledati krivulju različitih opterećenja kao dnevni dijagram, [Lit. 229.]



Slika 49. Razni oblici opterećenja ovisno o vrsti potrošača

Na prethodnoj slici jasno se razlikuju potpuno različita opterećenja, od javne rasvjete koja je pravilno podijeljena kroz 24 sata, te poljoprivrednih strojeva i pumpi za navodnjavanje koja je gotovo jednolika kroz 24 sata; zatim preprodaja električne energije koja je najveća u vrijeme najvećeg opterećenja sustava (jer je tu najveći profit), tj. u podne; velike snage koje se odnose na tešku industriju koja se u pravilu ujutro zalijeće sa svojim radom, a poslijepodne smanjuje; male i srednje snage koje kulminiraju sredinom dana; kućanstvo koje pokazuje dnevni ritam ljudi kroz domaćinstva, te konačno sumarni prikaz oblika opterećenja cijeloga sustava.

Ovdje se može zaključiti, za bilo koji tip opterećenja, buduća potražnja se ne može promatrati kao sudbina nego kao izbor, i može biti izabran sa velikom fleksibilnošću sa korištenjem balansiranih resursa i dodatnih napojnih izvora. Pažljivim investiranjem za krajnji cilj učinkovitosti, menadžmenta opterećenja i elektro – termalne integracije (kao što je to kogeneracija ili termalno skladištenje), može izmijeniti veličinu i vrijeme potražnje kod skoro svakoga opterećenja za široki raspon opterećenja sa ciljem da se postigne željena usluga kvalitete sa najmanjim troškom. Može se generalno promijeniti rast opterećenja u stabilno opterećenje ili sažimanje, za bilo koje željeno vrijeme ili sveukupno, za svakoga potrošača ili skupinu potrošača, na bilo kojem geografskom dijelu, ukoliko će to na najjeftiniji način zadovoljiti potrebe potrošača. Prikazani oblici na Slici 49. su jako glatki jer su pokriveni sa pomoćnim napajanjem (agregatima). Oni utječu na vremenski različita trajanja opterećenja kroz razne tvrtke i službe preko cijeloga distribucijskog teritorija, kada različiti potrošači imaju



jednaku potrošnju u različita vremena i različitu potrošnju u jednako vrijeme. Ukoliko bi se analizirao mali dio distribucijskog sustava, naročito planirajući dio distribucijskog sustava, tada bi kod onoga područja gdje je napajanje sa pojedinačnim trafostanicama pokazalo da su krivulje opterećenja više zupčaste iz razloga što znatno manji broj potrošača ima pričuveno napajanje sa agregatima, što opet znači da je između njih manja različitost opterećenja. S obzirom da je cilj i zadatak svake distribucije da mora doći i napojiti svakoga potrošača, nužno je da se izgradi i mreža do najudaljenijeg potrošača. Obično je baš kod tih najudaljenijih potrošača najlakše izgraditi i instalirati nove distribucijske izvore. Za takve slučajeve, male jedinice očigledno omogućavaju veliku fleksibilnost u pružanju napajanja prema potražnji, za široku potrošnju i lokalno. Odnosno, što je više potrošnja usklađena prema lokalnom izvoru, to je bolje cjelokupno usklađenje. Gledano sa napojne strane izvora to je specijalan par jer je to specijalna dostava potrošaču sa cjelokupne električne krivulje posebnog oblika, odnosno omogućuje se ista usluga sa manje električne energije ili sa električnom energijom u različitom vremenskom rasporedu. Oni se mogu nadopunjavati sa distribuiranim dodatnim napojnim izvorima prema tome koliko koji potrošač treba, a najbitnije je postići prednost da ne žele svi jednako opterećenje mreže u isto vrijeme. Prikazana slika sa krivuljom opterećenja trebala bi se koristiti u pravilu samo kao osnova za planiranje sustava, jer su oni zapravo kreirani na osnovu odgovora na signale cijena električne energije i novih tehnologija koje često nisu optimalne za potrošača i napojni sustav. Nastajanje novog vremena sa cijenama je kao reduciranje ili sažimanje mnogih vršnih opterećenja koji nikada nisu bili tako tretirani, što će biti vjerojatno više tehnički nego osjećajno, sa korištenjem više učinkovitih razvojnih krivulja zgrada, javne rasvjete, opreme, itd. da bi se osigurao veći komfort sa manje hlađenja za vrijeme vrućih poslijepodneva ili sa manje zagrijavanja za vrijeme hladnih noći. Odnosno, namještanje opterećenja je praktičan ekonomski interes jer za razliku od klasičnih konvencionalnih izvora energije, veličina kapaciteta promjenjivih obnovljivih izvora energije čvrsto ovisi o odnosu između samog opterećenja i oblika raspoloživosti izvora. [Lit. 230.] Ukoliko se promijeni krivulja opterećenja, sa smanjenjem vrijednosti distribucijskih izvora na mjestima na kojima se nalaze, oni mogu biti prebačeni da bi sačuvali ili povećali tu vrijednost u sustavu, tako da mijenjanje krivulje opterećenja zahtijeva da se posebno ne razmatra ublažavanje izvora energije kao dodatni investicijski rizik. Također, ove vrijednosti obnovljivih energija će također ovisiti o vremenu kada mogu biti korištene i u kojem udjelu krivulje opterećenja sustava, jer će to odrediti vrijednost goriva i ostalih operativnih troškova koje oni mogu zamijeniti. [Lit. 231.] Tu je potrebno razmisliti o izlaznim oblicima snage i njihovom podudaranju sa tipičnim krivuljama opterećenja, za distribucijske izvore koji izvana ovise većinom o promjenama vremena. Nekim obnovljivim izvorima veoma dobro odgovara njihovo vremensko uključivanje prema tradicionalnim krivuljama opterećenja. Za primjer se može promatrati sjeverni dio Europe koji može imati istovremeno veliku potražnju električne energije i veliku brzinu vjetrova tijekom zime, odnosno, to znači da postoji više snage vjetrova baš kada je najpotrebnija. Ovdje se jednostavno nameće pitanje, koji se stupanj pouzdanosti može dati obnovljivim izvorima energije koji generalno odgovaraju zahtjevu opterećenja i njegovoj krivulji, ali su promjenjivi u svome napajanju? Odgovor bi mogao biti u tome da je to pitanje prvenstveno za individualne tipove obnovljivih elektrana koje samostalno nastupaju i može ih se promatrati kroz svaki moment. Ali najzanimljiviji i najmanje analiziran do sada je potencijal za kombinacije obnovljivih izvora energije i drugih izvora, npr. kombinacija vjetroelektrana i foto napona može ponekad potpuno

zadovoljiti potrebu krivulje opterećenja, odnosno može se dogoditi da nakon vrlo sunčanog dana i vršne vrijednosti snage fotokolektora, puše jak vjetar i sa vjetro turbinom postiže svoju vršnu vrijednost. [Lit. 232.] Kombinacija je izuzetno vrijedna ukoliko sadrži hidro energiju sa određenim kapacitetom skladištenja vode. Pokazuje se da je kod takve jedne kombinacije sustav vjetar - sunce – voda, potrebna vrlo mala pričuva proizvodnje zbog kapaciteta hidro akumulacije. [Lit. 230.]

### **2.9.9.3. Isprekidan dotok energije od obnovljivih izvora**

Sa stajališta čvrstog napajanja mreže vrlo je važno imati spoznaje o stalnom, odnosno konstantnom napajanju energijom iz određenih izvora, jer je ovdje kod obnovljivih izvora energije često slučaj prekinutog, tj. ne stalnog napajanja, poznatije pod izrazom intermitentnog napajanja (lat. isprekidan). Npr. solarna energija koju je moguće iskoristiti samo preko dana, može biti sputavana lošim vremenskim uvjetima, oblaci, kiša, snijeg, oluja, za vrijeme kojega se sa sigurnošću može reći da neće biti električne energije određeni broj sati koji opet ovisi od slučaja do slučaja. Kod energije vjetra, tj. vjetroelektrana, tu je situacija puno bolja jer vjetra može biti neprekidno od 0 do 24 h, i to danima, te puno više od toga. Prilagodljive su neovisno o smjeru vjetra za punih 360 stupnjeva, te mogu biti u prekidu isporuke električne energije za izrazito slab intenzitet vjetra ili suprotno za preveliki intenzitet koji bi mogao ugroziti stabilnost i sigurnost same vjetroelektrane, te se u tim ekstremnim situacijama isključuju iz pogona i odvajaju od elektroenergetske mreže.

Ipak, dosadašnja svjetska iskustva pokazuju da su tokovi energije obnovljivih izvora manje isprekidani nego što se pretpostavlja, naročito energija vjetroelektrana, što opet ovisi o geografskom položaju samih vjetroelektrana. Kao primjer može se uzeti iskustvo sa američke pacifičke obale gdje se nalazi veliki broj vjetroelektrana. Tu se pokazalo da cijelo ljeto rade sa 95% vjerojatnosti i da je samo 1% vremena rada vjetroelektrana palo ispod 1/6 prosjeka cijelog ljeta, što znači u dužini od najviše 10 sati. [Lit. 233.]

Za usporedbu sa isprekidanim napajanjem, glavni ispadi lakovodnih nuklearnih reaktora kasnih 1970 –tih godina su prosječno iznosili oko 300 sati prilikom jednog ciklusa potrošnje napunjenog goriva. Nadalje može se zaključiti da se uz skromnu količinu pohranjivanja energije svi obnovljivi izvori mogu pretvoriti u pouzdanog oprskrbljivača energije. Analize iz Danske, 1970-tih godina, pokazuju da bi pohranjivanje energije na period od 10 sati, omogućilo pojedinačnoj vjetroelektrani pouzdanost kao i nuklearnom lakovodnom reaktoru iz tih godina. [Lit. 234.] Iskustveno, veliki niz vjetroelektrana sa odgovarajućim brojem turbina, sa podrškom od 20 satne energetske pohrane, može bez problema podržavati od 150 MW do 250 MW snage vjetroelektrana. [Lit. 235.] Promjene toka količine energije obnovljivih izvora sve bolje se mogu predvidjeti tako da su sve bliže predvidivosti kao i konvencionalna goriva. S godinama su sve varijacije snage i energije postale sve manje i manje, tako da se prema [Lit. 236.], u Danskoj standardna devijacija za vjetroelektrane kreće od 9 do 10 %. Ovdje se osnovne metode zasnivaju na meteorološkim prognozama vremena za nekoliko dana, kao što to rade dispečeri hidroelektrana i prognozeri kratkotrajnih opterećenja, jer oblaci se mogu zadržati nekoliko dana ili čak tjedana, ali ne i mjesecima. [Lit. 237.] Veoma dobar primjer uspješne koordinacije dva različita izvora energije, energije vjetra i dizel agregata (kao pohrane energije) je na otoku St. Paul Island kod Aljaske. Tu je instalirano postrojenje od 500 kW snage, odnosno 225 kW snaga

vjetra i 2x150 kW snaga diesel agregata. Unatoč tome da se smatralo da će rad vjetroturbina iznositi sa 83% i čak sa 70%, u lipnju 1999. godine postignuta je raspoloživost od 99,88% i 99,93% za prve dvije godine rada, što je zapravo pokazatelj kako kombinacija dvije različite tehnologije može postići ekstremno visoku raspoloživost izvora snage. [Lit. 234.]

Slijedeći primjer je rješavanje problema isprekidanog rada prilikom promjene stanja vjetra u Velikoj Britaniji. Zbog velike površine, obnovljivi izvori su povezani u niz na stotinama kilometara, pa i više, te je stoga moguće doslovno "preskočiti" pojedinačno meteorološko vremensko stanje bez vjetra i napajati se sa područja gdje ima vjetra, a u osnovi uvijek negdje ima vjetra. [Lit. 215.] Ovakva široka disperzija vjetroelektrana nije uobičajena, ali je simultano malo po malo postala stvarna, tako da bi takva energetska mreža Velike Britanije mogla ekonomično proizvoditi više od polovice svojih ukupnih energetske potraživanja i na taj način početi zamjenjivati proizvodnju električne energije kojoj je osnova termičko zagrijavanje (npr. nuklearna energija, fosilna goriva). [Lit. 240.] Sama promjena vjetra može lokalno biti vrlo velika, te slučajna, odnosno preciznije rečeno, matematički kaos, koji može biti statistički predvidiv u općem generalnom obliku. [Lit. 241.] Ove varijacije su veoma dobro shvaćene i analizirani su svi potencijalni čimbenici globalne promjene klimatskih oscilacija. Odgovarajuće dizajniran sustav obnovljivih izvora energije može se nositi sa različitostima koristeći kombinaciju različitih izvora, odnosno parametara, te raznim zahtjevima za snagom. [Lit. 242.]

#### **2.9.9.4. Pouzdanost proizvodnje i pouzdanost mreže**

Po svemu što je do sada navedeno može se zaključiti da je tehnička raspoloživost različitih distribucijskih izvora vrlo visoka, odnosno 97 do 100 % za foto napone, vjetroturbine i gorivne ćelije. Prva dva izvora značajno ovise o brzini vjetra, odnosno meteorološkim uvjetima i nastaloj krivulji opterećenja, a gorivne ćelije prema osnovnoj potencijalnoj mogućnosti i nemogućnosti napajanja gorivom, slično tome sa odgovarajuće dizajniranim plinovodom, odnosno, u slučaju prekida napajanja plinovod može biti posebno napojen sa pričuvama plina u bocama. Ovo nije moguće kod električnih generatora, tj. da se poveća pouzdanost kod manje pouzdanih mreža. Prema statistici iz SAD, gotovo svi uzroci prekida napajanja dolaze iz mreže, a većina kvarova u mreži je u distribucijskim, a ne u prijenosnim mrežama. [Lit. 241.]

Čak je jednom i državna službena izjava glasila da je: "distribucijski sustav je odgovoran za cca 95 % svih ispada, problema s kvalitetom i ostalih razloga nezadovoljstva potrošača". [Lit. 244.] Analizom američke firme Pacific Gas & Electric Company u Sjevernoj Kaliforniji, [Lit. 245.] proučavajući široki raspon uvjeta od primorskog područja, preko planina, šuma, pustinja, te do urbanih sredina, utvrđeno je slijedeće:

- svaki prosječni potrošač nije imao napajanje oko cca 2,5 sata godišnje, što je vrlo velika raspoloživost (99,971%)
- najmanje 80% potrošača imalo je sate neisporučene energije u distribucijskim sustavima
- na 160.000 km distribucijske mreže, iskustveno je oko 20.000 kontinuiranih ispada godišnje

- na 32.000 km prijenosne mreže, iskustveno je oko 100 do 200 kontinuiranih ispada godišnje

Razlika između prijenosnih i distribucijskih ispada se odnosi na tri uzroka, a to je različite udaljenosti između vodova i razlike između vodova i zemlje; prijenosni vodovi su većinom čelično-rešetkasti, a ne drveni kao što je to slučaj u distribucijskim mrežama; prijenosni vodovi su većinom izvan naseljenog područja, tako da imaju manje dodira sa ljudima i raznim strojevima.

Prema američkoj firmi Pacific Gas & Electric Company za distribucijske sustave u 1995. godini, osnovni razlozi za ispađe u distribucijskim mrežama su: 24% greške opreme, 15 % zbog drveća, 12% životinje, 5% automobilski udarac u opremu, 9% meteorološko vrijeme i 25% nepoznatih vanjskih uzroka. Većina distribucijskih grešaka nastaje kod raznih spojeva i vodiča, a ne kod učvršćene opreme kao što su polovi faza i transformatori. [Lit. 245.]

Početno promatrajući, to izgleda dosta glatko, međutim iskustvo pokazuje drugačije:

- Kod više centraliziranih izvora povećava se rizik ultimativne nepouzdanosti opskrbe, jer je riječ o većim udaljenostima, većim naponima i strujama, veća je složenost i kompleksnost mreže da bi se došlo do potrošača.
- Distribucijski izvori imaju izuzetno visoki stupanj pouzdanosti ukoliko mogu biti pozicionirani blizu potrošača, jer onda se riskira sa najmanjom vjerojatnošću da budu prekinuti u napajanju.

Ove tvrdnje su istinite ukoliko su detalji pravilno dizajnirani, npr. priprema distribucijskih izvora da se isključe ukoliko je došlo do kvara na mreži na koju su priključeni, što je vrlo korisno za potrošače. Inače to nije potrebno, ali može ostati kao zajednička praksa. Nadalje, što su izvori više rašireni, to više ima veza između njih sa kojima su povezani, tako da su još više izloženi poremećajima, odnosno, sa smanjenjem dužine vodova, može se povećati broj međusobnih veza. Kroz veću topologiju raznih mreža moguće je više preusmjerenja i povratnih veza, te mogući je veći broj ispada zbog tolikog velikog broja veza, iako će svaki ispad zahvatiti vrlo malo potrošača i to za znatno kraće vrijeme. Zbog ovoga i ostalih razloga, ne može se jednostavno usporediti pouzdanost između sustava sa visokom centralizacijom i sustava sa veoma raširenim strukturama.

## **2.9.10. Izgradnja pametne mreže i operativnost**

### **2.9.10.1. Uvod**

Za pojašnjenje pojma mreže može se koristiti financijski pogled u SAD. Naime, osim što ulaže u nuklearnu energiju, elektro industrija SAD-a ulaže u sve ostale izvore energije oko 30 milijardi američkih dolara godišnje, a oko pola od toga odnosi se na prijenos i distribuciju i nazivaju to "mreža", što je u suprotnosti sa nekim stavovima da se koristi samo izraz prijenos. Sama granica između dva nivoa, odnosno dvije mreže, vrlo varira, npr. po američkoj tvrtki Pacific Gas & Electric Company, smatra se da je prijenos od 60 kV i više, a da je distribucija od 21 kV i manje, te da nema ništa između. Mnogo kompanija smatra da je distribucija od 13 kV prema nižim iznosima, dok neke da je to ispod 69 kV. Neke službe definiraju treći ekstra

visoki napon prijenosa samo za prijenos snage na velike udaljenosti. Tek zajednička federalna komisija (Federal Energy Regulatory Commission) [Lit. 246.], potaknuta od tvrtke Pacific Gas & Electric Company i vijeća Natural Resources Defense Council, daje rezultat da je 1996. godine, prihvaćena odluka o pravilima rada mreže kao zajedničkog nositelja, s ciljem funkcionalnosti, a ne definicije po nivou napona. U osnovi, prijenos prebacuje snagu nekome korisniku da bi ju on preprodao nekome, a on prodao na kraju nekome krajnjem korisniku, dok distribucija prebacuje snagu krajnjem korisniku koji ju radije troši, nego ju preprodaje. Ovaj pristup izbjegava bilo kakvu igru sa definicijama naponskih nivoa za vrijeme industrijskog restrukturiranja, a svi sadržaji o tipičnim prijenosnim i distribucijskim naponima prikazani su u posebnoj literaturi, npr. Willis & Scott, 2000 [Lit. 247.] Kod puno mreža, granica između prijenosa i distribucije tradicionalno se pojavljuje kod trafostanice koja se u pravilu napaja sa više naponskih izvora, ali napaja svako susjedno područje sa samo jednom radijalnom vezom. [Lit. 247.] Prema većini službi, odnosno računici koja kaže 70% [Lit. 248.] i u razdoblju od 1998. do 2000. godine za razne službe u posjedu privatnih investitora, gdje je čak 79% potrošeno na mreže u distribuciji. [Lit. 249.] Odnosno, jasno se vidi da je većina sjeverno američkih potreba za investiranjem kapitala našla svoje mjesto u distribuciji, što nije slučaj kod zemalja u razvoju. Nove distribucijske investicije su napravljene sa ciljem ne samo da napoje područje sa porastom potrošnje, nego da zamijene opremu kojoj se bliži kraj operativnog vijeka trajanja. Mnoge dugoročno ustanovljene službe su sa slično opremljenom opremom, što uzrokuje niz problema: neodgovarajući kapacitet, pregrijavanje, brze i prolazne kvarove, više propada napona i ispada, više žalbi potrošača, te su na taj način ozbiljna prijetnja uspjehu poslovnih ponuđača u tradicionalnom i natjecateljskom tržištu. U slučaju da potrošači primijete da se njihova mreža zanemaruje i ne održava kako treba, tada politička reakcija vlasti može biti tako snažna da ugrozi funkcioniranje cijelog posla i službe, što se skoro dogodilo u Čikagu, 1990. godine. [Lit. 249.]

### **2.9.10.2. Investiranje i gubici**

Sama distribucija se gradi po principu da se tradicionalno planira prema predviđenim zahtjevima i da se to zadovolji. Najbitniji je odabir metodologije kako za proizvodnju tako i za prijenos energije, a razlika je u tome da se predviđanje zasniva na izrazito lokaliziranim uvjetima kao što je to životna dob određenog transformatora ili kapacitet određenog rastavljača, nego opterećenje napajanog sustava. U stručnijem okruženju, proizlaze tri tržišne funkcije: funkcija tržišta za energiju, funkcija za svoju isporuku i za operativnu stabilnost mreže. Prema ovome, odnosno uvjetima lokalnog sustava, te utječući na dispečerove odluke kod distribucijske proizvodnje, tržišne cijene se određuju prema tržištu nabave (dostave) energije. [Lit. 250.] Tržište nabave za oba nivoa, prijenosni i distribucijski, te naročito za one koji su bliži distribucijskim izvorima, obično imaju veće oscilacije cijena nego samo tržište energije. To otvara velike poslovne mogućnosti za distribucijske izvore koji mogu zaraditi od samih izvora energije i vršnih cijena električne energije. Odnosno, prema ljestvici distribucijskih izvora, u dubini distribucijskog sustava pored potrošača nalazi se ljestvica koja omogućava tim izvorima mogućnost velike zarade sa vrlo dobrim uvjetima isporuke u stvarnom vremenu. Sposobnost distribucijskih izvora da ostvare ovu zaradu ovisi o prvobitnom razmještaju na pravilno mjesto i to napojeno u pravo vrijeme. Odgovarajući raspored ovisi o pažljivom odabiru

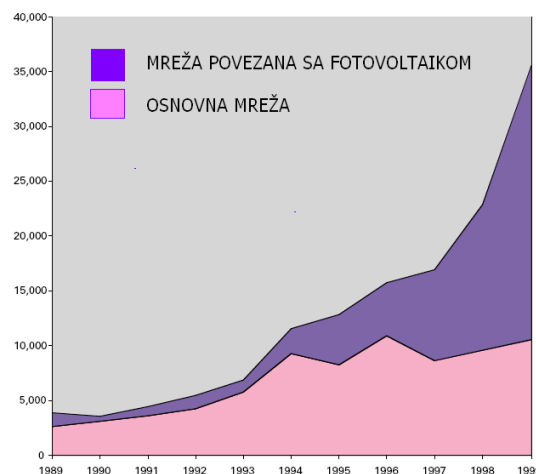
troškova mreže koje je moguće izbjeći, gubitaka, potreba zbog pouzdanosti i ostalih tehničkih potreba.

U pravilu postoje tri alternative:

- kod distribucijske trafostanice, provjera opterećenja transformatora i provjera pouzdanosti;
- kod distribucijske mreže, odgoda investiranja u opremu u mreži sa dokazivanjem pouzdanosti i kvalitetom napona;
- na prostoru potrošača, postizanje velike uštede u kapacitetu mreže i mrežnim gubicima, sa ponudom mogućnosti napajanja kroz ispade (beznaponska stanja) sa korištenjem vlastite lokalne proizvodnje (što je moguće i sa susjednim potrošačem u izoliranom otočnom radu)

Odnosno, prema dosadašnjem iskustvu, došlo se do zaključka da najraštrkaniji izvori mogu uštedjeti novac sa osiguravanjem velike različitosti i velike koristi u distribuciji. Neki primjeri, i to ne samo oni udaljeni, garantirano mogu sami opstati, odnosno ili da izbjegnu daljinsku proizvodnju, mrežu i troškove sveukupnog priključenja, ili da dokažu kvalitetu energije i pouzdanost pored postignute snage mreže. No, kao i uvijek, krajnji cilj većine distribucijskih izvora nije da premješta mrežu, niti da premješta proizvodne kapacitete, nego da optimalno razmješta i integrira proizvodne izvore i krajnje korisnike. [Lit. 250.] Ovo je sigurno istinito za sve proizvodne tehnologije osim foto napona, koji velikom brzinom postaju stvarnost, nego što je to bilo prije nekoliko godina, Prema podacima u 1990. godini, u SAD, samo je 3% foto naponom opreme instalirano u primjeni povezano sa mrežom [Lit. 251.], ali nakon toga za otprilike devet godina dolazi do skoro deseterostrukog povećanja, s obzirom da je kompletna oprema postala lakša za rukovanje, jeftinija za priuštiti, te općenito su se smanjile sve prepreke korištenja foto naponske opreme.

Godišnji porast proizvodnje u kW

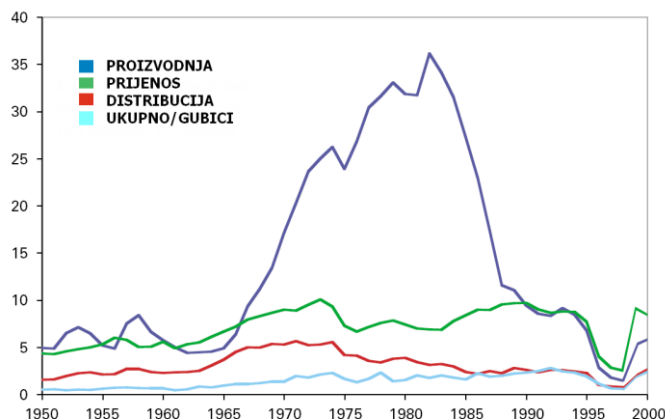


Slika 50. Usporedba proizvodnje osnovne mreže i proizvodnje mreže povezane sa foto naponom (fotovoltaikom)

Prema Slici 50., jasno se vidi porast izgradnje postrojenja sa foto naponom (fotovoltaikom) i povezivanje na osnovnu mrežu, a sa usporedbom vrijednosti godine 1989. i

vrijednosti iz 1999. godine, zaključuje se da se vrijednost povećala čak 20-tak puta. Ovdje je važno da je kapacitet mreže odgovarajući da bi mogao isporučiti željenu energiju i snagu, neto dobit bez gubitaka, s tim da se mora voditi računa o reaktivnoj komponenti i nužnoj kompenzaciji. S obzirom da isporuka radne i jalove snage ima svoju vrijednost, jednako kao i operativne komponente, mreža se može promatrati kao poseban integrirani stil, što je bolje nego promatrati ju samo sa isticanjem radnih troškova i gubitaka mreže u normalnom operativnom pogonu. Samim analiziranjem radnih gubitaka kod električne energije, s činjenicom da gubici određuju kapacitet mreže i da proizvodni kapacitet zahtijeva da se isporuči i zadovolji potrošačeva potreba, te s činjenicom da što je bliži izvor potrošaču, to su manji gubici koji se pojavljuju na trasi napajanja, cilj je postići smanjenje gubitaka u mreži, ali također i troškova. Za primjer se mogu navesti podaci za SAD iz 2000. godine koji su objavljeni u časopisu Annual Energy Review 2000, [Lit. 98.], gdje se navodi da za cjelokupnu električnu proizvodnju gubitak iznosi oko 5% snage proizvodnje, a oko 9% su gubici kod prijenosa i distribucije. Ovdje je značajno navesti da početkom 1990-tih godina, većina službi u SAD nije imala potpuno mjerenje veličina distribucijskog sustava [Lit. 252.], nego mjerenje jedanput mjesečno u područjima udaljenim od glavnih trafostanica. Naime, pretpostavljalo se da s obzirom da će potrošači dobiti račune za totalno sve ono što pokazuju njihovi maloprodajni mjerni uređaji, gubici uopće nisu promatrani, tako da uopće nije bilo bitno jesu li mjereni ili ne, tako da su dodatni mjerni uređaji zapravo bili nepotrebni trošak. Znači za stvarna ulaganja u mrežu bilo je najvažnije zadovoljiti potrošače i zaraditi određeni profit, Slika 51. [Lit. 252.].

Investiranje u milijardama \$ (bez nuklearnog goriva)



Slika 51. Investiranje u energetici u SAD u razdoblju od 1950. do 2000. godine

Prema Slici 51. jasno se vidi da je glavno ulaganje kod proizvodnih postrojenja što je bilo i za očekivati jer su tu najveće zarade, a tek onda investiranje u prijenos, pa potom u distribuciju. Ovdje je značajno da ulaganje drastično opada nakon 1995. godine, a nakon tih godina (posljedično) dolazi do poznate energetske krize u Kaliforniji u siječnju, 2001. godine, kada se zbog neinvestiranja u energetiku, nužno pokreću svi mehanizmi investiranja u proizvodna postrojenja i u mrežu. Također treba navesti podatak da prema dosadašnjim podacima oko 4/5 ukupnih investicija postojeće električne mreže SAD su kapitalne investicije, a 1/4 su operativni troškovi. Marginalne kapitalne investicije su isključivo uslužne i ovise o pojedinoj službi, ali naglašavaju važnost investiranja u mrežu i industriju kao cjelinu, naročito

sa pojedinih investicija određenih službi na određenim lokacijama, te njihova konstrukcijska proširenja. Mreže u pravilu koštaju manje ako se promatra njihov rad po kWh, a ne po energetske trafostanicama, koje često po principu svoga rada troše gorivo, sa puno pokretnih dijelova izloženih visokoj temperaturi što zahtijeva intenzivno održavanje i posebne troškove.

No, s obzirom da mreže dominiraju u ukupnoj investiciji službe, mreže trebaju biti važan dio u iskazivanju ukupne cijene električne energije.

Pored ulaganja u električnu mrežu, druga najvažnija stvar je računanje gubitaka i po mogućnosti njihovo izbjegavanje. Odnosno, smanjivanje opterećenja što uzrokuje dosta složeni učinak, tako da je važno početi analizirati od distribucijskog sustava, odrediti uštede gubitaka kroz distribucijski transformator trafostanice, te uštede gubitaka proizvodnje i napojnog voda, da bi se na kraju utvrdila ušteda gubitaka prijenosne mreže zasnovana na svemu navedenom. [Lit. 252.] Ova kalkulacija se u pravilu započinje na najvećoj udaljenosti od izvora prema samome izvoru energije. S obzirom da su distribucijski potrošači u većini slučajeva udaljeni od izvora energije, (pojedini su vrlo blizu), te sa svojim bližim položajem prema izvoru utječu maksimalno na smanjenje gubitaka.

Osnovna podjela gubitaka u mreži se dijele na slijedeće:

- Korona – ovi gubici se pojavljuju na prijenosnim vodovima visokog napona. Mogu biti veoma smanjeni sa dobrim dizajnom, ali ne mogu biti eliminirani osim ako se ne primjene niži naponi, koji bi zahtijevali deblje, veće i skuplje vodiče da bi se izbjegli nastali gubici zbog većeg otpora vodiča.
- Gubici radijacije – to su gubici radijacije električnog i magnetskog polja koji se apsorbiraju okolnim objektima i medijima, a ovise o naponima i struji koja se prenosi, te prvenstveno o reaktanciji vodova i o tehničkim detaljima.
- Gubici otpora, odnosno rezistencije – to su dominantni gubici koji su u vodiču proporcionalni dužini vodiča i specifičnom otporu upotrijebljenog materijala, a obrnuto proporcionalni poprečnom presjeku vodiča.

Stvarni gubici u mreži koje distribucijski izvori mogu izbjeći su zapravo potpuno kompleksni, te ne ovise samo o raspodjeli opterećenja mreže, nego o vremenu, meteorološkim uvjetima, uvjetima opterećenja, obliku krivulje opterećenja, i naročito o fizičkom stanju materijala upotrijebljenog u mreži.

### **2.9.10.3. Kompenzacija**

Pored osnovnog promatranja gubitaka u mreži u situaciji kada se promatra samo radna komponenta struje, odnosno struja u fazi sa naponom, treba promatrati i drugu mogućnost gubitaka, a to je reaktivna komponenta struje, tj. struje izvan faze sa naponom. Sa stajališta energetike ona ima značajan utjecaj, pa stoga i ekonomsku vrijednost, a bitna je kao važan čimbenik u održavanju postrojenja. Operativno, takva reaktivna snaga je smisljeno puno bliža prema naponskim nivoima, nego prema pravoj stvarnoj snazi. [Lit. 252.]

Distribucijski izvori koji su blizu opterećenja smanjuju potrošnju reaktivne snage sa dvije različite metode. Prva metoda je skraćivanje dužine vodova i broja transformatora kroz koje treba teći struja, a druga metoda smanjuje veličinu struje kroz promatrane elemente mreže, s tim da treba napomenuti da reaktivni gubici variraju sa kvadratom struje. Ovdje je najbitnije



izmjeriti kut pomaka vektora struje prema naponu, odnosno faktor snage (tj. kosinus kuta faznog pomaka između struje i napona). Prvi induktivni slučaj je zaostajanje faze struje za naponom, a kod drugog kapacitivnog slučaja to je prednjačenje faze struje za naponom. Fazni pomak struje, odnosno reaktivna komponenta struje je potrebna da bi se proizvodila bitna magnetska polja od zavojnica u induktivnim motorima, ali ne predstavlja trajno prebacivanje energije sa jednog mjesta na drugo, nego je zapravo poput oscilacije energije, pa stoga ne može biti izmjereno i prodano, ali zahtijeva odgovarajuće dovoljan kapacitet vodova da bi se prenosio kroz mrežu, te stoga povećava prijenos ukupnih gubitaka. Idealna situacija, bez pomaka između struje i napona je vrlo teško pogođena jer sami elementi mreže, transformatori, kabeli, prijenosni vodovi, itd. moraju biti dimenzionirani da se postigne maksimalni sklad struje i napona, naročito sa činjenicom da struja potiče gubitke  $I^2R$  bez obzira je li struja u fazi sa naponom ili nije. U svrhu regulacije faktora snage često se koriste posebni uređaji – kompenzacija, za povećanje, ali i za smanjenje veličine faktora snage.

U svrhu ovoga, distribucijski izvori mogu osigurati reaktivnu snagu, te stoga smanjiti reaktivne gubitke na najmanje tri načina.

- Kod prvog načina se promatraju mjerenja kod krajnjih korisnika koja direktno dokazuju vrijednost faktora snage potrošačevih uređaja kao slobodnog produkta njihovog energetskeg stanja.
- Distribucijski izvori svih vrsta smanjuju reaktivnu struju u pretežno induktivnim mrežama sa preuzimanjem snage iz udaljenih generatora, i to sa smanjenjem od 1% struje mreže, smanjiti će se gubici za oko 2%. [Lit. 253.]
- Pojedine vrste distribucijskih generatora mogu direktno generirati reaktivnu snagu i injektirati ju u mrežu prema posebnom zahtjevu. Ovi generatori koriste izmjenjivače da bi promijenili istosmjernu u izmjeničnu struju i vratili je nazad u mrežu. Moderni izmjenjivači mogu trenutno i konstantno prilagoditi fazni pomak izlazne struje da bi se fazno kasnilo ili prednjačilo prema naponu za bilo koju vrijednost. Trenutna prilagodba može biti kao odgovor prema naponu lokalne mreže ili prema komandi na osnovu posebnog signala ili radio veze, itd. [Lit. 252.]

Ovdje je bitno napomenuti da proizvodnja reaktivne snage proporcionalno smanjuje proizvodnju realne snage, a jednaka struja se proizvodi, samo što je sa faznim pomakom. Snaga proizvodnje u kW ne može biti korištena da bi u istome trenutku proizvodila radnu i reaktivnu snagu, tj. njihov ukupan zbroj mora odgovarati, ukupnom izlazu snage. Dosadašnja iskustva su pokazala da je puno unosnije prodavati u mrežu radnu snagu (kVA) nego reaktivnu (kVAr). Naravno, ukoliko se pokaže da reaktivna snaga vrijedi više onda je vrlo unosno imati konstantni izvor za proizvodnju. Razlog je u tome da takav izmjenjivač može proizvoditi reaktivnu struju u mrežu jeftinije nego što je to instaliranje, rad i održavanje posebnih sklopivih kapaciteta. Koliko bi izmjenjivač trebao biti operativan to ovisi o trenutnim financijskim vrijednostima radne i reaktivne snage. Zapravo razvija se princip da se promatra izbor tehnologije na posebno odabranom distribucijskom naponskom nivou i odnos snaga. [Lit. 255.]

Prekomjerna reaktivna struja utječe na prijenos realne struje na dva načina. Prvi i najčešći način je da se kao najvažnije, distribuira normalni napon u sustav. Ne odgovarajući faktor snage, odnosno loša potrošnja reaktivne struje uzrokuje pad napona, dok lokalno dodavanje reaktivne snage podiže napon. Općenito, distribucijski izvori koji smanjuju reaktivne

gubitke ili dodaju kompenzatorsku reaktivnu struju mogu povećati kapacitet mreže. Drugi način, kod niskog faktora snage proporcionalno se smanjuje snaga koju određeni vodič ili određeni transformator može prenositi. Struja sa pomakom faze u odnosu na napon zagrijava mrežne komponente jednako kao i struja bez pomaka faze, odnosno, ne proizvodi se potreban rad, a to se ne može naplatiti potrošačima. Kod vrednovanja konvencionalnih izvora provjerenih faktora snage prvo se koristi analiza toka opterećenja da bi se izračunale reaktivne struje. Poslije toga su pomnožene kao ekonomska korekcija, sa izbjegnutim troškovima instaliranja nadomjesnih kapaciteta da bi se ispravio uobičajenim pomakom nastali faktor snage koji je rezultat indukcije mrežnih vodiča i transformatora. Također i naponska regulacija ima direktni trošak koji je moguće izbjeći. Uređaji za kontrolu napona od kojih se zahtjeva učinkovitija distribucija realne snage za pouzdane operacije potrošača, sadrži u sebi potpuno jednake kapacitete koji se koriste za napajanje reaktivnom snagom, a koriste se uobičajeno za normalnu naponsku podršku. Mogu predstavljati raspoloživi kapital i pored toga operativne troškove jer su pojedini distribucijski izvori sigurno izbjegli odvod svoga kapaciteta ili induktiviteta. Pored toga, postizanje i dokazivanje naponske stabilnosti može povećati pouzdanost ili posvetiti veću vrijednost potrošaču. Odnosno, kod naponske regulacije, bez obzira je li riječ o radnoj ili reaktivnoj regulaciji, dodaju se pažljivi koraci sa uključivanjem i isključivanjem kapaciteta sa promjenama priključnica na transformatoru.

Ovo stvara troškove ne samo za distribucijsku službu, nego što je manje vidljivo i za same potrošače. Čak i sa vrlo dobrom aktivnom kontrolom koja sprječava velike prenapone, kontrolni koraci mogu uzrokovati probleme sa nekim potrošačima koji imaju posebno naponski osjetljivo napajanje.

#### **2.9.10.4. Pad napona, strujna opteretivost i kapacitet snage**

Svaka snaga neovisno o tome je li radna ili reaktivna uzrokuje polagani pad napona na putu od točke proizvodnje do potrošača. Odnosno, drugim riječima, po literaturi, pad napona omogućuje struji da teče prema odredištu, a tehnički gledano, što više raste opterećenje, to proporcionalno raste pad napona. [Lit. 252.] Dakle, kod jako opterećenih vodova, pad napona može postati prevelik, te zahtijevati ugradnju posebne opreme za kontrolu napona, koja je dosta skupa sa svojim pripadnim radnim troškovima, a to su razni regulatori, pojačala i kapaciteti. Ovo se često zahtijeva na krajevima dugačkih vodova, kao što je to često slučaj izvan urbanih sredina u slobodnim ruralnim prostorima, gdje opterećenje male veličine stvara još teže radne uvjete opremi koja treba amortizirati takvu energetska situaciju. Lokalna proizvodnja i posebni izvori snage mogu smanjiti potrebu ili potpuno izbjeći ugradnju takve opreme sa smanjenjem veličine struje promatranog energetskog voda. Treba imati na umu da dva razdvojena jednaka distribucijska izvoda imaju sa jednakim početnim naponom (svaki vod ima svoje gubitke u vodu), jednaku struju na krajevima izvoda. Odnosno, ukoliko je distribucijski izvor veoma dobro koordiniran sa krivuljom opterećenja, kao što je to često cilj ostvariti radnu učinkovitost na krajevima izvoda ili rad sa foto naponom u bližem području gdje se može očekivati veliko opterećenje sa klima uređajima. Tada je čak ekonomično izbjeći podršku povećanja napona, jer bi dodatno opterećenje zahtijevalo još više povećanja napona. S obzirom da se na pad napona na vodiču ne može utjecati sa velike udaljenosti, distribucijski izvor mora utjecajno biti raspoređen po cijeloj dužini vodiča da bi postigao željeni učinak. Ovdje zapravo maksimalno

dolaze do izražaja neovisni distribucijski proizvođači poput foto naponom koji svaki na svojoj lokaciji doprinosi sa svojim izvorom napona i snage u mrežu. [Lit. 256.]

Pored promatranja pada napona nužno je i promatrati strujnu opteretivost određenog vodiča, a to je zapravo maksimalni broj ampera električne struje koju vodič može sigurno prenijeti bez opasnosti od užarenja, gubitaka mehaničke čvrstoće i savijanja. Sve ovo ovisi o trenutnom vremenu, temperaturi zraka, brzini vjetra, smjeru vjetra, solarnoj energiji sunca. [Lit. 257., 258.] Današnji kontrolni sustavi mjere te parametre u realnom, tj. stvarnom vremenu i opskrbljuju podacima kontrolni softver mreže, tako da operatori mogu maksimalno povećati sigurnost sustava i ekonomičnost sa pritiskom na maksimalno siguran raspoloživi kapacitet prijenosnih vodova. [Lit. 259.] No, postoji jednostavnija i više tradicionalnija metoda za uslužne menađere, a to je da koriste trenutni tok struje kao glavni, operativno najkorisniji za predviđanje strujne opteretivosti koja se prikazuje cjelovitim brojevima posebno za ljeto i zimu, te posebno za normalne i za hitne operacije. [Lit. 241.] Kao mali primjer mogu se promatrati aluminijski vodiči, jer kod vrućih ljetnih dana strujna opteretivost je nekoliko postotaka niža preko dana kada sunce zagrijava okoliš, nego što je po noći. Odnosno, s druge strane, to znači da su svi distribucijski izvori koji proizvode električnu energiju za vrijeme dnevnog svijetla, poput foto napona, u skladu sa dnevnim opterećenjem, za krajnjeg korisnika ili kogeneraciju gorivnih ćelija, imaju zapravo veliku ekonomsku prednost. [Lit. 252.]

U smjeru ovakvog maksimalnog iskorištenja dnevne solarne energije treba nastojati izbjeći skupa povećanja opterećenja u postojećim naponskim krugovima kao što je to zamjena vodiča sa vodičem većeg strujnog opterećenja, proširenja mreže sa dodavanjem posebnih strujnih krugova, te ukoliko je moguće prebacivanje opterećenja prema drugim krugovima sa smanjenom strujnom opteretivosti. Slično se odnosi i na transformatore koji su stalno izloženi zagrijavanju iz okoline od sunca i toplog zraka, te izbjegavaju svako moguće preopterećenje i također pregrijavanje što ide u prilog smanjivanju gubitaka, produžetku životnog vijeka, dokazane pouzdanosti, te izbjegnute nadogradnje ili proširenja kapaciteta. Ovo je moguće izvesti sa panelima foto napona koji se instaliraju na krovovima trafostanica, a osnovno je obratiti pažnju na međusobni utjecaj sa svim vodičima.

Do sada je spomenuto, ali po mnogima najvažnija stvar od koje se ima najviše koristi kod distribucijskih izvora, je sposobnost da se odgodi ili izbjegne proširenje kapaciteta snage same mreže. [Lit. 260.] Potencijal za ovako specifično investicijsko izbjegavanje ulaganja je vrlo visoko, jer se pokazalo da s prvim pogledom na cjelokupnu širinu uslužne primjene na nekoliko miliona potrošača koji su napojeni sa nekoliko tisuća visokonaponskih vodova, koristeći sve pretpostavke pojednostavljenja i smanjenja potrošnje, postiglo se za razdoblje od 10 godina ušteda od 10% od kompletnog distribucijskog kapaciteta mreže. Sa tim stavom nastavilo se pristupati 100% razvoju novog kapaciteta mreže, te su se postigli znatno niži troškovi investicija. [Lit. 260.] Ovisno gdje je izvor instaliran, distribucijski izvori mogu premjestiti kapacitet mreže na sve nivoe od lokalnog priključka prema izvoru energije do glavne sklopke energetskog postrojenja i do napojnog transformatora. Što se dalje od distribucijskog izvora niz smjer energije prebacuje drugi distribucijski izvor, to je više izbjegnuto gubitaka mreže i stoga je više kapaciteta raspoređeno. Analogno je i kod prijenosnih vodova, s tim da su ovdje cijene izgradnje prijenosnih vodova znatno veće, npr. 74.000 \$/km za 60 kV napon; 340.000 \$/km za 230 kV napon, bez pomoćnih otcjepnih vodova. [Lit. 280.] Ušteda od izgradnje prijenosnih vodova je vrlo važna zbog postojećih problema koji čine izgradnju prijenosnih vodova vrlo

teškom. Ovo je naročito teško u Sjedinjenim američkim državama. Kao primjer navodi se podatak da u SAD oko 10.127 milja planiranih prijenosnih vodova za razdoblje od 1995. do 2004. godine, vrlo puno je kasnilo sa izgradnjom ili uopće nije nikada izgrađeno. [Lit. 247.] Nakon toga je nacionalni energetska plan iznesen u 2001. godini prezentirao energetska krizu u prijenosnim kapacitetima SAD-a i pozivao na hitni program svih saveznih država, te izgradnju novih energetskih vodova jer je ustanovljeno da se ovdje radi o "oskudici kapaciteta prijenosnih vodova." U planu nisu razmatrane alternative distribucijskih napajanja ili napajanja prema zahtjevu, niti je išta predloženo za regulativu da bi poslužilo kao alternativa za rješavanje pitanja kapaciteta prijenosnih vodova. Na sreću, iskustvo pokazuje da sva inicijativa za izgradnju prijenosnih vodova uglavnom dolazi od lokalnih vlasti, a ovdje se može zaključiti da gdje se nalazi mnoštvo ljudi, nalazi se i puno postojećih problema, ali će to isto prisustvo ljudi povećati električno opterećenje u cjelini i stoga potaknuti razvoj mogućnosti distribucijskih izvora.

Općenito, razni mrežni elementi mogu biti dodani u mrežu, proširenje (kao što je to dodavanje niza transformatora), nadogradnja (npr. promjena vodiča dalekovoda ili povećanje kapaciteta postojeće trafostanice sa zamjenom transformatora sa većim kapacitetom i manjim gubicima), rekonfiguracija (npr. promjena snage sklopke strujnog opterećenja između strujnih krugova). Ovo se može dogoditi zbog niza različitih razloga, a mogu biti slijedeći:

- rastući porast potrošnje
- zamjena zastarjele opreme
- naprezanje mogućnosti, topologije ili fleksibilnosti postojeće opreme da bi se osiguralo pouzdano napajanje pod različitim uvjetima
- poboljšanje učinkovitosti sustava
- olakšavanje opterećenja između raznih krugova ili komponenata da bi se poboljšao kapacitet korištenja, poboljšala pouzdanost ili koristila oprema na nižoj radnoj temperaturi
- poboljšanje međupovezanosti sa podrškom drugog sustava

Mnogi planeri raznih usluga preferiraju da promatraju promjenu mrežnog kapaciteta kao buduću odgodu nego kao cjelokupno izbjegavanje, jer su u pravilu navikli na polagani porast opterećenja koji će prije ili poslije dovesti do prerastanja instaliranog kapaciteta mreže. Vrijednost takvog odgođenog povećanja kapaciteta mreže je zapravo razlika između normalno instalirane veličine i veličine budućeg odgođenog povećanja kapaciteta mreže.

[Lit. 252.]

Maksimalno povoljna situacija je ukoliko postoji odgovarajući slobodan kapacitet mreže, jer tek tada nekorisćena mreža postaje najvrjednija mreža u trenutku kada je aktivna mreža prepuna. Tada se može promatrati korištenje takve mreže sa odgovarajućom "rentom prepune mreže" koja bi se trebala naplaćivati sa tržišnog gledišta određivanja cijena korištenja zajedničke mreže. Također treba pažljivo promatrati promjenu vrijednosti kapaciteta prijenosne mreže jer je vrlo kompleksna. Ona ne ovisi samo o marginalnim troškovima novih kapaciteta, nego o vremenski promjenjivom kapacitetu koji varira ovisno o potražnji potrošača, trenutnoj energetskoj ekonomiji, mogućnostima pojedinih napajanja i pojedinih lokacija. Drugim riječima, sa teorijske analize ove situacije sve se prebacuje na tržištu kod stvarnih ulagača koji će sa svojim sudjelovanjem u stvarnom vremenu ponuditi iznenađujuće pristupačno i

standardno uobičajeno vođenje prema ekonomskim vrijednostima, a koje će zarada motivirati da pronađu sve trenutno najunosnije poslove u sustavu tržišta.

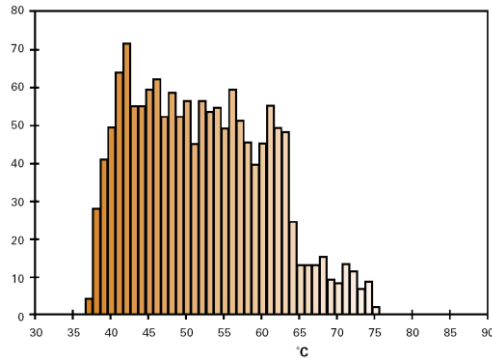
#### **2.9.10.5. Životni vijek, otklon kvara, topologija mreže**

Opće je poznato da ukoliko se dogodi preopterećenje vodiča, npr. zračnih vodova, dolazi do znatnog zagrijavanja vodiča. On postaje mekši, rasteže se i nastaje veći provjes vodiča, te se u najgorem slučaju može dogoditi rastaljivanje vodiča, a ukoliko se izolirani vodič pregrije, njegova izolacija će biti narušena, te će na kraju potpuno propasti. Ako se transformator pregrije, njegovo ulje za hlađenje će se kemijski kvariti, te čak može postati vodljivo, što će odmah uzrokovati razarajuće kratke spojeve, a oni mogući požar i eksploziju, što pak može oštetiti ili potpuno uništiti susjedno postrojenje. Općenito, svi ovakvi procesi propadanja su zapravo posljedica kemijskih promjena i promjena agregatnog stanja koje utječu na vodiče, izolatore, sklopke, transformatore, kondenzatore i ostale uređaje da propadaju i postaju nepouzdana. Kemijske reakcije se tipično udvostruče sa svakih 10 stupnjeva Celzijusa porasta temperature, ili obrnuto, prepolovi se ukoliko se temperatura smanji za 10 stupnjeva Celzijusa. Odnosno, laički rečeno, za svu električnu opremu i izolaciju, toplina je primarni neprijatelj, a hlađenje u radnom procesu je prijatelj dugovječnosti iste te opreme. Fizička stvarnost je opisana i dosta jasna, ali također i politička stvarnost. Naime, općenito se može zaključiti da potrošači ne vole produžena beznaponska stanja, žele upravljanje onih službi koje će se opirati povećanju troškova, dugom vremenu vođenja, i po mogućnosti korištenje opreme na granici termalne mogućnosti do što dužeg životnog vijeka. Odnosno, smanjenje isporuke struje zbog uvjeta distribucijske proizvodnje ili posebnog zahtjeva prema izvorima je posebno značajno za vodiče i transformatore. Čak i malo smanjenje vrijednosti vršne struje svih uređaja (npr. naročito za vrijeme vrlo vrućih ljetnih dana kada su masovno uključeni klima uređaji) može značiti vrlo značajnu promjenu visine njihove radne temperature i smanjenje utjecaja svakog preopterećenja. Iako pojedini elementi mreže mogu biti preopterećeni samo nekoliko sati godišnje, moraju se zbog sigurnosti zamijeniti sa novim uređajima, znatno veće snage. S pogledom u budućnost na predvidivo buduće opterećenje mreže i razne tehničke limite raspoloživosti veličina elemenata mreže (npr. veličine vodiča i transformatora), odgovarajuća služba će izabrati odgovarajuću veličinu koja će biti znatno veća od prvobitno zahtijevane, a osigurati siguran i pouzdan rad mreže za dugačak period. [Lit. 252.]

Jedan od najboljih prikaza utjecaja temperature na životni vijek elemenata mreže je proučavanje rada transformatora na povišenoj radnoj temperaturi [Lit. 252.] Prema prethodno navedenom izvoru proučavao se transformator snage 10,5 MVA i njegovo lagano zagrijavanje od radne temperature okoline 42° C (vrući ljetni dan) do preopterećenja vršne vrijednosti od 13,9 MVA (32% preopterećenje), što je povisilo temperaturu transformatora do 154° C, te se moralo prisilno hladiti zrakom da se snizi temperatura. Opći zaključak analize ovoga proučavanja je da ukoliko se radna temperatura transformatora povisi iznad dopuštenih 125° C, taj način rada skraćuje životni vijek transformatora za skoro 50%. Konstantnim radom pod ovako nepovoljnim radnim uvjetima lako se može zaključiti i očekivati da će takav transformator završiti u kvaru za nekoliko mjeseci. Zaključno, može se konstatirati da je skraćivanje životnog vijeka i također produženje životnog vijeka elemenata mreže, funkcija opterećenja i temperature, a prate ih dobro poznati fizički i kemijski procesi, pomoću kojih se

precizno mogu izračunati njihove ekonomske vrijednosti. S druge strane promatrano, ako se uzme za činjenicu da je propadanje svakog elementa (u ovome slučaju transformatora) dvostruko veće za svaku promjenu od 10° C, najbolje je promatrati histogram odnosa temperature ulja i skraćenja životnog vijeka, Slika 52, [Lit. 262.].

Godine



Slika 52.

*Odnos povećanja radne temperature uljnog transformatora i skraćenja njegovog životnog vijeka*

Na Slici 52. prikazane su rijetke situacije vršnih opterećenja transformatora koje predstavljaju najteže radne trenutke koji u pravilu traju po nekoliko sati, a sada se tek primijeti utjecaj foto napona koji sa svojim radom doprinose ublažavanju vršnih opterećenja i na taj način znatno doprinose produženju životnog vijeka ne samo transformatora, nego svih elemenata mreže. Nadalje, slijedeća važna stvar je stanje koje bi moglo nastati npr. preopterećenjem transformatora, a to je stanje kvara u mreži, odnosno ispada iz normalnog režima rada. Tu se mora pod hitno detektirati mjesto i uzrok kvara, te donijeti odluka o hitnom saniranju kvara ili ukoliko je moguće privremeno preusmjeriti dotok električne energije iz nekog drugog izvora dok se ova situacija ne riješi. Naime, ono što postaje važno je to da se i od kvara u mreži može očekivati odgovarajuća korist. Korist je u tome da kada se dogodi kvar u mreži, odgovarajući distribucijski izvori mogu trenutno povećati operativnost i fleksibilnost za preusmjeravanje snage prema izoliranim mjestima i premostiti greške u distribuciji gdje god je to moguće dok služba za održavanje nastoji otkloniti kvar. Ovakva preusmjeravanja smanjuju probleme brojnim potrošačima koji su zahvaćeni ovim ispadom iz normalnog napajanja, te moraju čekati prestanak takvog stanja. Naravno, postojanje, veličina i ekonomska vrijednost ovakve koristi veoma ovisi o topologiji mreže, kapacitetima strujnih krugova i vanjskim karakteristikama mreže, a naročito tamo gdje su distribucijski izvori poznato locirani, tako da nije potrebno njihovo posebno vrednovanje. U skladu s ovim mnogi su u svijetu napravili testiranje vlastite sposobnosti pronalaženja i otklanjanja kvara, te mjerenja vremena trajanja kvara. Jedni od podataka za testiranja i mjerenja pokazuju [Lit. 256.] da je načelno skoro uvijek moguće skratiti vrijeme ispada, odnosno vrijeme trajanja kvara, sa premoštavanjem mjesta kvara i napajanjem iz drugog izvora. Iskustveno prema podacima iz SAD-a utvrđene su dvije činjenice:

- većina ispada iz normalnog rada se pojavljuje u samim mrežama (skoro 99%)
- oko 90% ispada [Lit. 240.] do čak preko 95% [Lit. 244.] proizlazi na osnovu distribucijskih grešaka, koje su uglavnom vremenski povezane.

Može se zaključiti da mnogi distribucijski kvarovi nisu uzrokovani od nadzemnih vodova i kabela, nego od učvršćene opreme, dok puno rjeđe je uzrok kvara od transformatora, a samo njegovo popravljanje prosječno traje oko četiri dana. [Lit. 263.] Ukoliko do toga dođe mora se pod hitno riješiti alternativni izvor energije da bi se napojilo potrošače.

Povezano sa pitanjem životnog vijeka elemenata mreže uslijed raznih preopterećenja i kvarova u mreži dolazi se do slijedećeg značajnog pitanja, a to je pitanje vrste topologije mreže koja je izuzetno važna kod brzog utvrđivanja uzroka i mjesta kvara, te kod pronalaženja načina da se to mjesto premosti sa drugim izvorom napajanja. Električne mreže se tradicionalno grade da bi prenosile energiju u samo jednom smjeru, a to je od velikog proizvodnog postrojenja do relativno prostorno raširenih potrošača. Preciznije rečeno to izgleda ovako:

- prijenosna mreža je uobičajeno kao prirodna mreža jer mora biti u stanju prebacivati velike količine snage na nekoliko različitih puteva, od proizvodnih do potrošačkih centara, jer bi u protivnom kvar na jedinom prijenosnomvodu prekinuo kompletno napajanje svega
- distribucijski sustav je većinom radijalne arhitekture, odnosno "drvo" koje se grana od visokog napona do izrazito malih subprijenosnih vodova, kroz trafostanice (gdje se viši napon transformira na distribucijski napon) preko vodova do drugih trafostanica i do udaljenih potrošača.

Ovdje se mora uzeti u obzir činjenica da je u mnogim gradskim sredinama primarno distribucijski sustav veoma međupovezan i izgleda više kao prirodna mreža nego stablo sa krošnjom. Kao primjer poznatijih svjetskih mjesta navodi se gradsko područje Manhattan u New Yorku. To je izrazito međupovezano područje sa velikim brojem iskrižanih distribucijskih veza koje omogućuje brzu međupovezanost i veliku mogućnost preusmjerenja uobičajenog toka energije sa jednog mjesta na potpuno drugo mjesto. [Lit. 264.] Općenito govoreći, najviše prevladava model: centralna proizvodnja, prijenos, te distribucijski model drveta s krošnjama. Mrežna topologija prijenosnog sustava uzevši u obzir njen veliki tok energije, još više je naklonjena problemu stabilnosti, ali je zato previše suvišna. Suprotno tome, radijalni distribucijski sustav je više stabilan, ali uobičajeno nedovoljno, tako da razne greške unutar njega će vrlo vjerojatno uzrokovati ispad napajanja prema potrošačima, osim ako distribucijski sustav ima proizvodne izvore koji mogu sami nastupiti kada je potrebno. Također treba promatrati činjenicu da se uobičajeno prijenosni vodovi projektiraju da prenose tokove snage u oba smjera [Lit. 265.], dok kod distribucijskih sustava je tradicionalno da budu radijalni i da tok snage ide samo u jednom smjeru, jer su predviđeni samo za jednu svrhu, a to je da se prenese električna energija od središnjih trafostanica do pasivnih potrošača. Naravno, distribucijski vodovi i transformatori mogu jednako prenositi električnu energiju u oba smjera, dok je jedino nepromjenjiv smjer postavljenih zaštitnih uređaja i regulatora napona koji se postavljaju prema potrebama potrošača, a ovi se jednako tome mogu prilagoditi dvosmjernom toku energije. Ukoliko se ovo napravi u sklopu nadogradnje distribucijske automatizacije, dodavanje dvosmjernog kapaciteta često ne zahtijeva dodatne troškove, nego donosi dodatne koristi. Pored ovoga izvedivog dvosmjernog toka električne energije postoji još i poseban pogled na funkcioniranje mreže kod raznih intermitentnih napajanja. Naime, većina inženjera ne razmišlja puno o tome kako će mreža raditi ukoliko se dovede u poziciju velikog korištenja isprekidanog rada distribucijskih generatora preko velikog broja napojnih vodova, što zapravo nije veoma

različito u odnosu na sveprisutno isprekidano distribucijsko opterećenje. No, mora se konstatirati da bez obzira na neuobičajenost, nema tehničkih, niti ekonomskih razloga, zašto se ne bi pasivno, radijalno napravljeno distribucijsko "drvo" postupno razvilo u visoko automatiziranu, inteligentno aktivnu, višesmjerno sposobnu distribucijsku mrežu koja s lakoćom upravlja sa svim tokovima energije u svim smjerovima. To znači da se s vremenom može zadržati postojeća radijalna forma distribucijske mreže ili može postati bogato međupovezana i izgledati poput modernih mreža u urbanim sredinama.

Gledano sa svih strana, razmatra se pitanje što će biti najvažnije kod "pametnih" mreža? Kao odgovor se pokazuje da je očito da višesmjernost toka energije i topologija pametnih mreža prema projektnim nastojanjima inženjera, zapravo uopće nije od velike važnosti. Nego tek stvaranje mreža poput telefonskih sustava ili financijskih sustava, ili npr. sustava za proizvodnju dijelova i proizvoda za kompjutere IBM, distribucijska inteligencija će biti decentralizirana, susretljiva i prilagodljiva. [Lit. 178., 179.] Općenito, prilagođavanje ove arhitekture za električne, jednako kao i za logističke ili financijske poslove, dovodi do povećanja fleksibilnosti. Ukoliko se stalno održava stanje visoke centraliziranosti i hijerarhijske kontrole, bez popuštanja, onda može nastati problematična stabilnost. Uglavnom, pokazuje se da se lakše može ostvariti stabilnost sa više distribucijske kontrole, te skraćivanjem komunikacijskih petlji, lokalnim donošenjem mikro odluka sa što bližim pristupom prema svim informacijama. Sve ovo zahtijeva novo značajno povezivanje jer je zapravo vrlo malo egzaktno izmjereno stanje sa ciljem kako da se predstavi rad distribucijskog sustava i po mogućnosti neke prednosti u primjeni potrebne teorije kontrole. Mnogi planeri pametnih mreža su zapravo u ranoj fazi primjene i uključivanja raznih alata u ova pitanja [Lit. 266., 267.], a ovdje je naročito uočljivo da se sa primjenom distribucijskih mikročipova i raznih softvera mogu postići znatno bolje proračunske mogućnosti nego što je to potrebno za proračun Kirchhoffovog zakona. Distribucijski senzori i telekomunikacije su relativno jeftine komponente koje su vrlo poželjne za raznu primjenu u distribucijskoj automatici. Također, zaštitni i sigurnosni uređaji mogu se prilagoditi distribucijskoj proizvodnji i promijeni smjera energije koristeći posebne osjetljive prilagodbe i ustanovljene principe, radne primjene i softver, a sve to zajedno doprinosi poboljšanju pouzdanosti i kvaliteti usluga.

#### **2.9.10.6. Sinkronizacija mreže i dinamička stabilnost**

Kod sinkronizacije svake mreže općenito se može konstatirati da je osnovni početni zahtjev sinkronizirati distribucijski generator, a za tu svrhu koriste se razni hardveri za sve tipove generatora i njihove kapacitete, koji su komercijalno raspoloživi i znatno ekonomični. Pored toga ako se ostvari povezivanje sa funkcijama izmjenjivača čvrstog stanja, onda se mogu dodatno reducirati troškovi za buduće dizajniranje mreže. [Lit. 231.] Najbolji primjer dinamičke i tranzijentne stabilnosti su vjetro turbine. Prva moguća situacija je kada vjetroturbina koja je priključena na slabi prijenosni vod postaje mogući uzrok nagle promjene oblika napona ili neprihvatljivih naponskih flikera. Ovo se može naštimati sa promjenom kontrolnog sustava turbina, te korištenjem još više turbina sa svojim oscilacijama, koji će još više angažirati mrežu, a sa korištenjem pametnijih izmjenjivača sa boljim energetske faktorima da bi se povratno omogućilo bolje napajanje mreže umjesto nepoželjnog isisavanja snage iz mreže. [Lit. 231.] Naponski flikeri koji se pojavljuju kod indukcije u mirovanju malih vjetroelektrana i



sekundarnih distribucijskih krugova čak se mogu riješiti i sa priključivanjem generatora sa vlastitom pobudom (sa trajnim magnetima). [Lit. 231.] Općenito, nekada se smatralo da je problematično integriranje većeg broja vjetro elektrana u distribucijski sustav jer imaju velike, relativno spore rotore koji su sa prijenosnikom podignuti na veću brzinu sinkronih generatora. Odnosno, zbog činjenice da je inercija velikih vjetro turbina i inercija generatora potpuno različita, nužno je mehaničko postupno koordiniranje sa prijenosnikom brzina. [Lit. 258.] To zapravo, znači da tamo gdje se javljaju mehaničke prijelazne pojave kao što su to udarci i naleti vjetra, javljaju se slične kratke električne prijelazne pojave koje imaju tendenciju utjecaja na inerciju generatora. [Lit. 231.] Analizom ovoga dolazi se i do slijedećih zaključaka, tj. da ovakav rad velikih vjetro elektrana uzrokuje slijedeće posljedice:

- Vrijeme brisanja greške i trajanje mogućih kratko trajnih opterećenja nije kritično kao što bi to moglo biti kod konvencionalnih rotirajućih strojeva.
- Nije problem sinkronizacija vjetro elektrane sa distribucijskim sustavom u uvjetima jakog vjetra.
- Moguće je postići sinkronizaciju vjetroturbine sa elektro energetske sustavom sa greškom u brzini od nekoliko % i sa neslaganjem sa kutovima faza za otprilike 30 do 40 stupnjeva.

S obzirom da se promatralo vjetro turbine i velike turbogeneratorske sustave kao vrlo različite u njihovim rotacijskim karakteristikama, pokazalo se kroz razne analize i stvarnu praksu da su sasvim kompatibilni. [Lit. 268.] Čak i kod velike količine proizvedene električne energije na osnovu energije vjetra, kod situacije da zbog olujnog vjetra vjetroturbine postanu nestabilne, distribucijski sustav će ostati stabilan. [Lit. 269.] Ova vrlo dobra svojstva su znatan kontrast prema uvjetovanim rigoroznim sinkronizacijskim potraživanjima velikih turbo generatora.

Posebno se promatra karakteristika indukcije asinkronih generatora ili općenito indukcija strojeva koje se namjerava koristiti kao motore u situaciji kada se priključuju na kapacitete da bi se korigirao njihov faktor snage. Tada se mogu sami pobuditi od reaktivne snage kapaciteta, te tada mogu sami startati i uzrokovati požar motora ili kapaciteta, ili oboje, te također napojiti naponom strujne krugove koji mogu ugroziti sigurnost i živote ljudi. Za ovakvo pražnjenje energije indukcije motora koje može doći pod utjecaj vanjskog mehaničkog opterećenja, potrebno je ugraditi razdvajajuće sklopke da bi se spriječilo takvo samo-pokretanje. Ovo je uobičajeno normalno električno pogonsko pražnjenje i lako se osigurava, s tim da se ne odnosi na moderne foto naponske izmjenjivače i slične ne rotirajuće distribucijske generatore. Do sada je izražena zabrinutost zbog činjenice da niz mrežno pobuđenih invertora mogu biti u stanju da pobude jedan drugoga bez doprinosa mrežnog napona, stvarajući pretpostavljeni "mrtvi" krug koji se može neočekivano napojiti energijom. Izrazito je upitno da li bi se možda mogli moderni izmjenjivači ponašati na ovakav način, pa se iz dosadašnjih iskustvenih razloga niti ne promatraju jer se tako nešto ne očekuje. [Lit. 270.] Ukoliko se posebno želi, mogu se dodati posebni slojevi zaštite, kao što su to harmonički senzori koji bi osigurali da su registrirani izmjenični signali stvarno iz mreže, a ne od nekoga bližeg izvora koji bi mogao biti slobodno operativni izmjenjivač maskiran kao mreža, a onda bi se ti senzori mogli programirati da budu kao mikroelektronička kontrola izmjenjivača. Ukoliko je potrebno, izmjenjivački izlazi mogu biti opremljeni sa specijalnim signalom koji će uzrokovati kod drugih izmjenjivača u blizini da se radije isključe ili izoliraju nego da se povezuju jedan sa drugim ukoliko je mreža odspojena.

U ovakvim situacijama utvrđuje se da je nužno zaštititi mrežne komponente i uslužno servisno osoblje od velikih i neočekivanih tokova snage u uvjetima kvara i tijekom popravka, bez obzira da li kvar dolazi iz distribucijskih izvora ili negdje iz uslužnog sustava. To je potpuno normalno, negdje je to kompleksni dio, a negdje je to dio uslužne procedure. Promatrano industriju u SAD, uobičajene radne operacije zahtijevaju održavanje vrijednosti napojnog napona u uskom području (95 – 106 % nominalne vrijednosti) i održavanje frekvencije mreže u uskim marginama od  $\pm 0.002$  Hz. Odstupanja od ovih uvjeta su znatno korigirana i izolirana u cilju da se što više minimizira šteta prema uslužnoj službi i potrošačevoj opremi, te minimiziraju opasne ozljede kod ljudi, spriječi uznemiravanje i daljnje propagiranje, minimizira područje efekta, te ukoliko je poremećaj privremen, uspostavlja normalan rad što je prije moguće. Ovo izvršavanje raznih zahtjeva se čuva i održava, sa svim ljudstvom i opremom (opremom od službe i opremom od potrošača), sa nizom standardiziranih i veoma pouzdanih zaštitnih uređaja, kao što su to releji – nadstrujni, naponski, frekventni, a ponekad i temperaturni. Sve ovo je usko povezano da bi se održavala sigurnost i poštivalo sve standarde, odnosno točnije rečeno, jer često sa prikazom marginalnih troškova to nije dovoljno jasno, manje tolerantni releji koštaju više, tj. skuplji su.

Zaštitna oprema također često sadrži filtere ili posebne rešetke za kontrolu harmonika i elektromagnetskih utjecaja, te odvodnike prenapona za ograničenje prenapona kod udara munja ili u sličnim uvjetima. [Lit. 271.,272.] Cjelokupni niz zaštitne opreme mora biti dizajniran da štiti cijeli niz usluga službe, opterećenja, distribucijske generatore, potrošače, i kompletnu javnost za široki raspon uvjeta, normalne i nenormalne, npr.: zemljotresi, oluje, kvar opreme, namjerno ometanje, zemljospojevi, kratki spojevi, kvarovi opreme potrošača, i slično. Zbog svega ovoga navedenog povećana je pažnja sprječavanju štetnog utjecaja na softver, senzore i komunikacijske linije.

Općenito, sa stajališta potražnje za snagom, inženjerski i tradicionalno, mnoge službe imaju svoje zahtjeve, neki su vrlo mudri i razboriti, dok su neki naizgled suvišni za uvjetovanu tehničku opremu da bi se povezali distribucijski generatori sa svojim mrežama sa ciljem da osiguraju sigurnost, naponsku stabilnost, i sve ostalo potrebno. S tim da se skoro uvijek zahtijeva brzo i automatsko odvajanje od mreže u slučaju prekida napajanja mreže. Posebna sofisticirana kontrola i procedure mogu riješiti takve i slične situacije, pažljivo naglašeno prema pitanju uzemljenja, što zahtijeva posebnu pažnju i vrlo pažljivo projektiranje. Sva rješenja su proizvod modernih programibilnih izmjenjivača čvrstog stanja koji su u ulozi distribucijskih generatora.

Još uvijek mnogi smatraju da najmanji distribucijski generatori, kao što su to parovi izmjenjivača za kuće foto napona, trebaju specificiranu visoko pouzdanu tehničku nadogradnju, zaštitne releje, sklopke, energetske transformatore, što se zapravo tradicionalno odnosi na velike rotacijske strojeve. [Lit. 231.] Iako se troškovi zaštitnih uređaja smanjuju sa povećanjem proizvodnog volumena, troškovi još uvijek mogu biti previsoki za manje generatore. Ovo su mnoge službe shvatile, npr. Pacific Gas and Electric Company u 1992. godini [Lit. 252.], gdje se pokazalo da u čvrstom stanju, obično prilagodljivom, izmjenjivački uređaji koji zamjenjuju zaštitne releje kod mrežnih međusobno povezanih izmjenjivača, pokazalo se da dobro funkcioniraju sa dovoljno pouzdanosti da bi se zadovoljilo najstrože uvjete sigurnosti. S obzirom da su ti zaključci izvedeni na teorijskim razmatranjima i na pojedinim zasebnim laboratorijskim testovima, nekoliko službi je odlučilo da provede analizu foto naponskih

sustava i izmjenjivača u distribucijskom sustavu i prouči njihov rad u stvarnim uvjetima. Ovi eksperimenti su pokazali da uvođenje foto naponske proizvodnje i samo priključenje ne stvara nikakav problem distribucijskim napojnim vodovima. [Lit. 273., 274.] Također se pokazalo da su izmjenjivači radili maksimalno 8 mili sekundi nakon testa prekida napajanja napojnog voda, a da je struja kvara maksimalno iznosila do 150 % nazivne izlazne struje izmjenjivača, što sve zajedno nije stvaralo nikakve probleme prema uslužnim službama ili prema potrošačima za vrijeme ispitnih eksperimentalnih kvarova, induciranih prenapona, pražnjenja kapaciteta i znatnih promjena opterećenja. S vremenom je ovo postalo široko prihvaćeno, te su izmjenjivači i hardver za među povezanost postali industrijski spremni da nastupaju zajedno, tako da su potraživanja za međupovezanost postala standardizirana, sa smanjenjem zabuna ili krivih tumačenja, te sa prikazom grubih i prikazom preciznih troškova. Mnoge službe i pojedine države su ustanovile sigurnosni standard pod nazivom UL 1741 za statičke izmjenjivače i kontrole napajanja za upotrebu u foto naponskim sustavima, što je zapravo dodatni razvoj pametne mreže. Pojedini pristupi prema ključnim pojmovima su odabrani da budu funkcionalno objektivni, a ne propisana vrsta opreme, što ima za cilj pospješiti tehničku inovaciju i pojednostavljenje. [Lit. 231.]

#### **2.9.10.7. Povezanost, izoliranost i sigurnost mreže**

Jedan od načina rada kod pametne mreže je izolirani, odnosno "otočni" način rada. Taj način je zapravo sposobnost distribucijskog generatora da radi blizu samoga opterećenja, čak i u slučaju kada su oba izolirana od šireg područja mreže, a u normalnim situacijama smatra se nepoželjna, osim ako je namjerno određena kao pričuvna proizvodnja ili kao specijalna radna procedura čuvana za svaki slučaj ako se dogodi kolaps mreže. Odnosno, tradicija koja je proizašla iz želje da se nastoji da svi radnici na dalekovodima budu sigurni i da se zaštiti sva oprema od mogućih nesinkroniziranih ili drugih raznih tokova snage jednostavno više nije moguća. [Lit. 231.] Predvidivo u budućnosti, uslužne službe mogu razvijati i prilagođavati zaštitu i koordinacijske sheme tako da bi se omogućila maksimalna dobit iz distribucijske proizvodnje. Može biti nastojano da se npr. dopusti "otočni rad" nakon greške i prekida napajanja, zbog činjenice da bi servisne službe za pojedine potrošače pored područja distribucijske proizvodnje mogle ostati bez alarma o prekidu napajanja. U takvom slučaju distribucijska proizvodnja može se promatrati kao bitan faktor za pojam stabilnosti za lokalnu službu. To je kao kada bi radni princip zahtijevao da sklopke i strujni prekidači budu razmješteni u različitim konfiguracijama, te da su primijenjene procedure otklona kvara, a da osoblje iz mjere predostrožnosti tretira sve vodove kao "prioritetne". Iako tehnologija nalaže da bi takva vrsta strategije morala postojati, to još uvijek nije postala radna praksa ni za jednu službu u SAD da dopusti otočni rad. Ova praksa će se možda i jednog dana promijeniti, ali bitno je naglasiti da je cjelokupni prikaz distribuirane proizvodnje zapravo imaginaran. Odnosno, ukoliko distribucijski generatori mogu biti dizajnirani da rade pravilno, ukoliko su u otočnom radu (te ukoliko tehničko osoblje zna gdje su promatrani "otoci" tako da mogu poduzeti odgovarajuće mjere predostrožnosti za vodove), tada oni dobivaju na svojoj vrijednosti jer pomažu lokalnom distribucijskom sustavu da pokrenu glavne ili sporedne raspršene ispade iz mreže. Važno je napomenuti da sustav nužno zahtijeva da se dopusti distribucijskoj proizvodnji

da napajaju potrošnju dok je dio distribucijskog sustava u otočnom radu u odnosu na glavni strujni krug i trafostanice, te obaveznu identifikaciju i analizu. [Lit. 275.] Troškovi ovakve analize, zahtijevane sigurnosti i uređenja stabilnosti pokazuju se relativno mali, dok potencijalna vrijednost opreznog kapaciteta otočnog rada izgleda velika, što je zapravo pogled potrošača prema proširenju za pričuvnim generatorima. Naravno, vrijednost, troškovi i dizajn ne mogu biti određeni bez prilično detaljno određenog opterećenja i ostalih podataka koje je po potrebi nekoliko službi složilo zajedno za distribucijski sustav. Cjelokupna industrija će s vremenom koristiti automatizaciju koja će riješiti taj problem sa dodavanjem u pametnu mrežu senzore i telekomunikacijske veze. To će s vremenom dati operatoru bolji intuitivni osjećaj za poboljšanje stabilnosti koja se može postići na osnovu bolje projektirane arhitekture distribucijske inteligencije i kontrole pametne mreže.

Općenito, električna industrija ima povećanu i dosta pedantnu proceduru za sigurno rukovanje sa vodovima pod naponom i sa vodovima bez napona. Regulativa zadužena za zdravlje i sigurnost, npr. zahtijeva ručno isključenje sklopki na svakom mogućem izvoru, te da svaki izolirani vod bude otvoren prije početka posla na način da ju nitko ne zatvori greškom prije završetka posla. Radnici moraju također sa operatorom sustava provjeriti mjesto svakog proizvodnog generatora da bi bili sigurni da je isključeno i izolirano od mjesta rada. Nadalje, vodovi koji nisu pod naponom moraju biti donekle tretirani kao da su pod naponom, te se moraju držati standardnog postupka: pismeno uvjerenje, isključenje, označavanje, provjeravanje i privremeno uzemljenje. Za vodove za koje se zna da su pod visokim naponom moraju biti posebne mjere predostrožnosti kao što je to specijalna izolacijska oprema (npr. alat, platforme, stolice, prostirači, rukavice...) bez kojih uslužno osoblje ne može pristupiti, niti dodirnuti vodljivi objekt. Ove predostrožnosti pomalo za ostale regulacije i prakse unatoč povremenim kršenjima, nude dovoljno čvrste argumente da su se visoko učinkovito dokazali. Osnovna briga je tu da se samo pobudni generatori kao što su to oni sa slobodno radnim izmjenjivačima, kod kojih se mislilo da su vodovi bez napajanja, a pokaže se da iako im je odsječeno napajanje sa daljnje mrežne strane, oni iznenada postaju aktivni, tj. pod naponom i vrlo opasni. Inače, u normalnim uvjetima distribucijski generatori zahtijevaju pobudu mreže za bilo koji oblik proizvodnje snage, dok u nenormalnim uvjetima može se dogoditi samouzbuđa od npr. međupovezanosti sa susjednim kapacitetima koji se prazne ili sa nekim drugim reaktancijama u sustavu, te počinje proizvodnja kada se nije očekivala. Ovako nešto je zaista bilo moguće sa pojedinim ranijim verzijama izmjenjivača, dok su verzije nakon 1980. godine počele sadržavati interne senzore i sklopke koje omogućavaju izrazito brzu i pouzdanu detekciju kvara i isključenje ukoliko dođe do pada mreže. Ovakve situacije su često moguće i mogu otvoreno biti označene kao sigurne u trenucima pada mreže. Nepredviđena distribucijska proizvodnja može se pojaviti bez stvaranja problema sigurnosti, odnosno bez stavljanja pod napon dalekovoda za kojeg radnici očekuju da bude bez napona, a to se može postići na slijedeće načine:

1. Kompletno stručno osoblje uvijek s praksom koristi aktivnu (pod naponom) liniju održavanja (što zna često biti sporije i skuplje nego procedura bez naponske linije) na svaki sustav koji koristi distribucijske generatore.
2. Sa korištenjem visoko pouzdanog automatskog izolacijskog releja ili ručnim odvajanjem (općenito su kasnije montirani s vanjske strane tako da stručno osoblje može bez problema isti dosegnuti i rukovati s njim), sa ciljem da se omogući automatizirano,

ali provjereno jednako pristupanje stručnog osoblja, a sve bi moralo biti instalirano između svakog distribucijskog generatora i mreže.

### 3. Obje dvije prethodne varijante. [Lit. 276.]

Zastupnici distribucijske proizvodnje i predstavnici službi su raspravljali niz godina je li potrebnije koristiti prvi i drugi pristup sigurnosti ili bi trebali biti korišteni pojedinačno. Nikada nije postignut konačni odgovor jer se pokazalo da je treći pristup idealan, ali sporiji i manje uobičajen. Općenito, drugi ili treći pristup je poželjan u svakom slučaju jer odvajanje mreže ne štiti samo radnike na vodovima od direktnog udara, nego sprječava nastajanje zemljospoja i struje zemljospoja koja teče prema uzemljenju i mogla bi ugroziti opremu i ljude na samom mjestu zemljospoja. Stoga je vrlo važno da se prekine veza između distribuirane proizvodnje i pametne mreže u slučaju poremećaja u mreži. [Lit. 252.] Ovo sve govori da bi prvi pristup s vremenom mogao postati neodgovarajući, pa bi stoga drugi pristup mogao postati puno bolje prihvatljiv, te ukoliko se pokaže odgovarajući, tada bi treći pristup dodao dodatnu sigurnost.

Inače kod svakog promatranog kvara poželjan je brzi prekid veze, međutim nije uvijek automatski i trenutni prekid veze najbolji odgovor za ovakvu situaciju. Ukoliko nije takva situacija, najbolji odgovor su moderni distribucijski generatori, naročito oni sa pametnim izmjenjivačima koji su slični tradicionalnim zaštitnim relejima da bi se postigao točan odgovor za situaciju stanja kvara, ali i za sve ostale događaje. Kao primjer se može promatrati jedan brzi šiljasti naponski oblik koji se može pojaviti na dijelu koji se napaja od susjednog voda koji je priključen na foto napon. Ovakav događaj može biti samo prolazan i može se dogoditi samo jedanput, tako da izmjenjivač poslije toga nastavi raditi normalno. Ovdje je vrlo bitno utvrditi pravilan uzrok ovakvog poremećaja, a on se može utvrditi određivanjem veličine i duljine trajanja putovanja napona i struje od očekivanog valnog oblika, ili od veličine frekvencije i faznog pomaka. Ukoliko izmjerene vrijednosti prekorače odgovarajuće granice, izmjenjivač će prestati sa radom. Preciznost i vrijeme reagiranja izmjenjivača (u mili sekundama) dokazuje da je visina tehnološkog razvoja izmjenjivača savršeno odgovarajućea za uslužne standarde. [Lit. 252.]

Nakon prorade zaštitnih releja i nakon otvaranja sklopke, odnosno prekida strujnog kruga, utvrđuje se uzrok kvara i poduzima se njegovo otklanjanje. Otvorene sklopke moraju se zatvoriti određenim redoslijedom da bi se ponovo uspostavio normalan pogon i to bez ikakvog uzrokovanja opasnosti ili oštećenja opreme. Standardna praksa službe je pokušaj da se automatski zatvori sklopka ili prekidač, i to ubrzo nakon što se otvori, jer se pretpostavlja da je početni kvar bio privremen, kao npr. prolazni val udara munje. Općenito, kod nadzemnih distribucijskih vodova, mnogo kvarova prolazi samo od sebe čim se prekine strujni krug izmjenične struje, te se izolacija vrlo brzo oporavi. U slučaju dodavanja distribucijskog generatora u mrežu, nužna je koordinacija da se ne bi dogodilo da brzo otvaranje i zatvaranje sklopke (sa ciljem eliminacije kvara) bude brže od vlastitog zaštitnog releja generatora koji također treba proraditi, te otvoriti i zatvoriti strujni krug. Jer ukoliko je u međuvremenu distribucijski generator izašao iz sinkronizacije, takva situacija bi ga sigurno mogla oštetiti. Stoga je ovdje potrebna posebna pažnja za koordinaciju releja i sve ostale opreme. Drugim riječima, kod ugradnje bilo kakve nove tehnologije u pametnu mrežu, ne smije biti nikakvih iznenađenja, niti za jednu situaciju.

Općenito, kao što je već puno puta rečeno, priključenje na pametnu mrežu osigurava razne ekonomske koristi, kao što je npr.: odgođeno korištenje raznih energetske kapaciteta, smanjivanje gubitaka, korištenje reaktivne snage i dokazivanje pouzdanosti. Za primjer mogu se promatrati mrežno povezani foto naponom, koji mogu povezivati niz trafostanica ili mogu biti instalirani na potrošačevom području kao posebni izvori za dodatnu snagu. Posebna kategorija koristi dolazi kao mogućnost da se ni u kojem slučaju ne priključuje na mrežu, nego se priključuje potrošača direktno, ili se napaja vlastito postrojenje za vlastite potrebe, kao npr. katodna zaštita ili selekcioniranje rada sklopki. Odnosno, umjesto odgode opterećenja voda ili kapaciteta transformatora, sveukupni troškovi priključenja na mrežu i mogućega proširenja mreže prema potrošaču je izbjegnuto. Također, umjesto smanjenja radnih i reaktivnih gubitaka snage u mreži, to je sve izbjegnuto u korist potrošača. Umjesto da se dokazuje pouzdanost sa proširenjem mogućnosti mreže i razne opreme koja je priključena na mrežu, sada sve ostaje na karakteristici distribucijskog izvora. Nekada se potrošač oslanjao na različitu i kompleksnu opremu održavanu i servisiranu sa velikim brojem uslužnog osoblja, a sada se uzdaje u pouzdanost vlastite opreme koju on sam održava ili ima ugovor sa određenom firmom na lokalnoj razini. Dakle, i inženjerski i ekonomski pogled za samostalni rad je potpuno drukčiji. U principu, uvjeti koji favoriziraju mrežnu povezanost sadrže podatak "biti blizu", odnosno pored mreže, te moći koristiti velike količine električne snage, tj. što bliže glavnom napojnom vodu gdje je veća kvaliteta energije i stabilniji napon. Ovdje je pouzdanija proizvodnja i raspoloživost prijenosnog kapaciteta vodova, te jeftinije priključenje, a troši se samo onoliko snage koliko je potrebno prema limitiranom potencijalu lokalnog izvora. Ono što zapravo favorizira radne uvjete izoliranog pogona u većini slučajeva je: velika udaljenost od mreže ili korištenje male količine električne energije ili oboje; položajno na kraju napojnog voda gdje je slabija kvaliteta električne snage i manja stabilnost napona; pouzdanije lokalne proizvodne mogućnosti ili kvalitetu snage ili oboje; mogućnost lokalnog kogeneracijskog potencijala; moguće posjedovanje važnih i skupih opcija međupovezanosti energetske vodova.

Ovakva lista standardnih uobičajenih podataka je većinom važna zbog relativno udaljenih područja što je zajedničko kod npr. zapadnih područja SAD i kod nekih manjih područja u Australiji, gdje se svima često nude foto napon umjesto izgradnje skupih dugačkih vodova do udaljenih seoskih domaćinstava. [Lit. 277.] Čak prema nekim službenim odredbama vlasti SAD-a, nalaže se ponuditi ovu opciju kao mogući izbor potrošačima kada je god moguće izvesti opskrbu na jeftiniji način. Ovakve radno izolirane mogućnosti su veoma atraktivne za razne službe na ruralnom području jer se događa situacija da s vremenom energetske vodovi za udaljena ruralna područja ostaju, malo po malo, neupotrebljavani zbog izrazito velikih troškova održavanja. [Lit. 275.] Općenito, održavanje postrojenja i vodova, kod izrazito velikih udaljenosti, te surovih i zabačenih područja, strahovito povećava troškove naročito onim službama koje pružaju usluge održavanja mreže za potrošače od kojih imaju vrlo mali prihod. Naročito, vrlo dugački vodovi imaju izrazito veliku nepovoljnu situaciju, induktivnu reaktanciju, pad napona, tako da se zahtijeva skupo pojačanje napona, dodatni kapaciteti i napor pri održavanju da bi se postigla odgovarajuća kvaliteta snage, naponska stabilnost i pouzdanost za potrošače na drugom kraju napojnog voda. Tako da kombinacija vrlo dugačkih vodova i malog opterećenja, tj. napajanja, uzrokuje malu dobit po kilometru dužine, odnosno izgradnja dugačkih vodova za udaljene potrošače od kojih se može očekivati samo mali prihod, vodi u siguran gubitak uložene kapitala. [Lit. 278.,279.]

## 2.9.11. Usporedba sa mogućnostima dobiti bez korištenja pametne mreže

### 2.9.11.1. Proizvodnja energije

Dosada je promatrano stanje razvoja i primjene pametne mreže, te svake njene dobre osobine, no da bi se zaista pokazala dobit takvog razvoja pametne mreže, nužno je napraviti i usporedbu sa dobiti situacije kada se ne koristi pametna mreža, odnosno razmotriti i takav pogled. Dakle, općenito je jasno da distribucijski generatori osiguravaju energiju, dok princip zahtjeva i potražnje prema odgovoru i opskrbi, šteti energiju, što bi se moglo općenito prikazati sa proizvodnjom energije određenog postrojenja, određenog kapaciteta, te prijenosa na osnovu određene mreže, sa određenim mrežnim gubicima do potrošnje na promatranoj lokaciji. Tradicionalno, regularne službe ugađaju potrebnu količinu energije za potrošnju, te određenu energiju dodaju na osnovu primjene npr. plinske turbine ili npr. parne turbine, s kojima se zajedno ostvaruje pravilna distribucija energije prema odgovarajućoj potrošnji.

Tamo gdje je veličina potrošene energija norma za fiktivne izvore, sa stajališta tržišta ona se može procijeniti u određenoj novčanoj vrijednosti i to nedvojbeno prema poznatoj točki isporuke električne energije. Na primjer, kao drastičan primjer može se uzeti i promatrati cijena električne energije koja je bila u SAD-u u Kaliforniji prije poznate Kalifornijske krize u 2000/2001. godini, a tada je bilo predviđano da će cijena električne energije biti oko 0,06 \$/kWh, da bi se za vrijeme same krize doseglo od nekoliko centi do nekoliko stotina dolara, što je astronomski ne razumna cijena. [Lit. 280.] Dakle, ukoliko se ima svoj neovisni energetska izvor onda je potpuno moguće biti neosjetljiv na bilo kakve promjene u gospodarenju mreže, promjeni energetske prijenosne moći ili promjeni cijene električne energije.

Nadalje, za očuvanje raspoloživosti proizvodnih energetska kapaciteta za dnevnu potrošnju većina tvrtki koristi veći broj manjih ili srednje veličine (100 – 200 MW) proizvodnih jedinica na fosilna goriva za koje je veoma skupo da se isključuju i ponovo uključuju. Takve jedinice moraju biti u minimalnom pogonu preko vikenda i noću da bi bile zagrijane i spremne za isporuku energije za sate vršnog opterećenja, odnosno koštanje njihovog minimalnog rada bez opterećenja može biti znatno jeftinije nego ponovo pokretanje pogona. Pored fosilnog goriva moguće je i korištenje npr. hidro energije ili korištenje određenog tekućeg goriva (npr. dizel), a tu je bitno da se za takve turbine u svrhu izbjegavanja troškova praznog hoda koristi određena zamjena sa pomoćnom pričuvom samo u svrhu vrtnje bez opterećenja. Na taj način se za očuvanje radne vrtnje i radne temperature koristi posebno pričuvno gorivo koje je puno jeftinije od onoga radnoga pogonskog goriva koje se mora automatski trošiti čim turbina dođe pod pravo radno opterećenje. To je sa iskustvom mnogih neizmjerljivo jeftinije nego što bi iznosili troškovi pokretanja velike turbine, sinkronizacija, te postizanje i očuvanje njegove radne temperature. Sve ove vrijednosti ovise isključivo o vrsti postrojenja, vrsti sustava i metodologiji rada svih elemenata u sustavu, tako da se mora raditi posebna analiza svih troškova za svaki slučaj posebno. Nadalje, kod svih energetska postrojenja, kao i kod svake tehničke opreme, rad je znatno učinkovitiji i pouzdaniji pod normalnim relativno "mirnim" opterećenjem, a ne pod naglim i promjenjivim, gotovo skokovitim promjenjivim varijantama opterećenja i rada. Ovo utječe na elektro termičke promjene u opremi tako da je moguće da dođe do znatnih pogoršanja osnovnih elektromehaničkih svojstava pojedine opreme ili njihovih

dijelova što može dovesti do kvarova i prekida napajanja. Dakle kod vlastitog napajanja bez korištenja energetske mreže ovo je puno lakše kontrolirati i veoma lagano izbjeći.

Vrlo važan faktor je ponašanje svake mreže kod naglog "brzog" ispada napajanja cjelokupne mreže iz režima normalnog rada. Cilj sustava je da izvori napajaju mrežu i da sve ostane u ravnoteži, tj. frekvencija, simetrija sve tri faze, i stabilnost napona. Najgora moguća promjena koja teži prema krajnjem mogućem završetku, a to je ispad, je zapravo situacija ne postupnog povećanja opterećenja nego "skokovita" promjena koja je uzrokovana trenutnim uključenjem ili isključenjem velikog broja potrošača. Odnosno što su veće promjene u napajanju i povećane granice sustava kod takvih skokova, to je manja vjerojatnost izlaznih skokova iz sustava, te manja vjerojatnost kolapsa, odnosno rušenja i ispada sustava iz normalnog režima rada. Uobičajeno, najbrži ispadi dolaze od brzine isključenja koju provodi dispečer kod naglog prekida napajanja, što je često trenutno. Dok se kod mnogih većih potrošača koji imaju posebnu povlaštenu tarifu uvijek redovito javljaju da najave svoj plan ovakvih događaja. Nadalje kod rotirajućih strojeva, nagli ispad npr. rotora zahtijeva poslije ubrzanje i sinkronizaciju velike rotirajuće mase, što je naročito izraženo kod parnih turbina ili hidro generatora, jer se tu zahtijeva još više vremena. Za usporedbu kod solarnih ćelija, gdje je čista elektronika bez momenta inercije, bez termalne inercije ili tromosti mase, one mogu biti priključene na mrežu ili odspojene potpuno trenutno, te se postiže nagla promjena opterećenja, a sa odgovarajućim izmjenjivačem i kontrolom opreme, ovo se može izvoditi toliko često, koliko zapravo dopušta glavna sklopka. [Lit. 281.,282.,283.,284.] Kod pitanja glavnih sklopki važno je imati na umu uključanje ili isključenje kompletne trafostanice u distribucijskoj mreži. U principu, klasične energetske trafostanice mogu biti po volji isključene ili uključene, a smatraju se tada neopterećenom proizvodnjom [Lit. 231.].

Prilikom toga treba imati na umu slijedeće:

- ovo je složenija operacija nego što se na prvi pogled čini
- mora se pažljivo izvesti uključivanje po određenom redoslijedu, da se ne ošteti skupocijena oprema
- cjelokupna tendencija je izbjegavanje smanjivanja vijeka trajanja opreme za određeni stupanj, u pravilu mali stupanj promjene
- jednom kada se isključi postrojenje, nije moguće odmah ga vratiti u normalno radno stanje, tako da je to nepovratan proces za jedno određeno kraće vrijeme, to znači da ukoliko je izrazita nužda za energijom, operator mora po mogućnosti hitno osposobiti neki drugi izvor napajanja koji je možda znatno skuplji

Za usporedbu, kod foto napona izvori su potpuno dvosmjerni procesi koji omogućuju trenutno i dvosmjerno ispadanje iz normalnog režima rada, što je vrlo poželjno sa stajališta dispečera koji treba donijeti pravilne odluke kod prespajanja distribucijskih grana napajanja potrošača. Ovo je još jedan prikaz prednosti posjedovanja vlastitih energetske izvora, a ne biti ovisan o napajanju preko energetske mreže i njenih energetske trafostanice koje imaju svoje granice mogućnosti i pravila za normalan rad.



### 2.9.11.2. Kvaliteta energije i harmonici

Po pitanju kvalitete električne energije bitno je znati da općenito energetske sustavi ne isporučuju perfektno sinusoidalni valni oblik struje, nego je to ružna realnost kao što su to tranzijenti raznih sklopki, titraji električnih lukova, visoko frekvencijske smetnje i razni unutarnji harmonici. Tri prva utjecaja uzrokovana su većinom sa raznim potrošačkim uređajima, a zadnji uzrok, harmonički poremećaj, je većinom uzrokovan i potiče iz mreže, tj. od priključenih distribucijskih generatora. U većini slučajeva u praksi se ne poduzima puno, gotovo ništa kod postojeće distribucijske proizvodnje i nelinearne potrošnje, čija struja se suprotno našim željama ne mijenja glatko sa naponom, poput kapaciteta, ili raznih dioda i raznih uređaja za uključivanje i isključivanje. Primjeri:

- Često zbog nedovoljne električne snage koja napaja moderne kompjutere, ostalu uredsku opremu, televizore, te ostalu potrošačku elektroniku, sve navedeno postaje bogat izvor harmonika, a naročito trećega harmonika. Nije neuobičajeno da treći harmonik struje u neutralnom vodiču uredske zgrade iznosi pola amplitude (efektivne vrijednosti) osnovne struje (50 Hz) koja teče faznim vodičem. Pojedina iskustva iz SAD govore da je nekoliko zgrada potpuno izgorjelo u požaru, a uzrok su bili harmonicima preopterećeni neutralni vodiči.
- Pojedini izmjenjivači sa svojom prilagodljivom brzinom za rad motora, naročito u ranijoj fazi kada su bili slabije kvalitete, dodatno su generirali harmonike, naročito peti i sedmi harmonik. Moderne, visoko kvalitetne jedinice pažljivo suzbijaju harmonike što je postala vrlo inteligentna praksa.
- Ranije vrste niže kvalitete opreme kod elektroničkih rasvjetnih tijela bila su vrlo bogata i to većinom sa trećim harmonikom, dok moderne jedinice imaju čišćenje od harmonika i obično emitiraju harmonike slične ili manje od onih koje se normalno može naći u energetske mreži. Starije fluorescentne i ostale lampe na starter koje su veoma široko korištene, su vrlo jaki harmonički izvori koji proizvode 20 do 30 % THD-a (eng. total harmonic distortion – ukupni harmonički poremećaj) za vrijednost žarulje 2 x 40 W, ili 60% THD-a za vrijednost 70 W metalne halogene žarulje. [Lit. 285.,286.,287.]
- Pojedine vrste rasvjetnih naprava koje ne trebaju starter, kao uložak halogene lampe koje služe za umetanje u druga rasvjetna tijela sa ciljem produženja radnog životnog vijeka lampe, sadrže poluvodna pojačala čije su diode bogat izvor harmonika.
- Nisko kvalitetni prekidači koji se široko koriste kod kućnih halogenih svjetiljki proizvode približno 96 % THD-a kada se napajaju jednom trećinom nazivne snage. Prema iskustvima iz SAD-a zbog opasnih požara ovih lampi uzrokovalo se donošenje odluke o njihovom potpunom povlačenju iz upotrebe, ali su mnoge ostale u upotrebi u domovima, raznim drugim ustanovama poput fakulteta, itd. [Lit. 288.]
- Pojedine vrste opterećenja kao što je lučno zavarivanje, korištenje lučne visoke peći, ili nekih dijatermalnih strojeva proizvodi izrazito visoke frekvencije i ostalu elektroničku buku koja odlazi u mrežu, te zagrijava svaki vodič kroz koji prolazi.
- Čak i kapaciteti i transformatori instalirani na osnovu određene elektro službe pomalo izobličuju valni oblik.

U pravilu, potrebno je minimizirati razne valne oblike napona jer uzrokuju zagrijavanje, proboj izolacije, i ostala nepovratna oštećenja za distribuciju i također za opremu potrošača. Čak se oštećenja mogu i ne linearno povećati sa promjenom stanja harmonika, odnosno THD. [Lit. 289.] Dokazano je da kod THD situacije nebrojeno zagrijavanje može skratiti životni vijek razne vrste elektro opreme i npr. motora za više desetaka %. [Lit. 290.] Također je moguće da harmonici prekinu rad obrade podataka kompjuterske opreme, a to ponekad može biti na takav način da je to vrlo teško otkriti. Inače, utjecaj viših harmonika na električnu mrežu ovisi znatno više o električnim karakteristikama same mreže, nego o mjestu pojave, odnosno ulaska viših harmonika, tako da se njihov utjecaj često koncentrira vrlo daleko od mjesta ulaska u mrežu, što komplicira objašnjenje cjelokupne situacije o utjecaju postojećih viših harmonika. Ovo je naročito izraženo ako se dogodi rezonancija koja se može pojaviti kada harmonici koji su pušteni u mrežu sadrže obje komponente reaktivnosti, odnosno uobičajeno kapacitivnu za popravljjanje faktora snage  $\cos\varphi$  i normalno induktivnu komponentu od transformatora, vodova i raznih motora. Nekontrolirana rezonancija takve vrste bi mogla brzo proizvesti destruktivne prenapone, sigurna oštećenja, te pogreške u radu opreme, a što se često događa kod vrlo dugih vodova, naročito zbog njihovog induktiviteta po jedinici njihove dužine. Na primjer, iskustvo iz SAD govori da dalekovodi na seoskim područjima imaju gotovo tri puta veću impedanciju od gradskih dalekovoda, što rezultira sa tri puta većim naponom za harmonike za jednaki nivo harmonika. [Lit. 231.] Općenito, može se reći da harmonici postoje naširoko i vrlo trajno, a osnovni je problem ustanoviti gdje oni odlaze i što oni čine. No, u današnje vrijeme imamo na raspolaganju razne filtere i uređaje koji služe za njihovo otkrivanje i uklanjanje. [Lit. 291.]

### 2.9.11.3. Pouzdanost napajanja

Mnogi potrošači su kod uobičajenog napajanja često suočeni sa dosta niskom razinom pouzdanosti. Gledano potrošače, pojedini potrošači npr. grijači vode (bojleri) uopće ne bi osjetili kratki prekid napajanja, nasuprot tome, za npr. ljudski život osobe koja je u bolnici na operacijskom stolu ovo bi moglo biti katastrofalno. Također, ostale primjene kao što su to npr. poslovi strojeva u tvornici, izrada proizvoda prema postupku obrade elektroničkih čipova – kompjutera, zračna kontrola letova aviona – radar, tu se strogo zahtijeva visoka pouzdanost napajanja, što se u uobičajenom svakodnevnom životu običnih ljudskih poslova ne postiže ni približno. Značajno je kod mnogih tvrtki sa velikim brojem kompjutera da svaki prekid napajanja kod njih izaziva ogromnu financijsku štetu sa mogućnošću kvara opreme, tako da je kod njih nužna primjena određenih uređaja osiguranja stalnog napajanja (eng. UPS - uninterruptible power supply, besprekidno energijsko napajanje). Iako većina kompjutera može tolerirati 6 % prenapona ili 13 % niži napon, pa čak i šire raspone, pokazalo se da vremenski vrlo kratki prekidi napajanja (nekoliko perioda) mogu ugroziti rad kompjuterskih komponenata. Ovisno o stupnju magnetske i kapacitivne energije akumulirane u pojedinačnoj opremi, dokazano je da sniženi napon može izazvati gubitak podataka ili zastoje u radu.

U današnje vrijeme trećeg tisućljeća, u doba interneta i informatičkog razvoja, sve više i više se svaka sekunda prekida komunikacije smatra ozbiljnim problemom koji uzrokuje financijske posljedice. Prema podacima iz SAD, The Standish Group, u 2001. godini su napravili temeljitu analizu svih raznih događaja koji su uzrokovali prekid rada informacijskog sustava, a rezultati su slijedeći: 37% odnosi se na greške u softveru, 12% greške hardvera, 12% greške baze

podataka, 8% greške glavnog servera, 8% zbog greške mreže i greške rada operatera, 4% od susjednih servera i njegovih grešaka, 3% zbog uvjeta okoline, 3% planiranih ispada – prekida napajanja, te 3% ostali uzroci – pretpostavlja se prekid napajanja električnom energijom iz mreže. [Lit. 291.]

Prema navedenim podacima, dominantni uzrok kvarova očigledno nema veze sa distribucijom električne energije, te će postojati čak i kada je kvaliteta električne energije gotovo perfektna. Ovo dovodi do sumnje da je po mnogima prekid napajanja iz distribucijske električne mreže odgovoran za nastanak glavnine svih kvarova i štete na kompjutorima i raznoj informacijskoj opremi, ali je ipak nužno zbog svega toga preventivski ugraditi UPS. [Lit. 280.]

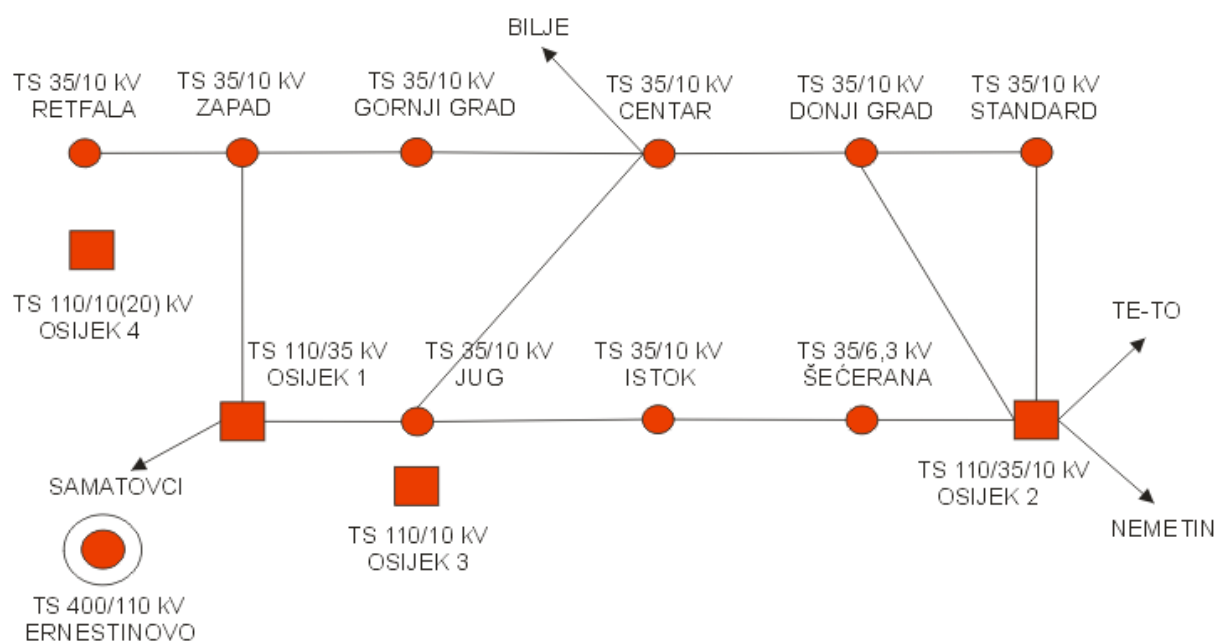
Za svrhu postizanja pouzdanosti pametne mreže na temelju svih svjetskih dosadašnjih iskustava može se zaključiti slijedeće: energija dovedena iz mreže (općenito) je jeftina, ali njeno pretvaranje u visoko kvalitetnu i pouzdanu mrežu nije jeftino. U odgovarajućim uvjetima, prema velikom broju dosadašnjih iskustava, pokazuje se da je znatno jeftinije početi snabdijevati se energijom čistog valnog oblika, bez viših harmonika ili raznih šumova, i to energijom visoko pouzdanom napajanjem iz niza foto napona ili iz vjetro turbine sa izmjenjivačem, nego uzimati energiju iz mreže i pročišćavati ju. U svim takvim slučajevima korištenje niza foto napona sa svom pripadajućom opremom može koštati manje nego ukupna suma ekvivalentne pouzdane i visoko kvalitetne UPS opreme. Dakle, s ovim se postiglo više traženih ciljeva, visoka pouzdanost i kvaliteta energije, sa ekonomski opravdanim pristupom napajanja bez korištenja pametne mreže i dovlačenja preko nje energije koja ne bi ispunjavala željene uvjete pouzdanosti i kvalitete.

### 3. OPTIMIRANJE TOKOVA SNAGE URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE U PRIJELAZU PREMA VIRTUALNOJ PAMETNOJ MREŽI

#### 3.1.1. Urbana distribucijska mreža

Za svrhu istraživanja, analize i optimiranja tokova snaga urbane distribucijske mreže za promatranje se odabire stvarna distribucijska mreža grada Osijek.

O ovoj urbanoj distribucijskoj mreži prikazuju se osnovne distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV i pojednostavljena shema 35 kV mreže Elektroslavonije Osijek, koja u odnosu na manji udio transformacije 110/10(20) kV daje najveći doprinos transformaciji električne energije na 10 kV nivo, Slika 53.



Slika 53. Pojednostavljena shema 35 kV mreže grada Osijeka

Na ovoj slici jasno se vidi prostorni raspored svih 35/10 kV trafostanica, sa prisutnošću energetskih trafostanica 110/35/10 kV, 110/10(20) kV i najvažnijom transformatorskom stanicom za Slavoniju i Baranju, a to je TS 400/110 kV Ernestinovo (snaga transformatora 2x300 MVA.), [Lit. 293.] Također je prikazano napajanje većih potrošača – Osječke Šećerane i TE-TO Osijek, te povezanost 35 kV mreže sa ostalim izvan Osječkim naseljima kao što su Samatovci, Nemetin i Bilje.

Iako promatramo isključivo električnu energiju koja se distribuira potrošačima, ovdje imamo TE-TO Osijek sa njenim znatnim proizvodnim mogućnostima električne i toplinske energije. Koriste se dvije vrste goriva, a to je prirodni plin i lož ulje, te teško lož ulje i plin. Ukupna vršna snaga iznosi  $89 \text{ MW}_e / 139 \text{ MW}_t + 50 \text{ t/h}$  (tehnološka para), a godišnja proizvodnja u 2009. iznosi: 693.562 GJ ogrjevnje topline, 126335 t tehnološke pare, električne energije: 108 GWh. Ova proizvodnja toplinske energije je izrazito povoljna za distribucijski sustav jer uvelike pridonosi smanjenju ukupne potrošnje električne energije grada Osijeka.

Dakle, za napajanje 10(20) kV mreže Elektroslavonije Osijek koriste se slijedeće trafostanice: TS 35/10 kV Istok, TS 35/10 kV Centar, TS 35/10 kV Zapad, TS 35/10 kV Gornji grad, TS 35/10 kV Jug, TS 35/10 kV Osijek 2, TS 35/10 kV Retfala, TS 35/10 kV Donji grad, TS 110/10 kV Osijek 3, TS 35/10 kV Standard, TS 110/10(20) kV Osijek 4 sa ukupnom instaliranom snagom od 254,5 MVA, a sve ove vrijednosti su prikazane u Tablici 21. [Lit. 293] Važno je primijetiti da osim TS 35/10 kV Retfala koja je radijalno napojena iz TS 35/10 kV Zapad, svaka trafostanica TS 35/10 kV, a također TS 110/10 kV i TS 110/35/10 kV imaju zadovoljen uvjet dvostranog napajanja, pa čak imamo na pojedinim mjestima i trostrano napajanje što je izvrsno sa gledišta sigurnosti napajanja trafostanica.

Prema podacima iz slijedeće Tablice 12., jasno se uočava da se za transformaciju 35/10 kV većinom koriste transformatori nazivne snage 8 MVA, a namot je većinom spoj zvijezda – trokut (Yd5), sa naponom kratkog spoja  $U_K$  od 5,7 % do 7,17 % i naponom regulacije od +/- 2,5 % na primaru i +/- 5 % na sekundaru transformatora. Za transformatore 110/10(20) kV snage su 20 MVA i 40 MVA, a također se koriste transformatori u spoju zvijezda – trokut (YNd5) sa naponom kratkog spoja  $U_K$  od 11 % i 17,58 % , te naponom regulacije od +/- 10 x 1,5 % i +/- 10 %.

Redni broj	Trafostanica	TP	Snaga (MVA)	Prijenosni omjer (kV)	Grupa spoja	$U_K$ (%)	Regulacija napona
1	ISTOK	TP1	8	35/10	Yd5	5,82	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	6,03	+/- 2,5% +/- 5 %
2	CENTAR	TP1	8	35/10	Yd5	6,41	+/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	6,72	+/- 2,5% +/- 5 %
3	ZAPAD	TP1	8	35/10	Yd5	5,95	+/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	5,82	+/- 5 %
4	GORNJI GRAD	TP1	8	35/10	Yd5	5,82	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	5,82	+/- 2,5% +/- 5 %
5	JUG	TP1	8	35/10	Yd5	5,86	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	5,86	+/- 2,5% +/- 5 %
6	OSIJEK 2	TP1	8	35/10	Yd5	5,92	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	5,81	+/- 2,5% +/- 5 %
7	RETFALA	TP1	8	35/10	Dy5	7,08	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	8	35/10	Dy5	7,17	+/- 2,5% +/- 5 %
8	DONJI GRAD	TP1	8	35/10	Yd5	5,80	+/- 5 %
		TP2	8	35/10	Yd5	5,80	+/- 5 %
9	OSIJEK 3	TP1	40	110/10	YNd5	17,58	+/- 10 %
		TP2	40	110/10	YNd5	17,58	+/- 10 %
10	STANDARD	TP1	4	35/10	Yd5	5,84	+/- 2,5% +/- 5 %
		TP2	2,5	35/10	Yd5	5,7	
11	OSIJEK 4	TP1	20	110/10	YNd5	11	+/- 10x1,5 %
		TP2	20	110/20	YNd5	11	+/- 10x1,5 %

Tablica 12.

*Energetske trafostanice 35/10 kV, 110/10 kV i 110/20 kV distribucijske mreže grada Osijeka*

Nakon osnovnih podataka iz prethodne Tablice 12. , potrebno je navesti za sve distribucijske trafostanice njihove pogonske radne uvjete.

- U TS 35/10 kV Retfala nalaze se dva sustava sabirnica. Prvi je 35/10 kV, a tu je samo jedan transformator uključen (8 MVA) i on napaja zračne vodove. Drugi sustav sabirnica je 110/10 kV, a napajanje je iz TS 110/10(20) kV Osijek 4.
- U TS 110/10(20) kV Osijek 4 na prvom transformatoru je transformacija 110/10 kV i on napaja dio konzuma od TS 35/10 kV Retfala, a ujedno je i spojen na 10 kV sabirnice od TS 35/10 kV Retfala. Drugi transformator ima transformaciju 110/20 kV, a on napaja vod prema TS Autocesta koji produžava prema Đakovu.
- U TS 35/10 kV Standard nalaze se dva transformatora. Prvi transformator je u vlasništvu HEP-a, nazivne snage 4 MVA, dok je drugi transformator u vlasništvu Standarda za njihove vlastite potrebe, nazivne snage 2,5 MVA.
- U TS 35/10 kV Jug potpuno je isključena transformacija (oba transformatora), a napajanje 10 kV sabirnica se odvija iz TS 110/10 kV Osijek 3.
- U pojedinim trafostanicama je prema zahtjevu male potražnje snage uključen samo jedan transformator npr. TS 35/10 kV Zapad, TS 35/10 kV Gornji Grad, TS 35/10 kV Centar, TS 35/10 kV Istok.



*Slika 54. Transformator od 20 MVA u trafostanici 110/10(20) kV Osijek 4*

Jedna od najvažnijih novijih trafostanica za distribuciju električne energije grada Osijeka je 110/10(20) kV Osijek 4, Slika 54., koja je izgrađena zbog povećanja potrošnje u zapadnom dijelu grada Osijek, te u obližnjim prigradskim naseljima, kao i potreba napajanja međunarodnog cestovnog pravca koridora C5.

Trafostanica je opremljena s četiri vodna polja, jednostrukim sabirnicama sa sekcijским rastavljačem i dva energetska transformatora snage 20 MVA. TS 110/10(20) kV Osijek 4 je trostrano napajana, odnosno napravljeni su 110 kV dalekovodi: Ernestinovo – Osijek 4, Osijek 4 – Valpovo i Osijek 3 – Osijek 4.

Izgradnjom TS 110/10(20) kV Osijek 4 povećana je sigurnost napajanja kupaca sa 10(20) kV mrežom i omogućen je razvoj zapadnog dijela grada.

### **3.1.2. Elektroenergetski vodovi 35 kV**

Za prienos ukupno instalirane snage svih 35 kV trafostanica od 134,5 MVA kroz distribucijsku 35 kV mrežu grada Osijeka, upotrebljavaju se slijedeći kabelski vodovi:

Red. broj	KDV 35 kV	Tip kabela	Dužina (m)	Ukupna dužina (m)	Početak rada
1.	JUG - CENTAR/1	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>	710	1730	1967.
		XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )	1020		2010.
	JUG - CENTAR/2	IPZO 13 3x120 mm <sup>2</sup>	710	1730	1980.
		XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )	1020		2010.
2.	OSIJEK 1 - JUG/1	IPZO 13 3x120 mm <sup>2</sup>		731	1966.
	OSIJEK 1 - JUG/2	IPZO 13 3x120 mm <sup>2</sup>		731	1966.
	OSIJEK 1 - ISTOK	IPZO 13A 3x240 mm <sup>2</sup>		1257	1985.
		XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )		5000	1997.
3.	OSIJEK 2 - DONJI GRAD/1	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		2716	1969.
	OSIJEK 2 - DONJI GRAD/2	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		2819	1980.
	OSIJEK 2 - CENTAR	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		4834	1969.
	OSIJEK 2 - ŠEĆERANA	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>	1248	1900	1979.
	OSIJEK 2 - ŠEĆERANA	XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )	652		2009.
	OSIJEK 2 - STANDARD	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		970	1983.
	OSIJEK 2 - TE-TO	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		364	1986.
4.	GORNJI GRAD - ZAPAD	IPZO 13 3x120 mm <sup>2</sup>	1181	1348	1968.
		XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )	167		2007.
	GORNJI GRAD - CENTAR	IPZO 13 3x120 mm <sup>2</sup>		2873	1968.
5.	DONJI GRAD - CENTAR	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		2375	1969.
6.	ŠEĆERANA - ISTOK	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>	1487	1884	1971.
		XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )	397		2009.
7.	ZAPAD - RETFALA/1	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		2144	1975.
	ZAPAD - RETFALA/2	IPZO 13 3x150 mm <sup>2</sup>		2300	1981.
8.	CENTAR - BILJE/1	XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )		7000	1997.
	CENTAR - BILJE/2	XHE 49A 3x(1x185/25 mm <sup>2</sup> )		7000	1997.
<b>UKUPNO</b>				<b>51.706</b>	

Tablica 13. Vrsta i presjek 35 kV vodova grada Osijeka

Prema ovim podacima jasno se vidi da su postojeći kabeli vrlo dobrog presjeka, od 120 do 185 mm<sup>2</sup>, ali je starost pojedinih kabela dosta velika, čak iz 1966, tj. preko 40 godina.

No, dosadašnja iskustva iz pogona tih kabela govore da su ti kabeli sposobni i dalje obavljati svoju funkciju. [Lit. 293.]

### 3.1.3. Distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV

Pored "glavnih" distribucijskih trafostanica 35/10 kV i 110/10(20) kV koje su ovdje napojne trafostanice u energetskom smislu, moraju se navesti distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV koje distribuiraju električnu energiju do krajnjih potrošača na 0,4 kV naponu, Tablica 14.

Redni broj	Tip TS	Nazivna snaga (kVA)
1	KTS	630
2	TS	1000
2	KTS	2x630
3	LBTS	630
4	KTS	400
5	LBTS	400
6	KTS	630
7	LBTS	630
8	KTS	630
9	KTS	630
10	KTS	630
11	KTS	630
12	KTS	2x630
13	KTS	400
14	KTS	630
15	KTS	630
16	KTS	630
17	KTS	630
18	KTS	250
19	KTS	630
20	KTS	630
21	KTS	400
22	KTS	630
23	KTS	400
24	KTS	630
25	KTS	630
26	KTS	630
27	KTS	400
28	KTS	400
29	KTS	630
30	KTS	630
31	KTS	400
32	KTS	630
33	KTS	2x400
34	KTS	630
35	KTS	630
36	LBTS	630
37	KTS	2x630
38	KTS	2x400
39	KTS	630
40	KTS	400
41	KTS	630
42	KTS	630
43	KTS	400
44	KTS	400
45	KTS	2x630
46	KTS	630
47	KTS	630
48	KTS	400
49	KTS	250
50	KTS	630



Redni broj	Tip TS	Nazivna snaga (kVA)
51	KTS	630
52	KTS	630
53	KTS	2x400
54	KTS	630
55	KTS	630
56	KTS	630
57	KTS	2x630
58	KTS	630
59	KTS	630
60	KTS	630
61	KTS	630
62	KTS	400
63	KTS	400
64	KTS	630
65	KTS	400
66	KTS	630
67	KTS	630
68	KTS	1000
69	KTS	630
70	KTS	2x630
71	KTS	1000
72	KTS	2x630
73	KTS	400
74	KTS	630
75	KTS	400
76	KTS	630
77	KTS	400
78	KTS	2x630
79	KTS	630
80	KTS	630
81	LBTS	630
82	KTS	630
83	KTS	630
84	KTS	630
85	KTS	630
86	KTS	630
87	PTTS	160
88	KTS	630
89	KTS	630
90	KTS	2x630
91	KTS	630
92	KTS	2x630
93	KTS	630
94	KTS	630
95	LBTS	250
96	KTS	630
97	TTS	100
98	KTS	630
99	KTS	630
100	KTS	400
101	PTTS	160
102	KTS	630
103	KTS	630
104	KTS	630
105	KTS	630
106	KTS	400
107	KTS	630
108	KTS	630
109	PTTS	160
110	ŽSTS	100

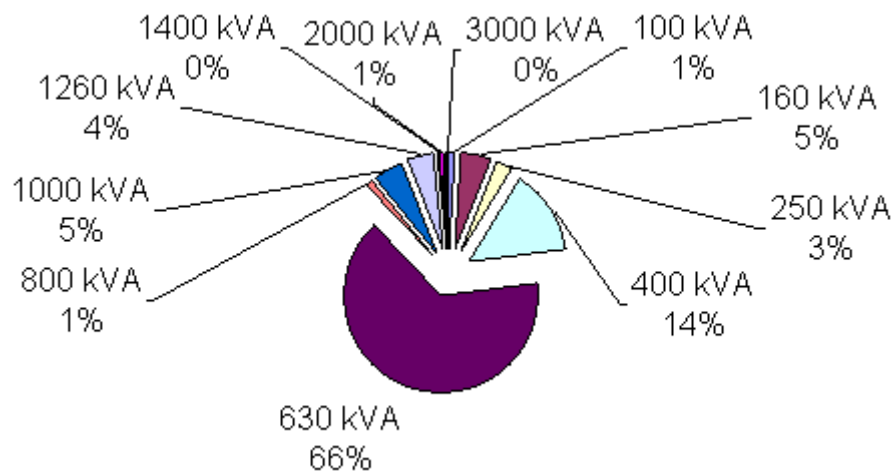
Redni broj	Tip TS	Nazivna snaga (kVA)
111	KTS	630
112	KTS	1000
113	ŽSTS	100
114	ŽSTS	160
115	PTTS	160
116	ŽSTS	160
117	ŽSTS	100
118	LBTS	630
119	TTS	160
120	PTTS	250
121	MBTS	630
122	KTS	630
123	KTS	630
124	KTS	400
125	KTS	630
126	KTS	630
127	KTS	630
128	KTS	630
129	KTS	630
130	KTS	630
131	KTS	630
132	KTS	400
133	KTS	630
134	KTS	400
135	KTS	630
136	KTS	630
137	KTS	630
138	LBTS	630
139	KTS	630
140	KTS	630
141	KTS	630
142	KTS	630
143	KTS	400
144	ŽSTS	250
145	KTS	630
146	KTS	630
147	KTS	400
148	KTS	630
149	KTS	630
150	KTS	630
151	KTS	630
152	KTS	630
153	KTS	630
154	KTS	630
155	KTS	630
156	KTS	400
157	KTS	630
158	KTS	630
159	KTS	400
160	MBTS	630
161	KTS	630
162	KTS	630
163	KTS	630
164	KTS	630
165	KTS	250
165	KTS	630
166	KTS	100
167	KTS	630
168	KTS	630

Redni broj	Tip TS	Nazivna snaga (kVA)
169	KTS	630
170	KTS	630
171	KTS	160
172	KTS	2x630
173	KTS	630
174	KTS	630
175	KTS	630
176	KTS	630
177	KTS	630
178	KTS	400
179	KTS	630
180	KTS	630
181	KTS	630
182	KTS	630
183	KTS	3x1000
184	KTS	1000
185	KTS	630
186	KTS	630
187	KTS	400
188	KTS	400
189	KTS	630
190	KTS	630
191	KTS	630
194	KTS	630
195	KTS	630
196	KTS	630
200	KTS	630
202	KTS	630
203	KTS	630
204	KTS	630
205	KTS	630
206	KTS	400
208	MBTS	630
209	KTS	630
210	BKTS	400
211	MBTS	400
213	KTS	630
214	KTS	630
215	MBTS	630
216	KTS	630
217	KTS	630
218	CSTS	160
219	KTS	400
220	KTS	630
221	CSTS	160
223	KTS	400
224	KTS	1000
225	KTS	1000
228	KTS	630
229	KTS	630
230	KTS	630
230	KTS	630
231	ŽSTS	160
232	KTS	2x1000
233	KTS	2x1000
234	KTS	630
235	MBTS	630
236	MBTS	630
237	SBTS	160
238	KTS	400

Redni broj	Tip TS	Nazivna snaga (kVA)
239	KTS	630
240	KTS	250
241	KTS	630
242	KTS	1000+400
243	KTS	1000
244	KTS	630
245	KTS	630
247	KTS	630
248	KTS	1000
249	SBTS	160
251	KTS	400
253	KTS	630
254	KTS	250
255	KTS	630
256	KTS	1000
258	KTS	630
259	KTS	630
260	KTS	630
261	KTS	630
262	KTS	630
263	KTS	630
264	KTS	2x630
265	KTS	630
266	KTS	1000
267	KTS	630
271	KTS	400
275	KTS	630
277	KTS	1000
278	KTS	1000
279	KTS	1000
280	KTS	1000
BB	PTS	630
BB	KTS	630
Novi pogon	Zeleno polje	400
Novi pogon	Zeleno polje	630
Novi pogon	Zeleno polje	630
2	R	630
3	R	630
4	R	630
5	R	630
6	R	630
21	R	630
22	R	630
23	R	1000
<b>UKUPNO</b>		<b>171720</b>

Tablica 14. Distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV u Osijeku

Prema podacima o snagama transformatora u distribucijskim trafostanicama 10(20)/0,4 kV iz prikazane Tablice 14. napravljen je slijedeći grafikon na Slici 55.



Slika 55.

*Udio trafostanica prema snazi u odnosu na ukupan zbroj trafostanica 10(20)/0,4 kV Osijek*

Ovdje je očigledno da je za distribuciju električne energije na 0,4 kV naponu u Osijeku, dominantan udio trafostanica sa transformatorom 1x630 kVA i to čak 66 %. Slučajevi kao što je 1000+400 kVA i 3x1000 kVA su samo jednom registrirani tako da u ukupnoj sumi instalirane snage čine manje od 1 %, te ih stoga računalo automatski prikazuje u postotku kao 0 %. Tehnološki gledano veći dio postojećih blindiranih trafostanica BKTS, a također i područnih tipskih trafostanica PTTS i željezno stupnih trafostanica ŽSTS je zastario i potrebe konzuma su se znatno povećale kroz dugogodišnje razdoblje rada trafostanica, pa je nužno planski graditi nove trafostanice većih instaliranih snaga.

Sve novije trafostanice (osim stupnih trafostanica do 250 kVA) su kabelskog tipa, sa proširivim VDA sklopnim srednjenaponskim blokovima izoliranim plinom SF<sub>6</sub>, najvećim dijelom interpolirane u 10(20) kV mrežu na način da je ostvarena mogućnost napajanja iz dva ili više smjerova, Slika 56.



Slika 56. Tipična distribucijska trafostanica 1x630(1000) kVA Zagorje tehnobeton d.d. Varaždin

### 3.1.4. Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže sa maksimalnim opterećenjem trafostanica za energetska stanje od 2009/2010. godinu

Kao što je već ranije rečeno, da bi se utvrdila ispravnost funkcioniranja sustava distributivne mreže na 10(20) kV i 0,4 kV naponu i postigla njena optimalna konfiguracija za opskrbu potrošača, potrebno je napraviti elektroenergetsku analizu 10(20) kV mreže grada Osijek. Za ovakvu analizu prvenstveno je potrebno napraviti promatranje događaja kod maksimalno registriranih opterećenja, odnosno, za analizu se uzimaju najveće 10 kV struje koje su u pogonu stvarno registrirane, a to se registrira u trenucima najvećeg opterećenja elektroenergetskog sustava.

❖ **Stručno gledano**, postoji veći broj razloga za promjenu konfiguracije jedne distribucijske mreže i u osnovi mogu se podijeliti na dvije velike skupine:

- poboljšanje uvjeta rada u normalnom pogonu
- napajanje potrošača u uvjetima kvara.

U okviru poboljšanja uvjeta rada mreže u normalnom radu kao najznačajnije mogu se izdvojiti dvije podskupine:

- smanjenje gubitaka aktivne snage
- otklanjanje preopterećenja elemenata [Lit. 294.].

Najveće opterećenje se kroz dugogodišnje iskustvo događa kod završetka kalendarske i početka nove kalendarske godine, tj. u mjesecima prosincu i siječnju. U skladu s tim, svake godine se očitavaju 10 kV vršne struje i promatra se njihov rast ili pad u odnosu na prošle godine. Generalno, sa usporedbom veličina registriranih struja kroz protekle godine, zaključuje se da je tendencija smanjenje strujnog opterećenja što se jednostavno objašnjava sa izrazitom plinifikacijom grada Osijeka. Ovo znatno korištenje plina kao energenta umjesto električne energije je u stalnom porastu što se očituje plinifikacijom cjelokupne regije.

Navedene registrirane strujne veličine za razdoblje prijelaza sa 2009. na 2010. godinu prikazane su u slijedećoj Tablici 24., a s obzirom da je za slijedeće godine nakon toga registrirano smanjenje strujnog opterećenja, odlučilo se napraviti proračun baš za 2009/2010.g. Analogno tome, za promatrano vremensko razdoblje kada su registrirane maksimalne vrijednosti 10 kV struje u 10(20) kV mreži, odvija se i registriranje vršnih vrijednosti napona 10 kV, što je prikazano na slijedećoj Tablici 25. Većina ovih očitavanja struje i napona obavlja se daljinskim očitanjem iz DUC-a Osijek, odnosno Distributivnim upravljačkim centrom Osijek, a manji dio se očitava manuelno sa dežurnim osobama iz DUC-a, i dežurnim osobama iz Odjela za održavanje trafostanica.

Nakon provedene analize stvarnog stanja od 2009/2010 godinu, posebno je napravljena dodatna analiza za energetska stanje za 2018. godinu, a to je situacija da je izgrađeno još novih šest kabelskih trafostanica snage od 630 do 1000 kVA.

❖ **Matematički gledano**, ovdje se primjenjuje *optimizacijska metoda* za rješavanje ovakvih problema je *metoda linearnog programiranja*. Kod ove metode su *objektivna funkcija* i *uvjeti*, zapravo linearne funkcije odlučujućih varijabli.

Ponovo se navode i naglašavaju slijedeće činjenice:

- Svaki problem linearnog programiranja može biti postavljen kao minimizacijski problem, odnosno maksimaliziranje  $C(x)$  je jednako  $(-C(x))$ .
- Svi uvjeti mogu biti postavljeni kao uvjeti tipa jednakosti, zbog činjenice da uvjet nejednakosti slijedećih formula:

$$a'_{1x_1} + a'_{2x_2} + \dots + a'_n x_n < b' \quad (91)$$

ili

$$a''_{1x_1} + a''_{2x_2} + \dots + a''_n x_n > b'' \quad (92)$$

može biti transformiran na uvjet nejednakosti, prikazan slijedećim jednadžbama:

$$a'_{1x_1} + a'_{2x_2} + \dots + a'_n x_n + x'_{n+1} = b' \quad (93)$$

$$a''_{1x_1} + a''_{2x_2} + \dots + a''_n x_n - x''_{n+1} = b'' \quad (94)$$

odnosno, tamo gdje su  $x'_{n+1}$  i  $x''_{n+1}$  *ne negativne varijable*, poznate kao „suvišne“ varijable

- Sve odlučujuće varijable mogu biti smatrane kao *ne negativne varijable*, dok za svakog  $x_j$  koji je neograničen u svojoj vrijednosti, može se pisati da je  $x_j = x'_j - x''_j$  gdje vrijedi slijedeće:

$$x'_j \geq 0 \text{ i } x''_j \geq 0 \quad (95)$$

Varijabla  $x_j$  biti će negativne vrijednosti, nula ili pozitivne vrijednosti ovisno o tome je li  $x''_j$  veće, jednako ili manje od  $x'_j$ .

Ovaj problem može biti postavljen u formi kao *kanonički*, a poslije toga rješenje poznato kao *elementarna (jednostavna) metoda*, razvijena u 1940. godini, može biti korištena za rješenje problema. Korištenje elementarne metode normalno zahtijeva veliki iznos kompjuterske pohrane i vremena, a takozvana *revidirana elementarna metoda* je revidirana metoda za koju je potrebno manje vremena računanja i prostora za pohranu podataka.

Nadalje, slijedeći pojam od interesa za probleme linearnog programiranja je dualna (dvostruka) teorija. U stvarnosti, prateći svaki problem linearnog programiranja, može se formulirati takozvani *dualni problem*. U mnogim slučajevima, rješenje problema linearnog programiranja može se lakše postići u odnosu na dualni problem. Ukoliko problem linearnog programiranja ima specijalnu strukturu, onda se može uključiti takozvani *dekompozicijski princip* da bi riješio problem sa što manje zahtijevane kompjuterske memorije, a na taj način problem može biti učinkovitije riješen.

U ovoj optimizacijskoj metodi, odnosno optimizaciji snaga, će se promatrati slijedeće funkcije i uvjeti:

1. Svi padovi napona svakoga visokonaponskog izvoda  $\Delta U$  moraju biti minimalni, odnosno, unutar zadanih vrijednosti ( $\pm 10\%$ ).

$$\{\sum_{i=1}^n \Delta U_i\} \rightarrow \min \quad U_{min} \leq U_i \leq U_{max} \quad i = 1 \dots n \quad (96)$$

2. Sve vrijednosti struja izvoda  $I_i$  moraju biti u granicama dopuštenih vrijednosti, tj. manje od maksimalnih vrijednosti.

$$I_{max} \leq I_i \quad i = 1 \dots n \quad (97)$$

3. Svi gubici radne snage  $P_g$  moraju biti minimalni, odnosno manji od zadane vrijednosti gubitaka.

$$P_{gTOTAL} = \{\sum_{i=1}^n I_i^2 \times R_i\} \leq \sum_i^n P_{gi} \quad i = 1 \dots n \quad (98)$$

4. Sve ostvarene prividne snage transformatora  $S_{Ti}$  moraju biti manje od nazivnih snaga transformatora  $S_N$

$$S_{Ti} \leq S_N \quad i = 1 \dots n \quad (99)$$

Dakle, nakon definiranja ovih osnovnih funkcija i njihovih uvjeta, počinje se sa energetske analizama:

- 10(20) kV mreže u situaciji najvećih energetskih opterećenja,
- 10(20) kV izvoda za svako (n-1) stanje i
- napajanje distribucijske mreže u slučajevima prekida napajanja distribucijskih trafostanica 35/10 kV, 110/35/10 kV i 110/10(20) kV.



R. br.	Naziv TS	TP 10 kV Izvodi (VP) 10 kV (A)	Opterećenje (A)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.01.2010.		24.01.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
1.	Osijek 2 110/35/10 kV	TP I - 10 kV	134	141	106	132	115	132	114	133	144	138	114	123
		TP II - 10 kV	145	152	116	143	125	142	124	146	156	148	125	135
		Standard	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
		Aerodrom	11	7	7	7	5	6	6	6	6	4	4	4
		KTS - 2	19	16	10	13	14	13	12	15	23	14	11	12
		Novi pogon	21	13	10	9	19	8	14	8	21	10	10	8
		Elektrometal	58	16	57	72	61	81	63	81	52	63	70	69
		ELOS/KTS - 247	62	68	60	72	60	76	57	77	61	68	68	73
		Tranzit/cesta												
		PTE - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		PTE - 2	13	16	16	26	13	15	13	14	11	16	12	15
		Silos	35	24	12	16	21	14	26	16	49	33	16	16
		Rasklopište Nemetin	72	76	56	67	51	70	49	68	87	76	62	67
		KT 1												
		KT 2												
			UKUPNO TS:	279	293	222	275	240	274	238	279	300	286	239

2.	Osijek 3 110/10 kV	TP I - 10 kV	1357	1492	1182	1372	1290	1332	1305	1420	0	0	0	0
		TP II - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1450	1486	1259	1267
		VP Jug 1	148	164	137	151	137	155	136	173	58	65	61	60
		VP Jug 2	87	104	89	96	86	101	88	117	190	209	180	179
		R 1	225	240	188	225	191	193	189	211	215	228	201	191
		KTS 59	67	78	68	73	60	61	57	70	64	73	72	70
		KTS Stad. -R 2	13	18	13	19	13	21	10	22	14	18	15	18
		R 3	86	86	59	71	76	67	69	70	85	78	61	67
		R 4	134	122	91	103	141	130	182	138	219	196	135	131
		R 5	80	77	44	52	62	50	58	51	72	72	45	52
		R 6	217	232	187	208	200	243	192	251	221	210	187	190
		KTS - 204	91	115	89	117	94	116	95	123	95	204	99	106
		Svilana	37	31	23	28	26	27	28	30	33	32	27	28
		KTS - 42	154	161	127	147	135	101	136	119	147	151	130	134
		KTS - 235	48	52	45	49	44	38	41	39	46	52	44	38
		KTS - 188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KT 1												
		KT 2												
	UKUPNO TS:	1357	1492	1182	1372	1290	1332	1305	1420	1450	1486	1259	1267	

3.	Osijek 4 110/10 (20) kV	KTS - 256	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
		KTS - 233	126	140	120	142	123	125	130	128	126	137	131	131
		Retfala 2	136	172	153	176	140	192	144	205	135	166	168	160
		Retfala 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		AC ČVOR Osijek 20kV	34	35	34	35	35	36	35	36	34	36	35	35
		KTS - 262	86	115	102	112	89	121	96	126	83	106	104	94
		R 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		R 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KT 1												
		KT 2												
			UKUPNO TS na 10 kV:	355	430	376	430	354	440	373	467	351	413	406
	UKUPNO TS na 20 kV:	34	35	35	35	34	36	34	35	35	35	34	35	

R. br.	Naziv TS	TP 10 kV Izvodi (VP) 10 kV (A)	Opterećenje (A)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.01.2010.		24.01.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
6.	Standard 35/10 kV	TP I - 10 kV	20	20	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10
		TP II - 10 kV	65	75	24	26	18	25	20	25	25	20	10	10
		Benetton 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS 49	40	50	26	22	25	20	28	22	25	20	10	10
		TS Osijek 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Benetton 2	25	25	1	1	1	1	1	1	37	40	1	1
		ts 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		ts 4	20	20	3	5	4	5	4	5	13	10	10	10
		KT 1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1
KT 2														
<b>UKUPNO TS:</b>		85	95	32	35	28	35	30	35	35	30	20	20	

7.	Jug 35/10 kV	TP I - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		TP II - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		spojni vod OS 3 - 1	148	164	125	146	133	155	135	176	58	65	187	59
		spojni vod OS 3 - 2	91	101	81	93	85	102	89	120	191	209	61	180
		KTS - 76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
		KTS - 188	15	15	8	10	10	10	8	10	15	13	7	8
		KTS - 87/KTS - 235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 93	57	76	70	77	59	82	65	94	59	79	73	74
		KTS - 92	41	40	46	47	49	47	52	60	41	53	44	40
		KTS - Ložiona	36	37	31	38	32	38	32	40	36	36	37	34
		KTS - 33	86	90	66	70	68	75	70	86	80	90	71	72
		KT 1												
		KT 2												
<b>UKUPNO TS:</b>		239	265	206	239	218	257	224	296	249	274	248	239	

8.	Retfala 35/10 kV	TP I - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		TP II - 10 kV	71	74	71	82	72	90	71	92	70	78	75	75
		KTS - 145	37	49	45	50	37	59	44	57	39	48	48	48
		KTS - 256	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
		KTS - 13	49	63	59	66	54	73	60	75	51	64	63	64
		KTS - 175	57	75	63	73	59	82	62	84	59	70	68	63
		Voće-eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Crpilište	40	34	36	36	38	42	38	53	37	36	34	36
		Višnjevac/ Josipovac	29	41	36	46	36	50	32	39	31	41	39	39
		KT 1												
		KT 2												
		UKUPNO sekcija 1 u TS na 10 kV (napaja se izravno iz TS Osijek 4):		71	74	71	82	72	90	71	92	70	78	75
UKUPNO sekcija 2 u TS na 10 kV:		143	187	167	189	150	214	166	216	149	182	180	176	

9.	Zapad 35/10 kV	TP I - 10 kV	100	115	101	118	89	118	97	132	96	108	110	108
		TP II - 10 kV	96	119	104	123	93	124	102	132	101	113	115	114
		KTS-46/interspar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS 137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - Vodovod	36	29	26	27	27	29	28	33	36	27	26	27
		Rasklopište Panonija	5	4	6	7	7	7	6	6	10	7	7	7
		KTS - 63	63	87	77	87	88	96	67	94	63	80	81	80
		KTS - 22	54	74	60	79	55	80	64	91	59	73	74	76

R. br.	Naziv TS	TP 10 kV izvodi (VP) 10 kV (A)	Opterećenje (A)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.01.2010.		24.01.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
		KTS - 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 73	27	40	40	44	32	43	33	<b>48</b>	29	41	41	42
		KTS - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KT 1												
		KT 2												
		<b>UKUPNO TS:</b>	196	234	205	241	182	242	199	<b>264</b>	197	221	225	222

10.	Gornji grad 35/10 kV	TP I - 10 kV	150	<b>165</b>	92	104	125	89	96	102	103	108	84	87
		TP II - 10 kV	143	<b>156</b>	91	100	121	89	91	98	100	104	82	84
		KTS - 161	68	65	48	65	61	56	56	<b>68</b>	59	63	51	51
		KTS - Slav. 228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 32	37	<b>44</b>	37	41	32	41	31	32	34	41	43	42
		KTS - 39	32	37	31	37	30	34	30	<b>39</b>	30	35	39	36
		KTS - 37	67	66	39	30	69	33	68	44	<b>72</b>	67	33	33
		KTS - 139	86	<b>87</b>	19	22	46	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 38 tk3	3	3	2	2	3	3	3	3	3	4	2	4
		KTS - 38 tk 4	9	11	7	8	8	8	10	9	10	<b>11</b>	8	8
		KT 1												
		KT 2												
				<b>UKUPNO TS:</b>	293	<b>321</b>	183	204	246	178	187	200	203	212

11.	Centar 35/10 kV	TP I - 10 kV	116	<b>127</b>	89	115	86	115	95	109	106	105	88	91	
		TP II - 10 kV	99	109	76	100	97	90	79	<b>127</b>	123	122	100	107	
		Tvrđavica	24	30	27	33	26	35	23	<b>38</b>	23	29	29	29	
		KTS - 157	66	<b>73</b>	42	52	61	53	47	57	72	62	44	51	
		KTS - 15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		KTS - 79	30	49	39	52	35	55	44	<b>64</b>	35	49	52	50	
		KTS - 111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		KTS - 18	22	26	20	26	23	22	22	<b>28</b>	25	25	23	25	
		KTS - 223	15	16	8	8	10	7	17	7	<b>20</b>	16	7	7	
		KTS - 25	<b>42</b>	23	17	24	18	24	7	26	35	22	22	25	
		toplana 1	20	20	<b>28</b>	20	19	20	20	20	20	20	20	20	23
		toplana 2	2	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
		KT 1													
		KT 2													
		<b>UKUPNO TS:</b>	215	238	182	215	192	216	181	<b>241</b>	231	224	198	211	

12.	Istok 35/10 kV	TP I - 10 kV	107	148	130	154	110	161	126	<b>176</b>	106	136	150	134
		TP II - 10 kV	96	138	120	143	102	148	116	<b>164</b>	96	126	139	125
		KTS - 242	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 107	25	37	34	37	31	39	30	<b>45</b>	27	33	40	35
		KTS - 159	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Tenja/tufek	54	74	67	79	66	81	60	<b>90</b>	54	67	76	71
		KTS - 180	48	64	64	74	52	67	55	<b>75</b>	45	62	67	64
		KTS - 208	24	31	29	34	25	32	27	37	25	31	32	31
		KTS - 74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 265	54	71	62	78	55	89	64	<b>93</b>	51	67	74	58
		KT 1												
		KT 2												
				<b>UKUPNO TS:</b>	203	286	250	297	212	309	242	<b>340</b>	202	262

R. br.	Naziv TS	TP 10 kV izvodi (VP) 10 kV (A)	Opterećenje (A)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.01.2010.		24.01.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
13.	Donji grad 35/10 kV	TP I - 10 kV	208	214	158	179	160	159	163	169	194	<b>225</b>	191	184
		TP II - 10 kV	203	214	161	181	162	159	152	171	198	<b>223</b>	192	182
		KTS - 185	32	43	33	39	35	41	34	<b>44</b>	35	42	37	40
		KTS - 112	36	39	33	41	38	37	37	<b>42</b>	32	37	39	33
		KTS - 1	42	52	43	48	37	44	42	51	<b>58</b>	52	41	43
		Saponia 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Saponia 2	<b>95</b>	75	42	39	14	13	11	11	64	85	25	30
		KTS - 11	0	0	0	0	0	0	0	0	35	41	29	33
		KTS - 58	58	68	59	72	61	65	66	<b>74</b>	53	64	61	64
		KTS - 186	29	35	28	37	28	39	30	38	27	31	59	37
		KTS - 44	35	39	32	37	32	30	28	38	30	35	33	31
		KTS Bolnica	<b>87</b>	76	54	52	81	56	71	54	82	68	54	56
		KT 1												
KT 2														
<b>UKUPNO TS:</b>		411	428	319	360	322	318	315	340	392	<b>448</b>	383	366	

14.	Rasklopište 10 kV R1	dolaz iz TS Osijek 3	221	<b>246</b>	188	220	199	194	184	206	214	228	206	187
		Pričuva												
		IMK Slavonija	60	<b>67</b>	43	52	47	47	46	49	60	56	50	47
		KTS - 77	72	80	68	79	66	76	63	<b>84</b>	63	74	77	75
		KTS - 183	79	<b>84</b>	68	76	75	53	71	57	75	81	72	53
		Pričuva												

15.	Rasklopište 10 kV R2	dolaz iz napojne KTS stadion	12	15	13	19	10	19	11	<b>19</b>	9	13	16	16
		TP 10/0,4 kV												
		KTS - 174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 205	13	14	11	16	12	21	13	<b>19</b>	12	15	15	18
		KTS - 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

16.	Rasklopište 10 kV R3	dolaz iz TS Osijek 3	86	86	59	71	72	67	66	70	<b>86</b>	81	65	67
		KTS - MUP	33	32	27	32	31	30	28	31	<b>34</b>	30	25	27
		KTS - 213	<b>45</b>	39	30	35	34	30	35	34	42	40	31	32
		Pričuva												
		Pričuva												

17.	Rasklopište 10 kV R4	dolaz iz TS Osijek 3	128	128	122	112	141	142	185	169	<b>209</b>	<b>214</b>	130	140
		KTS - 168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS - 20	57	44	35	32	57	60	93	67	<b>106</b>	93	63	86
		KTS - 14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS POŠTA	71	82	80	85	106	69	80	67	<b>113</b>	82	80	65
		Pričuva												

18.	Rasklopište 10 kV R5	dolaz iz TS Osijek 3	79	<b>80</b>	44	59	64	50	58	55	74	73	46	55
		KTS - 102	28	27	14	19	22	15	18	17	<b>28</b>	25	18	20
		BKTS - 138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		KTS ŠTAMPA	23	<b>24</b>	15	18	20	15	20	17	23	21	15	15
		KTS - 190	10	10	6	8	9	9	8	10	<b>10</b>	10	7	9

R. br.	Naziv TS	TP 10 kV izvodi (VP) 10 kV (A)	Opterećenje (A)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.01.2010.		24.01.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
19.	Rasklopište 10 kV R6	dolaz iz TS Osijek 3	217	232	186	211	205	243	181	<b>245</b>	214	203	199	188
		KTS - 109	2	2	2	3	2	3	2	<b>4</b>	1	3	2	3
		ZDV ANTUNOVAC	58	80	73	84	62	97	66	<b>98</b>	57	74	80	74
		BKTS ORANICA	56	69	39	48	60	79	55	<b>83</b>	58	64	64	64
		KTS - 240	<b>96</b>	77	62	72	72	47	57	45	90	61	39	48
20.	KTS 59 (tramvaj-Divaltova)	dolaz iz TS Osijek 3	67	<b>78</b>	68	73	60	61	57	70	59	68	72	70
		KTS - 270												
		KTS - 12												
		KTS - 10												
21.	Rasklopište 10 kV R21	KTS - 26												
		KTS - 8												
		KTS - 261												
22.	Rasklopište 10 kV R22	KTS - 35												
		KTS - 17												
23.	Rasklopište 10 kV R23	KTS - 172												
		KTS - 37												
24.	Rasklopište 10 kV R Nemetin	dolaz iz TS Osijek 2 (i otcjep za ŽSTS - 113)	71	<b>78</b>	60	68	56	72	49	69	73	75	60	66
		BKTS Ceste												
		KTS Saponija 1												
		KTS Kolektor												
		odlaz za Nemetin i Sarvaš (prva je PTTS Nemetin 1)												

Tablica 15. Najveće vrijednosti registriranih 10 kV struja

R. br.	Naziv TS	TP 10 kV	Naponi (kV)											
			16.12.2009.		20.12.2009.		24.12.2009.		31.12.2009.		20.1.2010.		24.1.2010.	
			10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h	10 h	18 h
1.	TS Osijek 2 110/10 kV	TP I - 10 kV	10,7	10,6	10,6	10,5	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,6	10,6	10,5
		TP II - 10 kV	10,7	10,6	10,6	10,5	10,6	10,6	10,5	10,5	10,6	10,6	10,6	10,5
2.	TS Osijek 3 110/10 kV	TP I - 10 kV	10,4	10,3	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3
		TP II - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	TS Osijek 4 110/20(10) kV	TP I - 10 kV	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,4	10,3
		TP II - 20 kV	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,9	20,9	20,9	21,1	21,1	21,1
4.	TS Standard 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	11
		TP II - 10 kV	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	11	11,2
5.	TS Jug 35/10 kV	TP I - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		TP II - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	TS Retfala 35/10 kV	TP I - 10 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		TP II - 10 kV	10,6	10,5	10,4	10,3	10,3	10,3	10,5	10,3	10,5	10,5	10,5	10,5
7.	TS Zapad 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,8	10,7	10,8	10,7	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8	10,8
		TP II - 10 kV	10,8	10,7	10,8	10,7	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8	10,8
8.	TS Gornji grad 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,4	10,3	10,3	10,3	10,2	10,3	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
		TP II - 10 kV	10,4	10,3	10,3	10,3	10,2	10,3	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
9.	TS Centar 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2
		TP II - 10 kV	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2
10.	TS Istok 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,6	10,5	10,6	10,7	10,6	10,5
		TP II - 10 kV	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5	10,6	10,5	10,6	10,7	10,6	10,5
11.	TS Donji grad 35/10 kV	TP I - 10 kV	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
		TP II - 10 kV	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
12.	R1 10 kV	TP - 10 kV	10,5	10,4	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,4	10,4	10,5
13.	R2 10 kV	TP - 10 kV	10,4	10,3	10,2	10,2	10,2	10,2	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
14.	R3 10 kV	TP - 10 kV	10,3	10,3	10,3	10,4	10,2	10,3	10,3	10,3	10,4	10,3	10,3	10,4
15.	R4 10 kV	TP - 10 kV	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,3
16.	R5 10 kV	TP - 10 kV	10,3	10,2	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,3	10,3	10,3	10,2	10,3
17.	R6 10 kV	TP - 10 kV	10,2	10,2	10,2	10,3	10,2	10,2	10,1	10,2	10,3	10,2	10,2	10,3
18.	KTS 59 (tramvaj- Divaltova)	TP - 10 kV												
19.	Rasklopište 10 kV R21	TP - 10 kV												
20.	Rasklopište 10 kV R22	TP - 10 kV												
21.	Rasklopište 10 kV R23	TP - 10 kV												
22.	Rasklopište 10 kV R Nemetin	TP - 10 kV	10	10	10	10	10,2	10,1	10	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1

Tablica 16. Najveće vrijednosti registriranog 10 kV napona

Prema maksimalnim vrijednostima očitanih struja može se zaključiti da je vršno opterećenje cijelog elektroenergetskog sustava 10(20) kV mreže grada Osijeka, približno oko 67 MVA, što je vrlo malo u odnosu na ukupnu instaliranu snagu sustava od 254,5 MVA, a što je znatno uzrokovano dugogodišnjom plinifikacijom samoga grada i naravno, cijele regije, ali i zbog zatvaranja i prestanka rada mnogih tvornica i poduzeća.

Iz podataka prema Tablici 16. jasno se vidi da 10 kV vrijednost napona oscilira od 10,2 kV do 10,8 kV, a u skladu s tim vrijednostima, za sve energetske proračune u slijedećim analizama koristi se vrijednost od 10,5 kV.

### 3.1.4.1.1. Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže zapadnog dijela grada Osijek

U prvom poglavlju precizno je naveden popis svih trafostanica 10(20)/0,4 kV što je skoro 300 objekata. Ovo je problematično za analizirati jer je to velika količina energetske točkama, odnosno podataka o energetskim točkama i također o svim pripadnim kabelskim i zračnim vodovima. Za ovu energetske analizu (metoda linearnog programiranja) koristi se dugogodišnje iskustveni programski paket EasyPower 8.0, tvrtke ESA iz SAD koji ima svoju mogućnost obrade do 300 energetskih čvorova, a za matematičke proračune koristi metodu injekcije struja. Ovdje se jedna trafostanica 10(20)/0,4 kV promatra kao jedan energetski čvor, ali je potrebno istaknuti da se svaka kabelska spojnica od dva energetska kabela različitog tipa i različitog presjeka smatra energetskim čvorom, a također i svi prijelazi sa zračnih vodova na kabelske vodove i obrnuto. S obzirom da je ovakvih spojnih mjesta skoro jednako kao i trafostanica 10(20)/0,4 kV to približno iznosi 600 čvorova, pa se na osnovu navedenog zaključuje da je nužno podijeliti kompletnu 10(20)/0,4 kV mrežu Elektroslavonije Osijek na tri cijeline: zapadni dio, središnji dio i istočni dio.

U skladu sa navedenim podjelama prvo je napravljena analiza zapadnog dijela 10(20) kV mreže, a onda analiza središnjeg i istočnog dijela mreže. Ova analiza se provodi na način da se iz Tablice 24. uzimaju maksimalne vrijednosti 10 kV struja koje su zabilježene u 10(20) kV mreži Elektroslavonije Osijek, preračunava na nazivno opterećenje 10 kV izvoda,  $S_n$  (kVA), te nakon toga se razmjerno nazivnim snagama transformatora u trafostanicama i s dostupnim podacima o opterećenjima trafostanica, aproksimira udio trafostanice u nazivnoj snazi 10 kV izvoda sa  $\cos \varphi = 0,95$ .

U ovom zapadnom dijelu promatraju se četiri (4) elektroenergetska objekta, a to su TS 110/10(20) kV Osijek 4 (2x20 MVA), TS 35/10 kV Retfala (2x8 MVA), TS 35/10 kV Zapad (2x8 MVA), TS 35/10 kV Gornji Grad (2x8 MVA) sa ukupnom instaliranom snagom od 88 MVA koja se može predati u 10(20) kV mrežu, s tim da je važno istaknuti da se u cijeloj 10(20) kV mreži grada Osijek od promatrane 2010. godine do danas ovdje nalazi dva 20 kV izvoda koji se napajaju iz novo izgrađene TS 110/10(20) kV Osijek 4, a služe za napajanje trgovačkog centra Porta nova, te Autoceste i produžava prema Đakovu.

### 3.1.4.1.2. Uklopno stanje 10(20) kV izvoda

Svi proračuni su prikazani u slijedećim Excel tablicama, a oni prikazuju uklopno stanje 10(20) kV izvoda koje se koristi za osnovne proračune. Jasno je da se uklopno stanje mijenja ovisno o raznim pogonskim događajima kao što su npr. kvarovi u mreži ili u postrojenjima, te razni remontirani postrojenja ili mreže. To znači da se u slučaju potrebe može cijeli 10 kV izvod ili jedan njegov dio isključiti i napojiti iz druge trafostanice 35/10 kV ili 110/35/10 kV. Nakon prikazanog proračuna u tablicama svi podaci su pomoću programa EasyPower 8.0, prikazani na nacrtu u prilogu.

<b>TS 110/10(20) kV - OSIJEK 4 U<sub>N</sub>= 10,5 kV</b>				
1) KTS-233 16.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 142 A S <sub>N</sub> = 2582 kVA cosφ= 0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-233	2000	205	195	64
KTS-232	2000	225	214	70
KTS-MARA	630	0	0	0
KTS-176	630	260	247	81
KTS-64	630	220	209	69
KTS-200	630	290	276	91
KTS-167	630	280	266	87
KTS-234	630	250	238	78
KTS-256	1000	250	238	78
MBKTS-PEVEC	1000	0	0	0
KTS-84	630	240	228	75
KTS-14 VIŠNJEVAC	630	220	209	69
KTS-13 VIŠNJEVAC	400	100	95	31
ŽSTS-10 VIŠNJEVAC	160	42	40	13
<b>UKUPNO</b>	<b>11600</b>	<b>2582</b>	<b>2453</b>	<b>806</b>
2) KTS-262 31.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 126 A S <sub>N</sub> = 2291 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-262	630	350	333	109
ŽSTS-7 VIŠNJEVAC	160	130	124	41
KTS-MOST VIŠNJ.	250	110	105	34
KTS-15 VIŠNJEVAC	630	350	333	109
NAPAJANJE 10 TS U VIŠNJEVCU	3770	1351	1283	422
<b>UKUPNO</b>	<b>5440</b>	<b>2291</b>	<b>2176</b>	<b>715</b>
3) KTS-AUTO CESTA 31.12.2009. 18.00.h. U <sub>N</sub> = 20,7 kV I <sub>N</sub> = 36 A S <sub>N</sub> = 1290 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-AUTO CESTA	630	220	209	69
ODLAZ ZA ĐAKOVO	-	1070	1017	334
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>220</b>	<b>209</b>	<b>69</b>
Napomena: 20 kV vod produžava prema Beketincima, Đakovu i Andrijevcima. Bez opterećenja voda registrira se 34 A, a 05.05.2010. oko 20.00.h izmjereno je 34 A , 0.21 MW , - 1.2 MVar, što govori o velikoj kapacitivnosti kabela.				

Tablica 17. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 110/10(20) kV – Osijek 4



<b>TS 35/10 kV RETFALA <math>U_N= 10,5</math> kV</b>				
1) KTS-145 24.12.2009. 18.00.h. $I_N= 59$ A $S_N= 1073$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-145	630	230	219	72
KTS-178	400	153	145	48
KTS-177	630	230	219	72
KTS-155	630	230	219	72
KTS-169	630	230	219	72
<b>UKUPNO</b>	<b>2920</b>	<b>1073</b>	<b>1019</b>	<b>335</b>
2) KTS-13 31.12.2009. 18.00.h. $I_N= 75$ A $S_N= 1364$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-13	400	284	270	89
KTS-125	630	280	266	87
KTS-123	630	300	285	94
KTS-122	630	280	266	87
KTS-124	400	220	209	69
<b>UKUPNO</b>	<b>2690</b>	<b>1364</b>	<b>1296</b>	<b>426</b>
3) KTS-175 31.12.2010. 18.00.h. $I_N= 84$ A $S_N= 1528$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-175	630	205	195	64
KTS-136	630	205	195	64
KTS-206	400	128	122	40
KTS-255	630	200	190	62
KTS-41	630	220	209	69
KTS-238	400	150	143	47
KTS-26	630	210	200	66
KTS-261	630	210	200	66
<b>UKUPNO</b>	<b>4580</b>	<b>1528</b>	<b>1452</b>	<b>477</b>
4) KTS-CRPILIŠTE 31.12.2010. 18.00.h. $I_N= 53$ A $S_N= 964$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-CRPILIŠTE	630	600	570	187
BKTS-PORTA NOVA	2000	314	298	98
KTS-231 BENZ.CRPKA	160	50	48	16
<b>UKUPNO</b>	<b>2790</b>	<b>964</b>	<b>916</b>	<b>301</b>

5) VIŠNJEVAC/JOSIPOVAC 24.12.2009. 18.00.h. $I_N= 50 \text{ A}$ $S_N= 909 \text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
TTS-1	250	239	227	75
ŽSTS-8	160	150	143	47
ŽSTS-7	160	150	143	47
PTTS-12	250	230	219	72
ŽSTS-5	160	140	133	44
<b>UKUPNO</b>	<b>980</b>	<b>909</b>	<b>864</b>	<b>284</b>

Tablica 18. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Retfala

TS 35/10 kV ZAPAD $U_N= 10,5 \text{ kV}$				
1) KTS-VODOVOD 20.01.2010. 10.00.h. $I_N= 36 \text{ A}$ $S_N= 655 \text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-VODOVOD	630	330	314	103
BKTS-III VODOVOD	630	325	309	101
<b>UKUPNO</b>	<b>1260</b>	<b>655</b>	<b>622</b>	<b>205</b>
2) RASKLOPIŠTE PANONIJA 20.01.2010. 10.00.h. $I_N= 10 \text{ A}$ $S_N= 182 \text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-AMD SLAVONAC	0	0	0	0
ŽSTS-117	100	10	10	3
BKTS-SLAVONIJATEK.	630	22	21	7
TTS-97	100	20	19	6
KTS-PANONIJA	630	25	24	8
KTS-AVENUE MALL	2000	25	24	8
ŽSTS-INA	100	10	10	3
KTS-278	1000	15	14	5
ŽSTS-116	160	10	10	3
KTS-277	1000	15	14	5
KTS-211	400	15	14	5
KTS-166	100	15	14	5
<b>UKUPNO</b>	<b>6220</b>	<b>182</b>	<b>173</b>	<b>57</b>
3) KTS-63 24.12.2009. 18.00.h. $I_N= 96 \text{ A}$ $S_N= 1746 \text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				

Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-63	400	176	167	55
KTS-8	630	350	333	109
R-21	630	350	333	109
KTS-126	630	350	333	109
KTS-27	400	170	162	53
KTS-16	630	350	333	109
<b>UKUPNO</b>	<b>3320</b>	<b>1746</b>	<b>1659</b>	<b>545</b>
4) KTS-22 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=91\text{ A}$ $S_N=1655\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-22	630	120	114	37
KTS-248	1000	200	190	62
KTS-78	1260	350	333	109
KTS-253	630	120	114	37
KTS-70	1260	265	252	83
KTS-66	630	120	114	37
KTS-35	630	120	114	37
KTS-128	630	120	114	37
KTS-VODOPR.PODUZ.	630	120	114	37
KTS-VODOVOD	630	120	114	37
<b>UKUPNO</b>	<b>7930</b>	<b>1655</b>	<b>1572</b>	<b>517</b>
5) KTS-73 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=48\text{ A}$ $S_N=873\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-73	400	350	333	109
KTS-67	630	523	497	163
<b>UKUPNO</b>	<b>1030</b>	<b>873</b>	<b>829</b>	<b>273</b>

Tablica 19. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Zapad

<b>TS 35/10 kV GORNJI GRAD <math>U_N=10,5\text{ kV}</math></b>				
1) KTS-161 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=68\text{ A}$ $S_N=1237\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-161	630	150	143	47
KTS-245	630	150	143	47
KTS-172	1260	337	320	105
KTS-196	630	150	143	47
KTS-195	630	150	143	47

KTS-271	630	150	143	47
KTS-259	630	150	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>1260</b>	<b>1237</b>	<b>285</b>	<b>386</b>
2) KTS-32 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=44\text{ A}$ $S_N=800\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-32	630	270	257	84
KTS-215	630	265	252	83
KTS-24	630	265	252	83
<b>UKUPNO</b>	<b>1890</b>	<b>800</b>	<b>760</b>	<b>250</b>
3) KTS-39 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=39\text{ A}$ $S_N=709\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-39	630	230	219	72
KTS-17	630	249	237	78
R-22	630	230	219	72
<b>UKUPNO</b>	<b>1890</b>	<b>709</b>	<b>674</b>	<b>221</b>
4) KTS-37 20.01.2010. 10.00.h. $I_N=72\text{ A}$ $S_N=1309\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-37	1260	519	493	162
R-23	1000	350	333	109
KTS-NAMA	630	220	209	69
KTS-140	630	220	209	69
<b>UKUPNO</b>	<b>3520</b>	<b>1309</b>	<b>1244</b>	<b>409</b>
5) KTS-139 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=87\text{ A}$ $S_N=1582\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$ Osnovno napajanje je iz TS 110/10 kV Osijek-3				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-139	630	100	95	31
KTS-SM	1260	242	230	76
KTS-47	630	100	95	31
KTS-75	400	100	95	31
KTS-4	400	100	95	31
KTS-20	630	100	95	31
KTS-KLIZALIŠTE	630	10	10	3
R-4	630	100	95	31
KTS-POŠTA	630	100	95	31
KTS-TKC	630	100	95	31
BKTS-3	630	100	95	31
ISPRAVLJAČ G.G.	630	100	95	31

KTS-45	1260	250	238	78
KTS-SL. BANKA	630	50	48	16
KTS-106	400	30	29	9
<b>UKUPNO</b>	<b>10020</b>	<b>1582</b>	<b>1474</b>	<b>485</b>
6) KTS-38 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=15\text{ A}$ $S_N=273\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-38	800	273	259	85
<b>UKUPNO</b>	<b>800</b>	<b>273</b>	<b>259</b>	<b>85</b>

Tablica 20. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Gornji grad

### 3.1.4.1.3. Rezultati optimiranja

Nakon definiranja promatranog uklopnog stanja svih 10(20) kV izvoda za zapadni dio grada Osijek, podaci o pojedinačnom opterećenju svake trafostanice uneseni su u program EasyPower 8.00, što je prikazano na nacrtu elektroenergetske sheme.

Na nacrtu su prikazane sve trafostanice 35/10 kV, 110/10(20) kV, 10(20)/0,4 kV, rasklopišta, te svi podzemni kabeli i zračni vodovi 10(20)kV sa spojnicama.

Za svaku trafostanicu 35/10 kV ili 110/10(20) kV potrebno je istaknuti da program sam definira čvrstu točku za viši naponski nivo (35 kV i 110 kV), odnosno konstantan izvor energije (UTIL – iskorištenje snage  $2 \times 100000\text{ MVA}$ , gdje je odnos reaktancije i omskog otpora =150). Pored toga prikazan je pojedinačno svaki transformator sa svojim osnovnim karakteristikama: vrsta spoja, nazivna snaga, naponski nivo primara i sekundara, te napon kratkog spoja transformatora. Između sabirnice svakog naponskog nivoa i svih elektroenergetskih vodova vidljiv je simbol visokonaponskog prekidača s kojim se može u programu izvršiti pogonska manipulacija, odnosno uključenje ili isključenje pojedinog voda.

Također je zbog razlikovanja područja napajanja, svaka 35/10 kV ili 110/10(20) kV trafostanica prikazana posebnom bojom, a istom su bojom označene pripadne trafostanice 10(20)/0,4 kV koje se iz njih napajaju.

Za svaku trafostanicu 10(20)/0,4 kV navedeno je njeno procijenjeno opterećenje radne i jalove snage u kW i kVAr za  $\cos\varphi = 0,95$ , a za svaki elektroenergetski vod naveden je tip voda: jednožilni ili trožilni; presjek žile u  $\text{mm}^2$ ; materijal Al ili Cu; duljina voda u metrima; te način polaganja kabela: zakopan u zemlji ili položen u proturnim cijevima, s tim da su podzemni kabeli prikazani neprekinutom linijom, a zračni vodovi su prikazani isprekidanom linijom. Ovdje je važno još jednom napomenuti da je zbog različitih presjeka i tipova podzemnih kabela, a također i različitih presjeka i tipova zračnih vodova nužno prikazati svako spojno mjesto, tj. spojnicu kao posebnu energetska točku.

Početni kriteriji kod analize normalnog pogonskog stanja su:

- dopušteni pad napona  $\Delta U$  normalnom pogonskom stanju je 10 % [Lit. 300.]
- dopušteno opterećenje vodova i kabela  $I_{MAX}$  je 100 %
- faktor opteretivosti transformatora  $f_o = 0,75$  [ $S_{dop} = 2 \times 8 \times 0,75 = 12\text{ MVA}$ ]
- za cijelu mrežu iskustveno se uzima napon  $U_N = 10,5\text{ kV}$

- prema iskustvu u radu elektroenergetske mreže faktor  $\cos\varphi = 0,95$  [Lit. 293.]

Ovi rezultati analize 10(20) kV mreže zapadnog dijela grada Osijek odnose se samo na normalno pogonsko stanje u kojemu se ne događaju kvarovi, pa nema izvanrednih situacija, odnosno prestanka napajanja potrošača. Uklopno stanje u 2009/2010. godini je karakterizirano sa dosta stabilnim naponskim i strujnim prilikama. U proračunu su uzeta maksimalno ostvarena opterećenja 10(20) kV izvoda, a maksimalni pad napona koji je registriran u 10(20) kV mreži zapadnog dijela grada Osijeka iznosi 8,28 %, što je unutar propisom dopuštenog iznosa od 10 % [Lit. 298.], a ovi najkritičniji slučajevi pada napona prikazani su u izvještaju na slijedećoj Slici 57.

<b>Power Flow Detail Report</b>								
EasyPower 8.0.179 10/20/10 17:44:26 C:\...10kVmrezaOsijek-2010-zapad-120510.dez								
HEP-ODS d.o.o. Elektroslavonija								
Comments :								
<b>Bus: BUS-60 9.63 kV 0.963 pu -1.84 Degrees</b>								
Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-209	C-125	-903.6	-286.6	57	903.8	285.6	0.2	-1.1
KTS-71	C-127	903.6	286.6	57	-903.3	-287.5	0.3	-0.9
<b>Bus: BUS-57 9.64 kV 0.964 pu -1.84 Degrees</b>								
Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-68	C-123	-1313.3	-418.7	83	1314.5	416.9	1.2	-1.9
KTS-209	C-124	1313.3	418.7	83	-1312.8	-419.6	0.5	-0.8
<b>Bus: BUS-54 9.65 kV 0.965 pu -1.83 Degrees</b>								
Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-68	C-122	-0.0	-0.0	0	0.0	-2.8	0.0	-2.8

Slika 57. Prikaz izvještaja proračuna tokova snage za najkritičnije slučajeve pada napona u 10(20) kV mreži zapadnog dijela grada Osijeka

Odnosno, ovi podaci o najkritičnijim padovima napona su prikazani u % u slijedećoj Tablici 21.

Trafostanica 10(20)/0,4 kV	Vrijednost napona (kV)	Pad napona u (%)
KTS-71	9,63	8,28
KTS-209	9,64	8,19
KTS-68	9,65	8,09

Tablica 21. Najkritičniji slučajevi pada napona u 10(20) kV mreži zapadnog dijela grada Osijeka

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	2978	8000	37.2%	-62.8%
TX-2	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	2940	8000	36.8%	-63.2%
TX-3	TS110/10(20)KV-4	BUS-47	4804	20000	24.0%	-76.0%
TX-4	BUS-61	BUS-47	1283	20000	6.4%	-93.6%
TX-5	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	2517	8000	31.5%	-68.5%
TX-6	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	2574	8000	32.2%	-67.8%
TX-7	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	1036	8000	12.9%	-87.1%
TX-8	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	988	8000	12.4%	-87.6%
TX-9	TS 35/10 JUG	BUS-86	3539	8000	44.2%	-55.8%
TX-10	TS 35/10 JUG	BUS-86	3539	8000	44.2%	-55.8%
TX-11	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5921	40000	14.8%	-85.2%
TX-12	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5921	40000	14.8%	-85.2%
TX-13	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	1076	8000	13.4%	-86.6%
TX-14	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	3249	8000	40.6%	-59.4%

Slika 58. Izvještaj o opterećenju transformatora zapadnog dijela grada Osijeka

Strujnih preopterećenja transformatora nema jer to je opterećenje prema izvještaju maksimalno 44 % i također nema ni preopterećenja 10(20)kV podzemnih i zračnih vodova jer to je prema izvještaju maksimalno 62,2 %, a u slijedećoj Tablici 22. navode se oni vodovi koji su opterećeni više od 50 %.

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
KTS-69 – KTS-240	XHE 49-A 3x1x150	315	164,4	52,2
KTS-219 – KTS-42	NKBA 3x70	275	140	50,9
KTS-240 – R-6	XHE 49-A 3x1x150	315	170,3	54,1
R-6 – TS110/10kV OSIJEK-3	XHP48-A 3x(1x300)	415	258,2	62,2

Tablica 22. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem u zapadnom dijelu grada Osijeka

Ukupni gubici u mreži 10(20) kV zapadnog dijela grada Osijeka iznose 331,6 kW i 135,1 kVAR, odnosno 358,06 kVA od 35994,8 kVA, to je 0,9947 %, što je zanemarivo.

Na osnovi dobivenih rezultata vidi se da pri sadašnjem uklopnom stanju 10(20) kV postojeće uklopno stanje je optimalno, te zadovoljava normalne uvjete. U pravilu, sa uspostavljanjem optimalnog uklopnog stanja snižena su opterećenja grana i optimalno raspodijeljeni tokovi snaga u mreži i kroz energetske transformatore. Optimiranjem mreže uštede u gubicima snage i energije kreću se između 14 i 15 % [Lit. 295, 296, 297].

### 3.1.4.2.1. Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže središnjeg dijela grada Osijeka

Analogno prethodnoj analizi i optimiranju 10(20) kV mreže zapadnog dijela grada Osijeka za središnji dio grada Osijeka postupak se provodi potpuno jednako.

Iz Tablice 15. uzimaju se maksimalne vrijednosti 10 kV struja koje su zabilježene u 10(20) kV mreži Elektroslavonije Osijek, preračunava na nazivno opterećenje 10 kV izvoda,

$S_n$  (kVA), te nakon toga se razmjerno nazivnim snagama transformatora u trafostanicama i s dostupnim podacima o opterećenjima trafostanica, aproksimira udio trafostanice u nazivnoj snazi 10 kV izvoda sa  $\cos\varphi = 0,95$ . Ovdje se promatra napajanje slijedeća četiri elektroenergetska objekta: TS 35/10 kV Centar (2x8 MVA), TS 110/10 kV Osijek – 3 (2x40 MVA), TS 35/10 kV Jug (2x8 MVA), TS 35/10 kV Istok (2x8 MVA), sa ukupnom instaliranom snagom od 128 MVA.

### 3.1.4.2.2. Uklopno stanje 10(20) kV izvoda

Svi proračuni i uklopno stanje 10(20) kV izvoda je prikazano u slijedećim Excel tablicama, a podaci su pomoću programa EasyPower 8.0 grafički prikazani na nacrtu u prilogu.

<b>TS 35/10 kV JUG <math>U_N= 10,5</math> kV</b>				
1) KTS-188 20.01.2010. 10.00.h. $I_N= 15$ A $S_N=273$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-188	400	273	259	85
<b>UKUPNO</b>	<b>400</b>	<b>273</b>	<b>259</b>	<b>85</b>
2) KTS-93 31.12.2009. 18.00.h. $I_N= 94$ A $S_N=1709$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-93	630	260	247	81
KTS-91	630	260	247	81
KTS-89	630	260	247	81
KTS-86	630	260	247	81
KTS-83	630	260	247	81
KTS-239	630	260	247	81
KTS-159	400	149	142	47
<b>UKUPNO</b>	<b>4180</b>	<b>1709</b>	<b>1624</b>	<b>534</b>
3) KTS-92 31.12.2009. 18.00.h. $I_N= 60$ A $S_N=1091$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-92	1260	400	380	125
KTS-94	630	291	276	91
KTS-90	1260	400	380	125
<b>UKUPNO</b>	<b>3150</b>	<b>1091</b>	<b>1036</b>	<b>341</b>
4) KTS-LOŽIONA 31.12.2009. 18.00.h. $I_N= 40$ A $S_N=727$ kVA $\cos\varphi=0,95$				



Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-LOŽIONA	630	187	178	58
KTS-TEHNIKA BETON	630	170	162	53
KTS-143	400	100	95	31
KTS-189	630	170	162	53
KTS-23	400	100	95	31
<b>UKUPNO</b>	<b>2690</b>	<b>727</b>	<b>691</b>	<b>227</b>
5) KTS-33 20.01.2010. 18.00.h. $I_N=90\text{ A}$ $S_N=1637\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-33	800	250	238	78
KTS-31	400	50	48	16
KTS-30	630	150	143	47
KTS-170	630	150	143	47
KTS-28	400	50	48	16
KTS-15	630	150	143	47
KTS-184	1000	437	415	136
KTS-DOM-HV	400	100	95	31
KTS-168	630	150	143	47
KTS-DNZ	630	150	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>6150</b>	<b>1637</b>	<b>1555</b>	<b>511</b>

Tablica 23. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Jug

<b>TS 110/10 kV OSIJEK-3 <math>U_N=10,5\text{ kV}</math></b>				
1) R-1 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=240\text{ A}$ $S_N=4365\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-1	0	0	0	0
KTS-77	400	120	114	37
KTS-127	630	180	171	56
KTS-150	630	180	171	56
KTS-151	630	180	171	56
KTS-142	630	180	171	56
KTS-9	630	180	171	56
KTS-264 SLAVONIJA.	1260	545	518	170
KTS-40	400	120	114	37
KTS-135	630	180	171	56

BKTS-AUTOREP.	400	120	114	37
KTS-229	630	180	171	56
KTS-21	400	120	114	37
KTS-137	630	180	171	56
KTS-236 GETRO	630	0	0	0
KTS-244	630	180	171	56
ŽSTS-114	160	80	76	25
CSTS-221	160	80	76	25
CSTS-VUKA MEH.R.	160	80	76	25
ŽSTS-IPK LAB.	100	50	48	16
KTS-NOVO GROBLJE	630	180	171	56
BKTS-LJEK. BILJE	400	120	114	37
PTTS-120	250	100	95	31
KTS-121	630	180	171	56
PTTS-119	160	80	76	25
ŽSTS-JOSIPIN DVOR	100	50	48	16
KTS-183 MERKATOR	630	180	171	56
KTS-130	630	180	171	56
KTS-TEKST. ŠKOLA	630	180	171	56
KTS-76	630	180	171	56
<b>UKUPNO</b>	<b>14430</b>	<b>4365</b>	<b>4147</b>	<b>1363</b>
2) KTS-59 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=78\text{ A}$ $S_N=1419\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-59	630	150	143	47
KTS-10	630	150	143	47
KTS-279	1000	269	256	84
KTS-12	1260	550	523	172
KTS-153	630	150	143	47
KTS-154	630	150	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>4780</b>	<b>1419</b>	<b>1348</b>	<b>443</b>
3) KTS-STADION 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=22\text{ A}$ $S_N=400\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-GR. STADION	630	40	38	12
R-2	0	0	0	0
KTS-205	630	120	114	37
KTS-203	630	120	114	37
KTS-220	630	120	114	37

<b>UKUPNO</b>	<b>2520</b>	<b>400</b>	<b>380</b>	<b>125</b>
4) R-3 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=86\text{ A}$ $S_N=1564\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-3	630	170	162	53
KTS-MUP	630	170	162	53
KTS-213	630	170	162	53
KTS-57	1260	444	422	139
BKTS-138	630	170	162	53
KTS-263	630	170	162	53
KTS-43	400	100	95	31
KTS-14	630	170	162	53
<b>UKUPNO</b>	<b>5440</b>	<b>1564</b>	<b>1486</b>	<b>488</b>
5) R-4 20.01.2010. 10.00.h. $I_N=219\text{ A}$ $S_N=3983\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-4	630	250	238	78
KTS-20	630	250	238	78
KTS-KLIZALIŠTE	630	250	238	78
KTS-4	400	150	143	47
KTS-75	400	150	143	47
KTS-47	630	250	238	78
KTS-SM	1260	443	421	138
KTS-139	630	250	238	78
KTS-POŠTA	630	250	238	78
KTS-TKC	630	250	238	78
BKTS-3	630	250	238	78
ISPRAVLJAČ G.G.	630	250	238	78
KTS-45	1260	590	561	184
KTS-SLAV. BANKA	630	250	238	78
KTS-106	400	150	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>10020</b>	<b>3983</b>	<b>3784</b>	<b>1244</b>
6) R-5 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=80\text{ A}$ $S_N=1455\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-5	630	185	176	58
KTS-ŠTAMPA	630	160	152	50
KTS-104	630	185	176	58
KTS-6	630	185	176	58
KTS-190	630	185	176	58
KTS-191	630	185	176	58
KTS-102	630	185	176	58

BKTS-36	630	185	176	58
<b>UKUPNO</b>	<b>5040</b>	<b>1455</b>	<b>1382</b>	<b>454</b>
7) R-6 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=251\text{ A}$ $S_N=4565\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
R-6	630	430	409	134
PTTS-109	160	140	133	44
PTTS-115	160	140	133	44
KTS-ORANICA	630	430	409	134
KTS-ORANICA III	630	430	409	134
KTS-240	250	105	100	33
KTS-69	630	430	409	134
KTS-222	630	430	409	134
BKTS-210 NIVETA	400	130	124	41
KTS-68	1000	520	494	162
KTS-209	630	430	409	134
KTS-71	1000	520	494	162
MBTS-8 LIVANA	630	430	409	134
<b>UKUPNO</b>	<b>7380</b>	<b>4565</b>	<b>4337</b>	<b>1425</b>
8) KTS-204 20.01.2010. 18.00.h. $I_N=204\text{ A}$ $S_N=3710\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-204	630	450	428	141
KTS-134	400	250	238	78
KTS-65	400	250	238	78
KTS-129	630	450	428	141
KTS-156	400	250	238	78
KTS-74	630	450	428	141
KTS-242	1400	900	855	281
KTS-174	630	450	428	141
PTTS-87	160	130	124	41
CSTS-218	160	130	124	41
<b>UKUPNO</b>	<b>5440</b>	<b>3710</b>	<b>3525</b>	<b>1158</b>
9) KTS-SVILANA 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=37\text{ A}$ $S_N=673\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-SVILANA	630	230	219	72
BKTS-KONAČIŠTE	100	53	50	17
KTS-158	630	230	219	72
BKTS-5	400	160	152	50

<b>UKUPNO</b>	<b>1760</b>	<b>673</b>	<b>639</b>	<b>210</b>
10) KTS-42 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=154\text{ A}$ $S_N=2801\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-42	630	150	143	47
KTS-61	630	150	143	47
KTS-219	400	100	95	31
KTS-ORANICA I	1260	620	589	194
KTS-BELJE	630	150	143	47
KTS-48	400	100	95	31
KTS-214	630	150	143	47
BKTS-7	630	150	143	47
KTS-228	630	150	143	47
KTS-82	630	150	143	47
KTS-DRAVA	1260	630	599	197
KTS-46	630	150	143	47
KTS-INTERSPAR	630	151	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>8990</b>	<b>2801</b>	<b>2661</b>	<b>875</b>
11) KTS-235 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=52\text{ A}$ $S_N=946\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-235 BILLA	630	200	190	62
KTS-241 BAUMAX	630	200	190	62
KTS-METRO	630	200	190	62
KTS-266 GRAD. VRT	1000	346	329	108
<b>UKUPNO</b>	<b>2890</b>	<b>946</b>	<b>899</b>	<b>295</b>

Tablica 24. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 110/10 kV Osijek - 3

<b>TS 35/10 kV ISTOK <math>U_N=10,5\text{ kV}</math></b>				
1) KTS-108 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=45\text{ A}$ $S_N=818\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-108	630	160	152	50
KTS-107	630	160	152	50
KTS-216	630	160	152	50
KTS-217	630	160	152	144

KTS-260	630	178	169	56
<b>UKUPNO</b>	<b>3150</b>	<b>818</b>	<b>777</b>	<b>255</b>
2) KTS-265 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=93\text{ A}$ $S_N=1691\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-265	630	200	190	62
KTS-15 TENJE	630	0	0	0
KTS-14 TENJE	630	200	190	62
TENJE 10 TS	4.130	1291	1226	403
<b>UKUPNO</b>	<b>6020</b>	<b>1691</b>	<b>1606</b>	<b>528</b>
3) KTS-180 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=75\text{ A}$ $S_N=1364\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-180	630	180	171	56
KTS-179	630	180	171	56
KTS-149	630	180	171	56
KTS-160	630	180	171	56
KTS-72	1260	350	333	109
KTS-100	400	114	108	36
KTS-173	630	180	171	56
<b>UKUPNO</b>	<b>4810</b>	<b>1364</b>	<b>1296</b>	<b>426</b>
4) KTS-208 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=37\text{ A}$ $S_N=673\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-208	630	225	214	70
KTS-50	630	225	214	70
KTS-52	630	223	212	70
<b>UKUPNO</b>	<b>1890</b>	<b>673</b>	<b>639</b>	<b>210</b>
5) ZDV TENJE 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=90\text{ A}$ $S_N=1637\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
ZDV TENJE/TUFEK	-	1637	1555	511
<b>UKUPNO</b>	<b>-</b>	<b>1637</b>	<b>1555</b>	<b>511</b>

Tablica 25. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Istok

<b>TS 35/10 kV CENTAR <math>U_N=10,5</math> kV</b>				
1) TVRĐAVICA 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=38$ A $S_N=691$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
PTTS-1 TVRĐAVICA	160	70	67	22
ŽSTS-2 TVRĐAVICA	250	211	200	66
ŽSTS-3 TVRĐAVICA	160	70	67	22
MBKTS-171	160	70	67	22
ŽSTS-2 BILJS. CESTA	250	200	190	62
ŽSTS-1 PODRAVLJE	160	70	67	22
<b>UKUPNO</b>	<b>1140</b>	<b>691</b>	<b>656</b>	<b>216</b>
2) KTS-157 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=73$ A $S_N=1328$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-157	630	265	252	83
KTS-56	630	265	252	83
KTS-141	630	265	252	83
KTS-34	630	265	252	83
KTS-81	630	268	255	84
<b>UKUPNO</b>	<b>3150</b>	<b>1328</b>	<b>1262</b>	<b>415</b>
3) KTS-79 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=73$ A $S_N=1328$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-79	630	265	252	83
KTS-152	630	265	252	83
KTS-80	630	265	252	83
KTS-85	630	265	252	83
KTS-88	630	268	255	84
<b>UKUPNO</b>	<b>3150</b>	<b>1328</b>	<b>1262</b>	<b>415</b>
4) KTS-18 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=28$ A $S_N=509$ kVA $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-18	250	49	47	15
KTS-VOJARNA I	630	120	114	37
KTS-VOJARNA II	630	120	114	37
KTS-54	630	120	114	37

KTS-251	400	100	95	31
<b>UKUPNO</b>	<b>2540</b>	<b>509</b>	<b>484</b>	<b>159</b>
5) KTS-223 20.01.2010. 10.00.h. $I_N=20\text{ A}$ $S_N=364\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				

Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-223	1000	214	203	67
KTS-TRANZIT	400	100	95	31
KTS-SAPONIA PUMPA	250	50	48	16
<b>UKUPNO</b>	<b>1650</b>	<b>364</b>	<b>346</b>	<b>114</b>

6) KTS-25 16.12.2009. 10.00.h.  $I_N=42\text{ A}$   $S_N=764\text{ kVA}$   $\cos\varphi=0,95$

Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-25	630	382	363	119
KTS-29	630	382	363	119
KTS-OLT-1	-	0	0	0
KTS-OLT-2	-	0	0	0
<b>UKUPNO</b>	<b>1260</b>	<b>764</b>	<b>726</b>	<b>239</b>

7) TOPLANA 1 20.12.2009. 10.00.h.  $I_N=28\text{ A}$   $S_N=509\text{ kVA}$   
 $\cos\varphi=0,95$

Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
TOPLANA 1	630	509	484	159
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>509</b>	<b>484</b>	<b>159</b>

Tablica 26. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Centar

### 3.1.4.2.3. Rezultati optimiranja

Analogno kao i za zapadni dio 10(20)/0,4 kV mreže grada Osijeka, nakon definiranja promatranog uklopnog stanja svih 10(20) kV izvoda za središnji dio grada Osijek, podaci o pojedinačnom opterećenju svake trafostanice uneseni su u program EasyPower 8.00, što je prikazano na nacrtu elektroenergetske sheme.

Na nacrtima su prikazane sve trafostanice 35/10 kV, 110/10(20) kV, 10(20)/0,4 kV, rasklopišta, te svi podzemni kabele i zračni vodovi 10(20) kV sa spojnicama.

Početni kriteriji kod analize normalnog pogonskog stanja su:

- dopušteni pad napona  $\Delta U$  u normalnom pogonskom stanju je 10 % [Lit. 298.]
- dopušteno opterećenje vodova i kabela  $I_{MAX}$  je 100 %



- faktor opteretivosti transformatora  $f_0 = 0,75$  [ $S_{dop} = 2 \times 8 \times 0,75 = 12$  MVA]
- za cijelu mrežu iskustveno se uzima napon  $U_N = 10,5$  kV
- prema iskustvu u radu elektroenergetske mreže faktor  $\cos\phi = 0,95$ .

Ovi rezultati analize 10(20) kV mreže središnjeg dijela grada Osijek, kao i kod zapadnog dijela grada, odnose se samo na normalno pogonsko stanje u kojemu se ne događaju kvarovi, pa nema izvanrednih situacija, odnosno prestanka napajanja potrošača.

Uklopno stanje u 2010. godini je karakterizirano sa dosta stabilnim naponskim i strujnim prilikama. U proračunu su uzeta maksimalno ostvarena opterećenja 10(20) kV izvoda, a maksimalni pad napona koji je registriran u 10(20) kV mreži zapadnog dijela grada Osijeka iznosi 8,28 %, što je unutar propisom dopuštenog iznosa od 10 % [Lit. 298.], a ovi najkritičniji slučajevi pada napona prikazani su na slijedećoj Slici 59.

## Power Flow Detail Report

EasyPower 8.0.179 10/22/10 17:50:02 C:\...10kVmrezaOsijek-2010-sredina-140510.dez

HEP-ODS d.o.o. Elektroslavonija

Comments :

**Bus: BUS-60 9.58 kV 0.958 pu -2.76 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-209	C-125	-903.6	-286.8	57	903.8	285.7	0.2	-1.1
KTS-71	C-127	903.6	286.8	57	-903.3	-287.6	0.3	-0.9

**Bus: BUS-54 9.59 kV 0.959 pu -2.76 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-68	C-122	-0.0	-0.0	0	0.0	-2.8	0.0	-2.8

**Bus: BUS-57 9.59 kV 0.959 pu -2.76 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-68	C-123	-1313.3	-418.9	83	1314.5	417.0	1.2	-1.8
KTS-209	C-124	1313.3	418.9	83	-1312.8	-419.7	0.5	-0.8

**Bus: BUS-116 9.62 kV 0.962 pu -2.67 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
BKTS-LJEK.BILJE	C-345	-390.7	-108.6	24	390.7	107.3	0.1	-1.3
BUS-120	X-3_B	390.7	108.6	24	-390.3	-108.4	0.4	0.1

**Bus: BUS-120 9.61 kV 0.961 pu -2.67 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
PTTS-120	C-347	390.3	108.4	24	-390.2	-110.2	0.1	-1.7
BUS-116	X-3_B	-390.3	-108.4	24	390.7	108.6	0.4	0.1

**Bus: BUS-125 9.61 kV 0.961 pu -2.68 Degrees**

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-121	C-349	-124.1	-30.7	8	124.1	27.4	0.0	-3.3
PTTS-119	X-3_C	124.1	30.7	8	-124.0	-30.7	0.1	-0.0

Bus: BUS-127 9.60 kV 0.960 pu -2.68 Degrees

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
PTTS-119	C-350	-48.0	-15.4	3	48.0	12.5	0.0	-2.8
BUS-128	C-351	48.0	15.4	3	-48.0	-16.0	0.0	-0.6

Bus: BUS-128 9.60 kV 0.960 pu -2.68 Degrees

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
BUS-127	C-351	-48.0	-16.0	3	48.0	15.4	0.0	-0.6
ŽSTS-JOSIPINDVOR	X-3_D	48.0	16.0	3	-48.0	-16.0	0.0	-0.0

Bus: BUS-130 9.60 kV 0.960 pu -2.68 Degrees

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
BKTS-OLT	C-352	0.0	-6.8	0	-0.0	4.1	0.0	-2.7
PTTS-119	X-3_E	-0.0	6.8	0	0.0	-6.8	0.0	-0.0

Bus: BUS-133 9.60 kV 0.960 pu -2.68 Degrees

Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
BKTS-OLT	C-353	-0.0	0.1	0	0.0	-4.1	0.0	-4.1
ZDV ANTUNOVAC	X-7	0.0	-0.1	0	0.0	-0.0	0.0	-0.1

Slika 59. Prikaz izvještaja proračuna tokova snage za najkritičnije slučajeve pada napona u 10(20) kV mreži središnjeg dijela grada Osijeka

Odnosno, ovi podaci o najkritičnijim padovima napona su navedeni u % u sljedećoj Tablici 27.

Trafostanica 10(20)/0,4 kV	Vrijednost napona (kV)	Pad napona u %
KTS-71	9,58	8,76
KTS-68	9,59	8,66
KTS-209	9,59	8,66
ŽSTS-JOSIPIN DVOR	9,60	8,57
BKTS-OLT	9,60	8,57
PTTS-119	9,60	8,57
ZDV ANTUNOVAC	9,60	8,57
PTTS-120	9,61	8,47
KTS-121	9,61	8,47
BKTS-LJEK.BILJE	9,62	8,38

Tablica 27. Najkritičniji slučajeви pada napona u 10(20) kV mreži središnjeg dijela grada Osijeka

Ovi podaci govore da unatoč startu na početku 10 kV izvodu sa povišenim 10 kV naponu od 10,5 kV, napon je znatno opao do maksimalnih 8,76 %.

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	1108	8000	13.8%	-86.2%
TX-2	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	1108	8000	13.8%	-86.2%
TX-4	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	1757	8000	22.0%	-78.0%
TX-5	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	86	8000	1.1%	-98.9%
TX-6	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	88	8000	1.1%	-98.9%
TX-7	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	1676	8000	21.0%	-79.0%
TX-8	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	9855	40000	24.6%	-75.4%
TX-9	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	9855	40000	24.6%	-75.4%
TX-10	BUS-16	TS 35/10 JUG	5983	8000	74.8%	-25.2%
TX-11	BUS-16	TS 35/10 JUG	5983	8000	74.8%	-25.2%
TX-12	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	771	8000	9.6%	-90.4%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	744	8000	9.3%	-90.7%

Slika 60. Izvještaj o opterećenju transformatora središnjeg dijela grada Osijeka

Za strujno preopterećenje transformatora treba istaknuti da je TS 35/10 kV Jug instalirane snage transformatora 2x40 MVA prema izvještaju opterećena sa 74,8 % što govori u prilog tome da u slučajevima najvećeg opterećenja 10(20) kV mreže treba u susjednoj TS 110/10 kV Osijek 3 koristiti oba transformatora (2x40 MVA), koja u uobičajenim uvjetima ima uključen samo jedan transformator.

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
KTS-65 – KTS-134	PP41-A 3x120	275	171,6	62,4
KTS-69 – KTS-240	XHE49-A 3x1x150	315	165,2	52,5
KTS-129 – KTS-65	PP41-A 3x120	275	157,4	57,2
KTS-134 – KTS-204 GRAD.BAZ.	PP41-A 3x120	275	185,5	67,5
KTS-219 – KTS-42	NKBA 3x70	215	141,4	65,7
KTS-240 – R-6	XHE49-A 3x1x150	315	171,2	54,3
R-4 – TS 110/10 kV OSIJEK 3	XHP48-A 3x1x300	415	225	54,2
R-6 – TS 110/10 kV OSIJEK 3	XHP48-A 3x1x300	415	259,6	62,6
R-1 – TS 110/10 kV OSIJEK 3	XHP4-A 3x1x1300	415	244,8	59
TS 110/10 kV OSIJEK 3 – KTS-204	PP41-A 3x120	275	210,8	76,6

Tablica 28. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem u središnjem dijelu grada Osijeka

Za središnji dio 10(20) kV mreže grada Osijeka može se konstatirati da nema preopterećenja 10(20)kV podzemnih i zračnih vodova jer je to maksimalno 76,6 % prema izvještaju, a svi kabele su dosta dobrog presjeka, osim kabela KTS-219 i KTS-42 gdje je kabel NKBA 3x70 mm<sup>2</sup>. Taj kabel je također tehnički funkcionalan, ali se može razmotriti prijedlog zamjene kabela zbog dugogodišnje dotrajalosti kabela i eventualnih postojećih kabljskih spojnica koje su često potencijalni uzrok mogućeg kvara.

Ukupni gubici u mreži 10(20) kV središnjeg dijela grada Osijeka iznose 404,9 kW i 757,9 kVAr, što je zanemarivo u odnosu na ukupnu instaliranu snagu, ali se može konstatirati da je jalova snaga šest puta veća od jalove snage u zapadnom dijelu grada Osijeka.

Odnosno, gledano u postotku vrijednosti, 859,27 kVA od 39014 kVA, to je 2,20 %, što je duplo više nego u zapadnom dijelu grada Osijek.

Kao kod zapadnog dijela grada Osijeka vidi se da pri sadašnjem uklopnom stanju 10(20) kV postojeće uklopno stanje optimalno.

### 3.1.4.3.1. Optimiranje tokova snage 10(20) kV mreže istočnog dijela grada Osijeka

Analogno prethodnoj analizi 10(20) kV mreže zapadnog dijela i središnjeg dijela grada Osijek, za istočni dio grada Osijek postupak se provodi potpuno jednako.

Razlika je samo u tome što se ovdje promatraju druge trafostanice: TS 35/10 kV Donji grad (2x8 MVA), TS 35/10 kV Standard (4 MVA), TS 110/35/10 kV Osijek – 2 (2x8 MVA), što ukupno iznosi 36 MVA instalirane snage.

### 3.1.4.3.2. Uklopno stanje 10(20) kV izvoda

Svi proračuni i uklopno stanje 10(20) kV izvoda je prikazano u slijedećim Excel tablicama, a oni su pomoću programa EasyPower 8.0 grafički prikazani na nacrtu u prilogu.

<b>TS 35/10 kV D. GRAD U<sub>N</sub>= 10,5 kV</b>				
1) KTS-185 31.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 44 A S <sub>N</sub> =800 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-185	630	170	162	53
KTS-258	630	170	162	53
KTS-55	630	170	162	53
BTS-INA	250	120	114	37
KTS-131	630	170	162	53
<b>UKUPNO</b>	<b>2770</b>	<b>800</b>	<b>760</b>	<b>250</b>
2) KTS-112 31.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 42 A S <sub>N</sub> =764 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-112	1000	314	298	98
KTS-CROATIA, PLODINE	630	150	143	47
KTS-60	630	150	143	47
KTS-162	630	150	143	47
<b>UKUPNO</b>	<b>2890</b>	<b>764</b>	<b>143</b>	<b>239</b>
3) KTS-1 20.01.2010. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 58 A S <sub>N</sub> =1055 kVA cosφ=0,95				

Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-1	630	280	266	87
KTS-96	630	265	252	83
ISPRAVLJAČ D.G.	630	250	238	78
KTS-111	630	260	247	81
<b>UKUPNO</b>	<b>2520</b>	<b>1055</b>	<b>247</b>	<b>329</b>
4) KTS-SAPONIA 2 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=95\text{ A}$ $S_N=1728\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-SAPONIA 2	2000	1728	1642	540
<b>UKUPNO</b>	<b>2000</b>	<b>1728</b>	<b>1642</b>	<b>540</b>
5) KTS-58 31.12.2009. 18.00.h. $I_N=74\text{ A}$ $S_N=1346\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-58	630	250	238	78
KTS-19	630	250	238	78
KTS-202	630	250	238	78
KTS-MLJEKARA	630	346	329	108
KTS-194	630	250	238	78
<b>UKUPNO</b>	<b>3150</b>	<b>1346</b>	<b>1279</b>	<b>420</b>
6) KTS-186 24.01.2010. 10.00.h. $I_N=59\text{ A}$ $S_N=1073\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-186	630	350	333	109
KTS-147	400	250	238	78
KTS-146	630	350	333	109
BTS-TEHNIKA BETON	100	40	38	12
BTS-ŠEĆERANA PUMPA	100	43	41	13
BKTS-INA PUMPA	100	40	38	12
<b>UKUPNO</b>	<b>1960</b>	<b>1073</b>	<b>1019</b>	<b>335</b>
7) KTS-44 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=39\text{ A}$ $S_N=709\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-44	400	200	190	62
BKTS-BTI	160	59	56	18

BKTS-95	250	100	95	31
KTS-181	630	350	333	109
<b>UKUPNO</b>	<b>1440</b>	<b>709</b>	<b>674</b>	<b>221</b>
8) KTS-BOLNICA 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=87\text{ A}$ $S_N=1582\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-BOLNICA 1	630	395	375	123
KTS-KIRURGIJA	630	395	375	123
KTS-GINEKOLOGIJA	630	395	375	123
KTS-BOLNICA	630	397	377	124
<b>UKUPNO</b>	<b>2520</b>	<b>1582</b>	<b>1503</b>	<b>494</b>

Tablica 29. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Donji grad

<b>TS 35/10 kV STANDARD <math>U_N=10,5\text{ kV}</math></b>				
1) KTS-49 16.12.2009. 18.00.h. $I_N=50\text{ A}$ $S_N=909\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-49	250	49	47	15
KTS-SLOBODA	630	140	133	44
KTS-ANALIT 2	630	140	133	44
KTS-ANALIT 1	630	140	133	44
KTS-62	400	80	76	25
KTS-132	400	80	76	25
KTS-11	630	140	133	44
KTS-230	630	140	133	44
<b>UKUPNO</b>	<b>4200</b>	<b>909</b>	<b>864</b>	<b>284</b>
2) KTS-BENETON 2 20.01.2010. 18.00.h. $I_N=40\text{ A}$ $S_N=727\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-BENETON-2	630	727	691	227
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>727</b>	<b>691</b>	<b>227</b>
3) TS-4 16.12.2009. 10.00.h. $I_N=20\text{ A}$ $S_N=364\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
TS-4 STANDARD	630	364	346	114
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>364</b>	<b>346</b>	<b>114</b>

Tablica 30. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 35/10 kV Standard

<b>TS OSIJEK-II 110/35/10 kV U<sub>N</sub>= 10,5 kV</b>				
1) KTS-AERODROM 16.12.2009. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 11 A S <sub>N</sub> = 200 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-AERODROM	630	150	143	47
ŽSTS-144	144	50	48	16
<b>UKUPNO</b>	<b>774</b>	<b>200</b>	<b>190</b>	<b>62</b>
2) KTS-2 20.01.2010. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 23 A S <sub>N</sub> = 418 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-2	400	30	29	9
KTS-165 ESO	1260	198	188	62
BTS-AUTOSLAVONIJA	630	80	76	25
KTS-OPEKA	630	80	76	25
PTTS-101	160	20	19	6
ŽSTS-110	100	10	10	3
<b>UKUPNO</b>	<b>3180</b>	<b>418</b>	<b>397</b>	<b>131</b>
3) NOVI POGON 16.12.2009. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 21 A S <sub>N</sub> = 382 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
NOVI POGON	630	382	363	119
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>382</b>	<b>363</b>	<b>119</b>
4) KTS-ELEKTROMETAL 31.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 81 A S <sub>N</sub> = 1473 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-ELEKTROMETAL	630	400	380	125
KTS-GRADNJA	630	400	380	125
KTS-PIVOVARA	1260	673	639	210
<b>UKUPNO</b>	<b>2520</b>	<b>1473</b>	<b>1399</b>	<b>460</b>
5) KTS-247 31.12.2009. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 77 A S <sub>N</sub> = 1400 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-247	630	175	166	55
BKTS- ELOS	630	175	166	55

KTS-182	630	175	166	55
KTS-164	630	175	166	55
KTS-103	630	175	166	55
KTS-99	630	175	166	55
KTS-98	630	175	166	55
KTS-105	630	175	166	55
<b>UKUPNO</b>	<b>5040</b>	<b>1400</b>	<b>1330</b>	<b>437</b>
6) BKTS-CESTA (poznato opterećenje) $I_N=23\text{ A}$ $S_N=418\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
BKTS-CESTA	630	418	397	131
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>418</b>	<b>397</b>	<b>131</b>
7) KTS PTE-2 20.12.2009. 18.00.h. $I_N=26\text{ A}$ $S_N=473\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
PTE-2	1260	473	449	148
<b>UKUPNO</b>	<b>1260</b>	<b>473</b>	<b>449</b>	<b>148</b>
8) KTS-SILOS 20.01.2010. 10.00.h. $I_N=49\text{ A}$ $S_N=891\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-SILOS	630	100	95	31
PTTS-INSTITUT ZA ŠEĆ.REPU	160	50	48	16
KTS-148	630	100	95	31
KTS-53	800	341	324	106
KTS-51	630	100	95	31
KTS-163	630	100	95	31
KTS-133	630	100	95	31
<b>UKUPNO</b>	<b>4110</b>	<b>891</b>	<b>846</b>	<b>278</b>
9) RASKLOPIŠTE NEMETIN 20.12.2010. 10.00.h. $I_N=87\text{ A}$ $S_N=1582\text{ kVA}$ $\cos\varphi=0,95$				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
BKTS-POLJ.INSTITUT	630	100	95	31
NEMETIN	2000	1482	1408	463
<b>UKUPNO</b>	<b>2000</b>	<b>1482</b>	<b>1503</b>	<b>494</b>

Tablica 31. Maksimalno opterećenje 10(20) kV izvoda napajanih iz TS 110/35/10 kV Osijek – 2



### 3.1.4.3.3. Rezultati optimiranja

Kako za zapadni tako i za središnji dio 10(20)/0,4 kV mreže grada Osijeka, nakon definiranja promatranog uklopnog stanja svih 10(20) kV izvoda, podaci o pojedinačnom opterećenju svake trafostanice uneseni su u program EasyPower 8.00, što je prikazano na nacrtu elektroenergetske sheme.

U priloženim nacrtima su prikazane sve trafostanice 35/10 kV, 110/10(20)kV, 10(20)/0,4 kV, rasklopišta, te svi podzemni kabeli i zračni vodovi 10(20)kV sa spojnicama.

Početni kriteriji kod analize normalnog pogonskog stanja su:

- dopušteni pad napona  $\Delta U$  u normalnom pogonskom stanju je 10 % [Lit. 298.]
- dopušteno opterećenje vodova i kabela  $I_{MAX}$  je 100 %
- faktor opteretivosti transformatora  $f_o = 0,75$  [ $S_{dop} = 2 \times 8 \times 0,75 = 12$  MVA]
- za cijelu mrežu iskustveno se uzima napon  $U_N = 10,5$  kV
- prema iskustvu u radu elektroenergetske mreže faktor  $\cos\phi = 0,95$

Ovi rezultati analize 10(20) kV mreže istočnog dijela grada Osijek, kao i kod zapadnog i središnjeg dijela grada, odnose se samo na normalno pogonsko stanje u kojemu se ne događaju kvarovi, pa nema izvanrednih situacija, odnosno prestanka napajanja potrošača. Prikazano uklopno stanje u 2010. godini je obilježeno sa dosta stabilnim naponskim i strujnim prilikama. U proračunu su uzeta maksimalno ostvarena opterećenja 10(20) kV izvoda, a maksimalni pad napona koji je registriran u 10(20) kV mreži istočnog dijela grada Osijeka iznosi 7,23 %, što je unutar propisom dopuštenog iznosa od 10 % [Lit. 298.], a ovaj primjer pada napona prikazan na slijedećoj Slici 61.

Power Flow Detail Report								
EasyPower 8.0.179 10/28/10 15:11:37 C:\...10kVmrezaOsijek-2010-istok-180510.dez								
HEP-ODS d.o.o. Elektroslavonija								
Comments :								
Bus: BUS-26 9.74 kV 0.974 pu -0.69 Degrees								
Branch Flows								
Bus Name	Branch Name	Flow From kW	Flow From kVAR	Flow From Amps	Flow To kW	Flow To kVAR	Losses kW	Losses kVAR
KTS-156	C-25	-1285.0	-417.7	80	1287.4	415.8	2.4	-1.9
KTS-74	C-26	1285.0	417.7	80	-1283.4	-419.9	1.6	-2.2

Slika 61. Prikaz izvještaja proračuna tokova snage za najveći pad napona u 10(20) kV mreži istočnog dijela grada Osijeka

Svi podaci o najkritičnijim padovima napona su prikazani u % u slijedećoj Tablici 32.

Trafostanica 10(20)/0,4 kV	Vrijednost napona (kV)	Pad napona u %
KTS-156, KTS-74	9,74	7,23
KTS-MLJEKARA, KTS-202	9,82	6,47
KTS-146	9,83	6,38
KTS-164, KTS-182	9,83	6,38
KTS-258, KTS-158	9,83	6
KTS-182, BKTS-ELOS	9,84	6,28
KTS-111	9,86	6,09
KTS-111, KTS-1	9,86	6,09
KTS-247, TS 110/35/10 kV OSIJEK 2	9,86	6,09
KTS-PIVOVARA	9,86	6,09
KTS-GRADNJA, KTS-ELEKTROMETAL	9,86	6,09
KTS-15 TENJA KTS-14 TENJE	9,87	6
KTS-55, KTS-258	9,87	6
KTS-154	9,88	5,90
KTS-15 TENJE	9,88	5,90
BTS-ELOS, KTS-247	9,88	5,90
KTS-185	9,88	5,90
KTS-159	9,89	5,8

Tablica 32. Najkritičniji slučajevi pada napona u 10(20) kV mreži istočnog dijela grada Osijeka

### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	1613	8000	20.2%	-79.8%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	1610	8000	20.1%	-79.9%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	1589	8000	19.9%	-80.1%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	1589	8000	19.9%	-80.1%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2660	40000	6.6%	-93.4%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2660	40000	6.6%	-93.4%
TX-7	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	4576	8000	57.2%	-42.8%
TX-8	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	4576	8000	57.2%	-42.8%
TX-9	BUS-46	TS 35/10KV STAND	1712	4000	42.8%	-57.2%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-11	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3370	8000	42.1%	-57.9%
TX-12	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3434	8000	42.9%	-57.1%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	2323	8000	29.0%	-71.0%
TX-14	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	2242	8000	28.0%	-72.0%

Slika 62. Izvještaj o opterećenju transformatora istočnog dijela grada Osijeka

Za strujno preopterećenje transformatora treba istaknuti da je TS 35/10 kV Donji grad instalirane snage transformatora 2x8 MVA prema izvještaju najviše opterećena sa samo 57,2 % , što je zanemarivo.

<b>10(20) kV vod</b>	<b>Tip i presjek voda (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Nazivno strujno opterećenje voda (A)</b>	<b>Opterećenje po proračunu (A)</b>	<b>Opterećenje (%)</b>
TS 110/10 kV OSIJEK 3 – KTS-204	PP41-A 3x120	275	208,2	75,7
KTS-134 – KTS-204 GR.BAZENI	PP41-A 3x120	275	183,2	66,6
KTS-65 – KTS-134	PP41-A 3x120	275	169,4	61,6
RASKLOPIŠTE NEMETIN – X-9	AlČe 3x95	145	84,9	58,5
KTS-129 – KTS-65	PP41-A 3x120	275	155,4	56,5

Tablica 33. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem u istočnom dijelu grada Osijeka

Za istočni dio 10(20) kV mreže grada Osijeka može se konstatirati da nema preopterećenja 10(20)kV podzemnih i zračnih vodova jer je to maksimalno 75,7 % prema izvještaju, a svi kabeli uključujući i zračni vod su dosta dobrog presjeka.

Ukupni gubici u mreži 10(20) kV istočnog dijela grada Osijeka iznose 784,3 kW i 745,4 kVAr, odnosno 859,27 kVA od 31607 kVA, a to iznosi 3,42 %, što je veći gubitak i od zapadnog i od središnjeg dijela grada Osijek.

Kao kod zapadnog i središnjeg dijela grada Osijeka vidi se da pri sadašnjem uklopnom stanju 10(20) kV istočnog dijela grada Osijeka, postojeće uklopno stanje sasvim zadovoljava normalne uvjete.

### 3.1.5. Optimiranje tokova snaga 10(20) kV mreže s maksimalnim opterećenjem trafostanica 10(20)/0,4 kV za energetska stanje u 2018. godini

Kao što je već ranije rečeno, nakon provedene analize stvarnog stanja od 2009/2010 godinu, posebno je napravljena dodatna analiza za energetska stanje u 2018. godini, a to je situacija da je izgrađeno još novih šest kabelskih trafostanica snage od 630 do 1000 kVA. Odnosno, to prikazano tablicom izgleda ovako:

<b>Naziv TS</b>	<b>Snaga (kVA)</b>
KTS 224	1000
KTS 225	1000
KTS 270	630
KTS 275	630
KTS 280	1000
KTS 287	400
<b>UKUPNO</b>	<b>4660</b>

Tablica 34. Izgrađene nove trafostanice koje su u pogonu od 2012.-2018. godini u gradu Osijeku

U postojeće već razmatrano uklopno stanje 10(20) kV mreže dodaju se nove trafostanice, te se ponavljaju proračuni čiji su rezultati prikazani u slijedećoj Tablici 35.

<b><u>TS CENTAR 35/10 kV U<sub>N</sub>= 10,5 kV</u></b>				
KTS-223 21.12.2011. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 54 A S <sub>N</sub> = 564 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-223	400	84	80	25
KTS-224	1000	210	200	66
KTS-18	250	53	50	16
KTS-54	630	133	125	41
KTS-251	400	84	80	26
<b>UKUPNO</b>	<b>2680</b>	<b>564</b>	<b>535</b>	<b>176</b>
KTS-1 31.12.201. 10.00.h. I <sub>N</sub> = 54 A S <sub>N</sub> = 982 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-1	630	176	167	52
KTS-96	630	176	167	52
ISPARAVLJAČ D.G.	630	176	167	52
KTS-111	630	176	167	52
KTS-225	1000	279	167	83
<b>UKUPNO</b>	<b>1000</b>	<b>982</b>	<b>265</b>	<b>291</b>
<b><u>TS 110/10 kV OSIJEK-3 U<sub>N</sub>= 10,5 kV</u></b>				
KTS-59 21.12.2011.20.00.h. I <sub>N</sub> = 79 A S <sub>N</sub> = 1.437 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-59	630	206	196	64
KTS-270	630	206	196	64
KTS-10	630	206	196	64
KTS-279	630	206	196	64
KTS-12	630	206	196	64
KTS-153	630	206	196	64
KTS-154	630	206	196	64
<b>UKUPNO</b>	<b>630</b>	<b>1.437</b>	<b>1.365</b>	<b>449</b>
<b><u>TS 110/20(10) kV OSIJEK-4 U<sub>N</sub>=20,7 kV</u></b>				
KTS-275 18.01.2012. 20.00.h. I <sub>N</sub> = 60 A S <sub>N</sub> = 2.151 kVA cosφ=0,95				
Naziv energetske točke	Nazivna snaga S (kVA)	Opterećenje S (kVA)	P (kW)	Q(kVAr)
KTS-275	630	204	194	64
KTS-PORTA NOVA	6000	1947	1849	607

<b>UKUPNO</b>	<b>6630</b>	<b>2.151</b>	<b>2043</b>	<b>671</b>
<b><u>TS 110/10 kV OSIJEK-3 U<sub>N</sub>=10,5 kV</u></b>				
KTS-42 31.12.2011. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 112 A S <sub>N</sub> = 2.037 kVA cosφ=0,95				
<b>Naziv energetske točke</b>	<b>Nazivna snaga S (kVA)</b>	<b>Opterećenje S (kVA)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q(kVAr)</b>
KTS-42	630	128	122	38
KTS-61	630	128	122	38
KTS-219	400	81	77	24
KTS-ORANICA I	1260	257	244	80
KTS-BELJE	630	128	122	38
KTS-48	400	81	77	24
KTS-280	1000	204	193	63
KTS-214	630	128	122	38
BKTS-7	630	128	122	38
KTS-228	630	128	122	38
KTS-82	630	128	122	38
KTS-DRAVA	1260	257	244	80
KTS-46	630	128	122	38
KTS-INTERSPAR	630	128	122	38
<b>UKUPNO</b>	<b>9990</b>	<b>2037</b>	<b>1936</b>	<b>635</b>
<b><u>TS 110/10(20) kV OSIJEK-4 U<sub>N</sub>=10,5 kV</u></b>				
KTS-42 31.12.2011. 18.00.h. I <sub>N</sub> = 112 A S <sub>N</sub> = 2.037 kVA cosφ=0,95				
<b>Naziv energetske točke</b>	<b>Nazivna snaga S (kVA)</b>	<b>Opterećenje S (kVA)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q(kVAr)</b>
KTS-233	2000	249	236	77
KTS-232	2000	249	236	77
KTS-MARA	630	78	74	24
KTS-176	630	78	74	24
KTS-64	630	78	74	24
KTS-287	400	49	47	15
KTS-200	630	78	74	24
KTS-167	630	78	74	24
KTS-234	630	78	74	24
KTS-256	1000	124	118	39
MBKTS-PEVEC	1000	124	118	38
KTS-84	630	78	74	24
KTS-14	630	78	74	24
KTS-13	400	49	47	15
ŽSTS-10	160	20	19	24
<b>UKUPNO</b>	<b>12000</b>	<b>1491</b>	<b>1416</b>	<b>6</b>

Tablica 35. Analiza maksimalnih opterećenja 10(20) kV izvoda sa novim trafostanicama u 2017

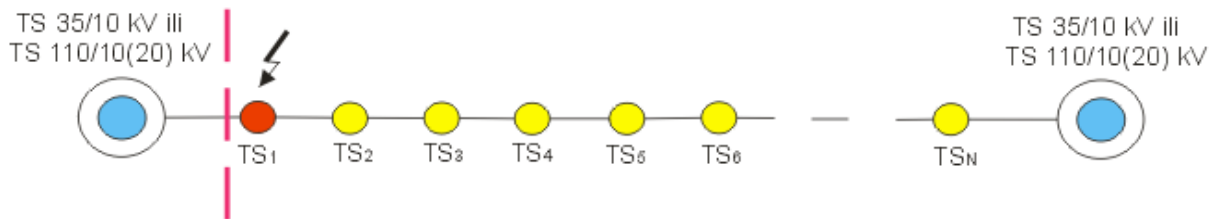
Nakon provedenog istraživanja sa programom EasyPower, za cjelokupnu 10(20) kV mrežu grada Osijeka može se konstatirati da nakon izgradnje i puštanja u pogon novih šest trafostanica u 2012-2018. godini, nema preopterećenja 10(20)kV podzemnih i zračnih vodova, niti nedopuštenih padova napona. Može se smatrati da je njihov utjecaj zanemariv, a da je rad distribucijske mreže optimalan.

### 3.2. OPTIMIRANJE TOKOVA SNAGA ZA STANJA PREKIDA NAPAJANJA DISTRIBUCIJSKIH TRAFOSTANICA 10(20)/0,4 kV

#### 3.2.1. Optimiranje tokova snaga 10(20) kV izvoda za (n-1) stanje energetskih vodova

Osnovno proučavanje stabilnosti elektroenergetskog sustava, odnosno distribucijske 10(20) kV mreže, je promatranje kvalitete rada pri pojavi nepredviđenih okolnosti, (npr. kvarova zbog raznih razloga: udar groma, proboj izolacije na 10(20) kV kabelu, kvar na postrojenju, ispad transformatora uslijed preopterećenja). U tim trenucima DUC (Distribucijski upravljački centar) Osijek, nastoji sa svojom ekipom obučenih osoba u najkraćem mogućem roku otkloniti kvar i ponovo napojiti potrošače sa električnom energijom.

U ovakvim situacijama, dok se ne otkloni uzrok kvara nužno je usmjeriti električnu energiju iz drugog izvora, tj. trafostanice 35/10 kV ili 110/10(20) kV, tako da često imamo situaciju da kompletan 10(20) kV izvod od "n" trafostanica zbog kvara na "1" jednoj trafostanici ili na "1" jednom (najčešće prvom) 10(20) kV izvodu, postaje (n-1) izvod koji se napaja sa druge strane 10(20) kV izvoda iz neke druge trafostanice 35/10 kV ili 110/10(20) kV. Ovo je slikovito prikazano na Slici 63.



Slika 63. "n-1" princip rada 10(20) kV izvoda

Dakle, zbog kvara na napojnom vodu (ili prvoj trafostanici  $TS_1$ ) nužno je isključiti napojni vod (ili odspojiti trafostanicu  $TS_1$ ) i otklanjati kvar. Za to vrijeme se kompletan 10(20) kV izvod prebacuje na napajanje iz drugog izvora, tj. trafostanice 35/10 kV ili 110/10(20) kV. To je dakle "n-1" stanje koje je potrebno istražiti i analizirati, odnosno promatrati osnovne veličine: napon, struju, gubitke i ustanoviti jesu li te veličine u dopuštenim vrijednostima.

### 3.2.1.1. Zapadni dio elektroenergetske mreže

U skladu sa podacima o maksimalnim opterećenjima iz Tablice 24, 25., svaki 10(20) kV izvod se prekida sa napajanjem iz napojne trafostanice 35/10 kV ili 110/10(20) kV, te se napaja sa druge strane, iz druge napojne trafostanice 35/10 kV ili 110/10(20) kV.

U zapadnom dijelu grada Osijeka promatra se "n-1" stanje 10(20) kV izvoda za sljedeće trafostanice: TS 110/10(20) kV Osijek 4, TS 35/10 kV Retfala, TS 35/10 kV Zapad, TS 35/10 kV Gornji grad.

Rezultati "n-1" analize nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- svi padovi napona  $\Delta U$  su manji od 10 %
- svi transformatori  $S_T$  su opterećeni manje od 80 %, Slika 64.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	1561	8000	19.5%	-80.5%
TX-2	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	1542	8000	19.3%	-80.7%
TX-3	TS110/10(20)KV-4	BUS-47	2699	20000	13.5%	-86.5%
TX-4	BUS-61	BUS-47	1283	20000	6.4%	-93.6%
TX-5	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	5169	8000	64.6%	-35.4%
TX-6	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	5284	8000	66.1%	-33.9%
TX-7	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	1036	8000	12.9%	-87.1%
TX-8	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	988	8000	12.4%	-87.6%
TX-9	TS 35/10 JUG	BUS-86	1059	8000	13.2%	-86.8%
TX-10	TS 35/10 JUG	BUS-86	1059	8000	13.2%	-86.8%
TX-11	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	1741	40000	4.4%	-95.6%
TX-12	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	1741	40000	4.4%	-95.6%
TX-13	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	2028	8000	25.3%	-74.7%
TX-14	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	6125	8000	76.6%	-23.4%

Slika 64. Izvještaj o opterećenju transformatora za "n-1" analizu zapadnog dijela grada Osijeka

- pojedini 10(20) kV vodovi su znatno opterećeni i čak preopterećeni, a to je prikazano u sljedećoj Tablici 36.

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
KTS-139 – BUS-78 (PREMA KTS-SM)	NKBA 3x50	185	197,7	106,8
TS 35/10 kV G. GRAD – BUS-83 (PREMA KTS-6)	NKBA 3x70	215	210,2	97,8
KTS-6 – BUS-83 (PREMA TS 35/10 kV G. GRAD)	NKBA 3x70	215	210,2	97,8
TS 35/10 kV ZAPAD – BUS-26 (PREMA KTS-63)	NKBA 3x70	215	195,4	90,9
KTS-264 – BUS-68 (PREMA KTS-40)	NKBA 3x70	215	194,3	90,4

Tablica 36. Vodovi 10(20) kV nakon "n-1" analize sa najvećim strujnim opterećenjem u zapadnom dijelu grada Osijeka

Iz dobivenih podataka jasno se može zaključiti da su maksimalno opterećeni stari kabeli NKBA presjeka 4x50 i 4x70 mm<sup>2</sup>, a naročito je kritičan kabel NKBA 3x50 mm<sup>2</sup> od KTS-139 do spojnice prema KTS Supermarket, dužine samo 64 m, koji je položen 1968. godine. Ovaj kabel treba nužno predvidjeti u planu za zamjenu sa novim kabelom tip XHE49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup>.

- ukupni gubici zapadnog dijela 10(20) kV mreže Osijeka (Total system losses) u stanju "n-1" analize za sve 10(20) kV vodove, iznose 478,8 kW i 109 kVAr što je relativno mali gubitak snage, odnosno 491,05 kVA od 31408,8 kVA opterećenja mreže, a to je 1,56 %.

### 3.2.1.2. Središnji dio elektroenergetske mreže

U središnjem dijelu grada Osijeka promatra se "n-1" stanje 10(20) kV izvoda za slijedeće trafostanice: TS 35/10 kV Centar, TS 110/10 kV Osijek – 3 , TS 35/10 kV Jug, TS 35/10 kV Istok. Rezultati "n-1" analize nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- svi transformatori su opterećeni manje od 80 %, Slika 65.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	5013	8000	62.7%	-37.3%
TX-2	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	5013	8000	62.7%	-37.3%
TX-4	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	843	8000	10.5%	-89.5%
TX-5	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	4588	8000	57.4%	-42.6%
TX-6	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	4691	8000	58.6%	-41.4%
TX-7	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	804	8000	10.1%	-89.9%
TX-8	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	2216	40000	5.5%	-94.5%
TX-9	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	2216	40000	5.5%	-94.5%
TX-10	BUS-16	TS 35/10 JUG	4443	8000	55.5%	-44.5%
TX-11	BUS-16	TS 35/10 JUG	4443	8000	55.5%	-44.5%
TX-12	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	2770	8000	34.6%	-65.4%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	2673	8000	33.4%	-66.6%

Slika 65. Izvještaj o opterećenju transformatora za "n-1" analizu središnjeg dijela grada Osijeka

- registrirani su padovi napona  $\Delta U$  veći od dopuštenih 10 %, a oni su prikazani u slijedećoj Tablici 37.

Trafostanica 10(20)/0,4 kV	Vrijednost napona (kV)	Pad napona u %
KTS-209	9,16	12,8
KTS-71	9,16	12,8
KTS-68	9,17	12,7
KTS-209	9,17	12,7
KTS-166	9,22	12,2
KTS-68	9,22	12,2
KTS-37	9,29	11,5
KTS-NAMA	9,30	11,4
KTS-140	9,30	11,4
BKTS-3	9,37	10,8
KTS-TKC	9,37	10,8
KTS-TKC	9,39	10,6
KTS-POŠTA	9,39	10,6



Tablica 37. Najkritičniji slučajevi pada napona u 10(20) kV mreži za "n-1" analizu središnjeg dijela grada Osijeka

- 10(20) kV vodovi su znatno opterećeni i preopterećeni, a to je prikazano u sljedećoj Tablici 38.

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
TS 35/10 kV G.GRAD – BUS-79 (PREMA KTS-139)	NKBA 3x50	240	387,0	161,3
KTS-139 – BUS-78 (PREMA KTS-SM)	NKBA 3x50	240	372,9	155,4
KTS-139 – BUS-79 (PREMA TS 35/10 kV G. GRAD)	PP41-A 3x120	275	387,1	140,8
KTS-21 – KTS-137	NKBA 3x120 , PP41-A 3x120	275	373,2	135,7
KTS-SM – BUS-78 (PREMA KTS-139)	PP41-A 3x120	275	372,9	135,6
TS 35/10 kV ZAPAD – KTS-137	NAKBA 3x120	275	365,4	132,9
KTS-4 – BUS-73 (PREMA KTS-20)	NKBA 3x50	240	316,2	131,7
KTS-137 – BUS-50 (PREMA KTS-21)	PP41-A 3x120	275	355,4	129,2
KTS-47 – KTS-SM	NAYBY 3x120	275	347,7	126,4
KTS-47 – KTS-75	NKBA 3x70	275	333,4	121,2
KTS-75 – KTS-4	NKBA 3x70	275	324,8	118,1
KTS-68 – BUS-54 (PREMA KTS-166)	PP41-A 3x120	275	288	104,7
KTS-21 – KTS-236 GETRO	XHP81-A 3x120	275	283,7	103,2
RASTAVLJAČ – BUS-34 (PREMA RASKLOPIŠTU PANONIJA)	XHP81-A 3x120	275	281,2	102,2
KTS-20 – BUS-73 (PREMA KTS-4)	NKBA 3x50	315	316,2	100,4
RASKLOPIŠTE PANONIJA – BUS-34 (PREMA TS 35/10 kV ZAPAD)	XHE49-A 3x1x150	290	281,3	97,0
RASKLOPIŠTE PANONIJA – SB 3150/12 (PREMA KTS-278)	XHE49-A 3x1x150	290	277,9	95,8
SB 3150/12 – BUS-42 (PREMA KTS-278)	ALČE 3x95/15	290	277,9	95,8
R-4 – KTS-20	XHP48-A 3x1x150	315	287,1	91,1

Tablica 38. Vodovi 10(20) kV nakon "n-1" analize sa najvećim strujnim opterećenjem u središnjem dijelu grada Osijeka

Prema podacima analize može se zaključiti da bi u slučaju stvarnog režima rada u "n-1" stanju u uvjetima maksimalnog opterećenja 10 kV mreže, veliki broj 10 kV vodova bio previše opterećen i to bi uzrokovalo njihovo isključenje i još složenije stanje za hitne intervencije. U ovoj analizi može se utvrditi da su za strujnu opteretivost 10(20) kV vodova najkritičniji stari kabeli malog presjeka, tj. NKBA 4x50 mm<sup>2</sup>, ali također i kabeli PP41-A 3x120 mm<sup>2</sup>, a što ukazuje da je nužno nakon završetka svih analiza razmotriti optimalno uklopno stanje cijele 10(20) kV mreže.

U planu rekonstrukcije 10(20) kV mreže potrebno je predvidjeti u plan zamjenu navedenih kabela NKBA 4x50 mm<sup>2</sup> sa novim kabelima tip XHE49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup>.

- ukupni gubici središnjeg dijela 10(20) kV mreže Osijeka (Total system losses) u stanju "n-1" analize za sve 10(20) kV vodove, iznose 1016,6 kW i 773,0 kVAr što je znatno veći gubitak snage u odnosu na zapadni dio 10(20) kV mreže Osijeka, odnosno 1277,18 kVA od 31361,9 kVA opterećenja mreže, a to je 4,07 %. Najveći gubici su u pravilu na 10(20) kV vodovima koji distribuiraju električnu energiju direktno iz trafostanica 35/10 kV ili 110/10 kV.

### 3.2.1.3. Istočni dio elektroenergetske mreže

U istočnom dijelu grada Osijeka promatra se "n-1" stanje 10(20) kV izvoda za sljedeće trafostanice: TS 35/10 kV Donji grad, TS 35/10 kV Standard i TS 110/35/10 kV Osijek – 2. Rezultati "n-1" analize nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- maksimalno opterećenje transformatora iznosi 82,2 %, a to je transformator u TS 35/10 kV Istok, Slika 66.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	4273	8000	53.4%	-46.6%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	4266	8000	53.3%	-46.7%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	2324	8000	29.0%	-71.0%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	2324	8000	29.0%	-71.0%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	607	40000	1.5%	-98.5%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	607	40000	1.5%	-98.5%
TX-7	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	881	8000	11.0%	-89.0%
TX-8	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	881	8000	11.0%	-89.0%
TX-9	BUS-46	TS 35/10KV STAND	694	4000	17.4%	-82.6%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-11	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	905	8000	11.3%	-88.7%
TX-12	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	922	8000	11.5%	-88.5%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	6576	8000	82.2%	-17.8%
TX-14	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	6347	8000	79.3%	-20.7%

Slika 66. Izvještaj o opterećenju transformatora za "n-1" analizu istočnog dijela grada Osijeka

- registrirani su padovi napona  $\Delta U$  veći od dopuštenih 10 %, a oni su prikazani u sljedećoj Tablici 48.

<b>Trafostanica 10(20)/0,4 kV</b>	<b>Vrijednost napona (kV)</b>	<b>Pad napona u %</b>
KTS-GRADNJA	8,95	14,8
KTS-ELEKTROMETAL	8,95	14,8
KTS-GRADNJA	8,96	14,7
KTS-OPEKA	9,03	14,0
KTS-194	9,15	12,9
PTTS-101	9,15	12,9
ŽSTS-110	9,15	12,9
KTS-202	9,20	12,4
KTS-MLJEKARA	9,20	12,4
BTS-TEHNIKA BET.	9,22	12,2
KTS-146	9,22	12,2
KTS-ELEKTROMETAL	9,38	10,7
KTS-GRADNJA	9,40	10,5
KTS-165 ESO	9,42	10,3
KTS-2	9,42	10,3
BTS-AUTOSLAVONIJA	9,43	10,2
KTS-OPEKA	9,43	10,2
KTS-2	9,43	10,2
KTS-2	9,43	10,2
BTS-AUTOSLAVONIJA	9,43	10,2
KTS-165 ESO	9,43	10,2
KTS-PIVOVARA	9,43	10,2
KTS-OPEKA	9,45	10,0
BTS-AUTOSLAVONIJA	9,45	10,0

Tablica 39. Najkritičniji slučajevi pada napona u 10(20) kV mreži za "n-1" analizu istočnog dijela grada Osijeka

- 10(20) kV vodovi su znatno opterećeni i preopterećeni, a to je prikazano u slijedećoj Tablici 40.

<b>10(20) kV vod</b>	<b>Tip i presjek voda (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Nazivno strujno opterećenje voda (A)</b>	<b>Opterećenje po proračunu (A)</b>	<b>Opterećenje (%)</b>
KTS-SAPONIJA PUMPA – BUS-97 (PREMA KTS-147)	NKBA 3x70	215	258,9	120,4
TS 35/10 kV CENTAR – BUS-48 (PREMA KTS-223)	PP41-A 3x120	275	279,1	101,5
KTS-TRANZIT – BUS-41 (PREMA KTS-223)	XHP81-A 3x120	275	267,3	97,2
BUS-41 – BUS-61 (KTS-TRANZIT – KTS-223)	XHP81-A 3x120	275	267,2	97,2
BUS-28 – BUS-32 (KTS-194 – KTS-OPEKA)	ALČE 3x25	125	119,3	96,4
KTS-SAPONIJA PUMPA – BUS-12 (PREMA KTS-TRANZIT)	XHP81-A 3x120	275	261,8	96,2

BUS-97 – BUS-103 (KTS-147 – KTS-SAPONIJA – PUMPA)	PP41-A 3x120	275	258,9	94,2
KTS-147 – BUS-103 (PREMA KTS-SAPONIJA-PUMPA)	XHP81-A 3x120	275	259	94,2
KTS-223 – BUS-48 (PREMA TS 35/10 kV CENTAR)	XHE49-A 3x1x150	315	293,1	93,1
KTS-93 – TS 35/10 kV JUG	XHP81-A 3x120	275	254,9	92,7

*Tablica 40. Vodovi 10(20) kV nakon "n-1" analize sa najvećim strujnim opterećenjem u istočnom dijelu grada Osijeka*

U ovoj analizi za istočni dio grada Osijeka, utvrđuje se da su za strujnu opteretivost 10(20) kV vodova najkritičniji stari kabeli malog presjeka, tj. NKBA 4x70 mm<sup>2</sup>, ali također i kabeli dosta dobrog presjeka odnosno, PP41-A 3x120 mm<sup>2</sup>.

Također je potrebno predvidjeti u planu rekonstrukcije i razvoja, zamjenu navedenog kabela NKBA 4x70 mm<sup>2</sup> novim kabelom tip XHE 49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup>.

- ukupni gubici istočnog dijela 10(20) kV mreže Osijeka (Total system losses) u stanju "n-1" analize za sve 10(20) kV vodove, iznose 784,3 kW i 745,4 kVAr što je relativno mali gubitak snage, odnosno 1.082,01 kVA od 29.283 kVA opterećenja mreže, to je 3,69 %.

### **3.3. OPTIMIRANJE TOKOVA SNAGA ZA STANJA PREKIDA NAPAJANJA DISTRIBUCIJSKIH TRAFOSTANICA 35/10 kV, 110/35/10 kV i 110/10(20) kV**

Vrlo važna stvar za Distribucijski upravljački centar u Osijeku je stanje potpunog prekida napajanja distribucijske mreže 10(20) kV od neke pojedine trafostanice 35/10 kV, 110/35/10 kV ili 110/10(20) kV. Ovaj prekid napajanja, odnosno normalnog rada, može biti uzrokovan sa ozbiljnim kvarom na postrojenju ili što je češći slučaj, a to je remont i održavanje postrojenja koje se mora obaviti u beznaponskom stanju. U tom se slučaju svi 10(20) kV izvodi moraju napojiti iz sljedeće, odnosno najbliže distribucijske trafostanice 35/10 kV, 110/35/10 kV ili 110/10(20) kV.

Ova analiza je dosta slična analizi "n-1" stanja, s tim da je ovdje riječ o potpunom prebacivanju opterećenja svih 10(20) kV izvoda na drugu distribucijsku trafostanicu.

#### **3.3.1. Prekid napajanja TS 35/10 kV Retfala**

TS 35/10 kV Retfala ima dva transformatora od 8 MVA, dakle ukupnu instaliranu snagu od 16 MVA. Nakon izgradnje TS 110/10(20) kV Osijek-4 energetske-tehničko stanje distribucijske trafostanice TS 35/10 kV Retfala se značajno promijenilo. Prvi sustav sabirnica je 35/10 kV, a tu je uključen samo jedan transformator od 8 MVA i on napaja zračne vodove. Drugi sustav sabirnica je 110/10 kV, a napajanje je iz TS 110/10(20) kV Osijek-4, tako da je 90 % nekadašnjeg konzuma od trafostanice 35/10 kV Retfala prespojeno sa kabelom XHE 49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup> na trafostanicu TS 110/10(20) kV Osijek-4.

Jasno je da se zbog samo dva 10 kV izvoda: prvi je kabelsko-zračni vod prema ŽSTTS-1 Podvožnjak, pa nastavlja prema Višnjevcu, a drugi je također kabelsko-zračni vod KTS-231 Benzinska crpka, BKTS-Porta Nova, i KTS-Crpilište, neće ništa promijeniti u energetsko-tehničkom smislu 10(20) kV mreže grada Osijeka.

Na osnovu ovih činjenica treba razmotriti potpuno isključenje rada TS 35/10 kV Retfala i napajanje svih 10(20) kV izvoda iz TS 110/10(20) kV Osijek-4.

### 3.3.2. Prekid napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-4

TS 110/10(20) kV Osijek-4 ima dva transformatora (2x20 MVA) ukupne instalirane snage 40 MVA. Prva transformacija je 110/10 kV i ona napaja dio konzuma od TS 35/10 kV Retfala, a druga transformacija je 110/20 kV, koja napaja vod prema TS Autocesta koji produžava prema Đakovu.

Na osnovu prethodnog članka 3.3.1. može se zaključiti da ukoliko je TS 110/10(20) kV Osijek-4 potpuno bez napajanja, vrlo lako se može osposobiti i staviti u funkciju TS 35/10 kV Retfala, samo bi ostalo upitno kolika snaga bi se mogla isporučiti trenutnom zahtjevu potrošača s obzirom da TS 35/10 kV Retfala ima instaliranu snagu od 2x8 MVA, a što je neusporedivo manje od 2x20 MVA od TS 110/10(20) kV Osijek-4.

Postavlja se pitanje, što bi bilo kada bi TS 110/10(20) kV Osijek-4 potpuno ostala bez napajanja, a da TS 35/10 kV Retfala nije moguće pustiti u pogon? Upravo ovakva situacija je najkritičnija za energetsko-tehničko stanje za 10(20) kV distribucijsku mrežu, pa ju je nužno razmotriti i poduzeti potrebne mjere za optimiranje.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- transformatori u TS 35/10 kV Zapad su preopterećeni, a to je proračunato na 102,1 % , Slika 67.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-5	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	7984	8000	99.8%	-0.2%
TX-6	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	8163	8000	102.0%	2.0%
TX-7	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	1036	8000	12.9%	-87.1%
TX-8	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	988	8000	12.4%	-87.6%
TX-9	TS 35/10 JUG	BUS-86	3571	8000	44.6%	-55.4%
TX-10	TS 35/10 JUG	BUS-86	3571	8000	44.6%	-55.4%
TX-11	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5968	40000	14.9%	-85.1%
TX-12	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5968	40000	14.9%	-85.1%
TX-13	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	1076	8000	13.4%	-86.6%
TX-14	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	3249	8000	40.6%	-59.4%

Slika 67. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-4

U uvjetima normalnog opterećenja 10(20) kV mreže Osijek, u TS 35/10 kV Zapad je zbog malog opterećenja potrošača samo jedan transformator u pogonu, a drugi je isključen, dok u uvjetima maksimalnog opterećenja mreže 10(20) kV oba transformatora sa ukupnom instaliranom snagom od 16 MVA ne mogu zadovoljiti potrebu za snagom u promatranom kritičnom trenutku, pa stoga treba razmotriti zamjenu jednog od dva postojeća transformatora sa transformatorom veće nazivne snage.

- registrirani su padovi napona  $\Delta U$  veći od dopuštenih 10 %, a oni su prikazani u slijedećoj Tablici 41.

Trafostanica 10(20)/0,4 kV	Vrijednost napona (kV)	Pad napona u %
MBKTS-PEVEC	9,24	12,0
KTS-84	9,23	12,1
KTS-262	9,25	11,9
TS 110/10(20) kV - 4	9,24	12,0
KTS-MARA	9,25	11,9
KTS-176	9,25	11,9
KTS-256	9,24	12,0
KTS-234	9,24	12,0
KTS-232	9,25	11,9
KTS-234	9,25	11,9
KTS-MARA	9,25	11,9
KTS-233	9,27	11,7
TS 35/10 kV RETFALA	9,34	11,0
KTS-255	9,38	10,7
KTS-206	9,38	10,7

Tablica 41. Najkritičniji slučajevi pada napona u 10(20) kV mreži za prekid napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-4

- 10(20) kV vodovi su znatno opterećeni i preopterećeni, a to je prikazano u slijedećoj Tablici 42.

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
TS 35/10 kV ZAPAD – KTS-VOD. TALOŽNICA	NAKBA 3x50	185	320,7	173,3
TS 35/10 kV ZAPAD – BUS-26 (PREMA KTS-63)	NKBA 3x70	215	340,1	158,2
KTS-63 – BUS-26 (PREMA TS 35/10 kV ZAPAD)	PP41-A 3x120	275	340,2	123,7
KTS-155 – BUS-33	XHP81-A 3x120	275	283,9	103,2
KTS-VOD.TALOŽNICA – KTS-169	PP41-A 3x120	275	283,4	103,1
KTS-155 – KTS-177	XHP81-A 3x120	275	257,1	93,5
KTS-169 – BUS-33 (PREMA KTS-155)	PP41-A 3x120	275	257,1	93,5

Tablica 42. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem nakon analize prekida napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-4

Zaključak je da ukoliko bi TS 110/10(20) kV Osijek-4 bila bez napajanja, a također i TS 35/10 kV Retfala, onda bi za vrijeme maksimalnog opterećenja i sa gledišta strujne

opteretivosti kabela i sa gledišta maksimalne snage transformatora, bilo nemoguće zadovoljiti kompletno područje konzuma sa energijom. Pored ovoga nužno je napomenuti da imamo dva 20 kV izvoda u elektroenergetskoj mreži Osijek. Prvi prema Autocesti i Đakovu, a drugi prema KTS-275 i KTS-Porta Nova. Ukoliko se dogodi situacija da je potpuno TS 110/10(20) kV Osijek – 4 bez napajanja, onda je ove 20 kV izvode moguće napojiti samo iz Đakova.

### 3.3.3. Prekid napajanja TS 35/10 kV Zapad

TS 35/10 kV Zapad ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, od kojih je u uvjetima normalnog opterećenja zbog male potrošnje električne energije samo jedan transformator u pogonu.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- u susjednim distribucijskim trafostanicama je neznatno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Retfala, a to je 52,1 % prvog transformatora i 51,4 % drugog transformatora, Slika 68.
- svi padovi napona  $\Delta U$  su unutar dopuštenih 10 %
- 10(20) kV vodovi su neznatno opterećeni, a maksimalno proračunato opterećenje je 66,4 %, tako da je to energetska izvrsno stanje.

Možemo zaključiti da je prekid napajanja TS 35/10 kV Zapad moguće izvrsno riješiti sa prebacivanjem konzuma na susjedne trafostanice uz vrlo dobre energetske parametre.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	4165	8000	52.1%	-47.9%
TX-2	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	4112	8000	51.4%	-48.6%
TX-3	TS110/10(20)KV-4	BUS-47	6573	20000	32.9%	-67.1%
TX-4	BUS-61	BUS-47	1283	20000	6.4%	-93.6%
TX-7	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	1036	8000	12.9%	-87.1%
TX-8	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	988	8000	12.4%	-87.6%
TX-9	TS 35/10 JUG	BUS-86	3571	8000	44.6%	-55.4%
TX-10	TS 35/10 JUG	BUS-86	3571	8000	44.6%	-55.4%
TX-11	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5968	40000	14.9%	-85.1%
TX-12	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5968	40000	14.9%	-85.1%
TX-13	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	1076	8000	13.4%	-86.6%
TX-14	TS35/10KV G.GRAD	BUS-90	3249	8000	40.6%	-59.4%

Slika 68. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Zapad

### 3.3.4. Prekid napajanja TS 35/10 kV Gornji grad

TS 35/10 kV Gornji grad ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, od kojih je u uvjetima normalnog opterećenja zbog male potrošnje električne energije samo jedan transformator u pogonu.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- u susjednim distribucijskim trafostanicama je neznatno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Zapad, a to je 50,4 % prvog transformatora i 51,5 % drugog transformatora, Slika 69.
- svi padovi napona  $\Delta U$  su unutar dopuštenih 10 %

- 10(20) kV vodovi su relativno malo opterećeni, a maksimalno proračunato opterećenje je 89,3 %.

Možemo zaključiti da je prekid napajanja TS 35/10 kV Gornji grad moguće vrlo dobro riješiti sa prebacivanjem konzuma na susjedne trafostanice uz vrlo dobre energetske parametre.

### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	3246	8000	40.6%	-59.4%
TX-2	TS35/10KVRETFALA	BUS-35	3205	8000	40.1%	-59.9%
TX-3	TS110/10(20)KV-4	BUS-47	5200	20000	26.0%	-74.0%
TX-4	BUS-61	BUS-47	1283	20000	6.4%	-93.6%
TX-5	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	4028	8000	50.4%	-49.6%
TX-6	TS35/10KV ZAPAD	BUS-72	4118	8000	51.5%	-48.5%
TX-7	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	1036	8000	12.9%	-87.1%
TX-8	BUS-75	TS35/10KV CENTAR	988	8000	12.4%	-87.6%
TX-9	TS 35/10 JUG	BUS-86	3560	8000	44.5%	-55.5%
TX-10	TS 35/10 JUG	BUS-86	3560	8000	44.5%	-55.5%
TX-11	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5950	40000	14.9%	-85.1%
TX-12	TS 110/10KV OS-3	BUS-87	5950	40000	14.9%	-85.1%

Slika 69. Izveštaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Gornji grad

### 3.3.5. Prekid napajanja TS 35/10 kV Centar

TS 35/10 kV Centar ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, od kojih je u uvjetima normalnog opterećenja zbog male potrošnje električne energije samo jedan transformator u pogonu.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- u susjednim distribucijskim trafostanicama je prosječno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Jug, a to je 48,2 % prvog transformatora i 48,2 % drugog transformatora, Slika 70.
- svi padovi napona  $\Delta U$  su unutar dopuštenih 10 %
- 10(20) kV vodovi su relativno malo opterećeni, a maksimalno proračunato opterećenje je 63,6 %, s tim da se ovdje moralo voditi računa o pravilnoj raspodjeli opterećenja po 10(20) kV izvodima

Može se zaključiti da je prekid napajanja TS 35/10 kV Centar moguće vrlo dobro riješiti sa prebacivanjem konzuma na susjedne trafostanice uz vrlo dobre energetske parametre.



## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3503	8000	43.8%	-56.2%
TX-2	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3503	8000	43.8%	-56.2%
TX-5	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2509	8000	31.4%	-68.6%
TX-6	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2565	8000	32.1%	-67.9%
TX-8	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	6360	40000	15.9%	-84.1%
TX-9	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	6360	40000	15.9%	-84.1%
TX-10	BUS-16	TS 35/10 JUG	3855	8000	48.2%	-51.8%
TX-11	BUS-16	TS 35/10 JUG	3855	8000	48.2%	-51.8%
TX-12	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	2843	8000	35.5%	-64.5%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	2744	8000	34.3%	-65.7%

Slika 70. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Centar

### 3.3.6. Prekid napajanja TS 35/10 kV Jug

TS 35/10 kV Jug ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, koji su u uobičajenom režimu potpuno isključeni, a kompletno napajanje 10 kV sabirnica se odvija iz TS 110/10 kV Osijek-3.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- svi padovi napona  $\Delta U$  su unutar dopuštenih 10 %
- u susjednim distribucijskim trafostanicama je prosječno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Istok, a to je 45,8 % prvog transformatora i 44,2 % drugog transformatora, Slika 71.
- 10 kV vodovi su srednje opterećeni, a najveće proračunato opterećenje 10 kV voda iznosi 88,6 %.

Može se zaključiti da je prekid napajanja TS 35/10 kV Jug moguće vrlo dobro riješiti sa prebacivanjem konzuma na susjedne trafostanice uz vrlo dobre energetske parametre.

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3514	8000	43.9%	-56.1%
TX-2	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3514	8000	43.9%	-56.1%
TX-4	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	3253	8000	40.7%	-59.3%
TX-5	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2575	8000	32.2%	-67.8%
TX-6	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2633	8000	32.9%	-67.1%
TX-7	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	3103	8000	38.8%	-61.2%
TX-8	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	6759	40000	16.9%	-83.1%
TX-9	TS 110/10KV OS-3	BUS-14	6759	40000	16.9%	-83.1%
TX-12	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	3664	8000	45.8%	-54.2%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	3537	8000	44.2%	-55.8%

Slika 71. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Jug

### 3.3.7. Prekid napajanja TS 110/10 kV Osijek-3

TS 110/10 kV Osijek-3 ima dva transformatora od osamdeset (2x40) MVA, koji u uobičajenom režimu ima samo jedan transformator uključen, a pri tome kompletno napaja 10 kV sabirnice u TS 35/10 kV Jug, koja ima isključena oba transformatora.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- padovi napona  $\Delta U$  su na granici dopuštenih vrijednosti 10,5 %
- u susjednim distribucijskim trafostanicama je prosječno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Jug, a to je 44,5 % prvog transformatora i 44,5 % drugog transformatora, Slika 72.
- 10 kV vodovi su na nekim mjestima znatno opterećeni, a najveće proračunato opterećenje 10 kV voda iznosi 118,8 %, Tablica 52.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3223	8000	40.3%	-59.7%
TX-2	TS35/10KV G.GRAD	BUS-9	3223	8000	40.3%	-59.7%
TX-4	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	2974	8000	37.2%	-62.8%
TX-5	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2678	8000	33.5%	-66.5%
TX-6	BUS-6	TS35/10KV ZAPAD	2738	8000	34.2%	-65.8%
TX-7	BUS-10	TS35/10KV CENTAR	2836	8000	35.5%	-64.5%
TX-10	BUS-16	TS 35/10 JUG	3563	8000	44.5%	-55.5%
TX-11	BUS-16	TS 35/10 JUG	3563	8000	44.5%	-55.5%
TX-12	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	3398	8000	42.5%	-57.5%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-17	3280	8000	41.0%	-59.0%

Slika 72. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 110/10 kV Osijek-3

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
KTS-214 – BKTS-7	NKBA 3x50	185	219,7	118,8
KTS-ŠTAMPA – BUS-88 (PREMA R-5)	NKBA 3x50	185	186,9	101,0
TS 35/10 kV G. GRAD – BUS-79 (PREMA KTS-139)	NKBA 3x50	240	240,1	100
KTS-139 – BUS-78 (PREMA KTS-SM)	NKBA 3x50	240	226,4	94,3
BUS-88 – BUS-89 (OD R-5 PREMA KTS-ŠTAMPA)	IPO13 3x70	215	196,2	91,3
R-5 – BUS-89 (PREMA KTS-ŠTAMPA)	NKBA 3x70	215	196,2	91,3
KTS-59 – KTS-10	NKBA 3x70	215	203,6	94,7

Tablica 43. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem nakon analize prekida napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-3

Može se zaključiti da prekid napajanja TS 110/10(20) kV Osijek-3 uzrokuje takvo energetska-tehničko stanje koje je problematično za rješavanje, te je nužno u TS 35/10 kV Jug ugraditi transformator veće nazivne snage i sve stare 10 kV kabele tipa NKBA 3x50 i NKBA 3x70 mm<sup>2</sup>, zamijeniti sa novim kabelima tipa XHE 49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup>.

### 3.3.8. Prekid napajanja TS 35/10 kV Istok

TS 35/10 kV Istok ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, a u uobičajenom režimu rada uključen je samo jedan transformator.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- svi padovi napona  $\Delta U$  su manji od 10 %
- u susjednim distribucijskim trafostanicama je prosječno opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Donji grad, a to je 49,8 % za svaki transformator pojedinačno, Slika 73.
- 10 kV vodovi su srednje opterećeni, a najveće proračunato opterećenje 10 kV voda iznosi 75,6 %.

#### Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	2669	8000	33.4%	-66.6%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	2665	8000	33.3%	-66.7%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	1750	8000	21.9%	-78.1%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	1750	8000	21.9%	-78.1%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2930	40000	7.3%	-92.7%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2930	40000	7.3%	-92.7%
TX-7	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	3985	8000	49.8%	-50.2%
TX-8	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	3985	8000	49.8%	-50.2%
TX-9	BUS-46	TS 35/10KV STAND	1958	4000	49.0%	-51.0%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-11	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3882	8000	48.5%	-51.5%
TX-12	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3956	8000	49.4%	-50.6%

Slika 73. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Istok

### 3.3.9. Prekid napajanja TS 35/10 kV Donji grad

TS 35/10 kV Istok ima dva transformatora od osam (2x8) MVA, koji u uobičajenom režimu ima uključen samo jedan transformator.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- svi padovi napona  $\Delta U$  su manji od 10 %
- u susjednim distribucijskim trafostanicama je prosječno opterećenje transformatora, najveće je u TS 110/35/10 kV Osijek-2, a to je 48,6 % prvog transformatora i 49,5 % drugog transformatora, Slika 74.
- 10 kV vodovi su srednje opterećeni, ali nekoliko vodova je izrazito opterećeno, a to opterećenje 10 kV voda iznosi 113,3 %, Tablica 44.

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	3584	8000	44.8%	-55.2%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	3578	8000	44.7%	-55.3%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	1761	8000	22.0%	-78.0%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	1761	8000	22.0%	-78.0%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2940	40000	7.3%	-92.7%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2940	40000	7.3%	-92.7%
TX-9	BUS-46	TS 35/10KV STAND	1976	4000	49.4%	-50.6%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-11	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3884	8000	48.6%	-51.4%
TX-12	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3958	8000	49.5%	-50.5%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	3288	8000	41.1%	-58.9%
TX-14	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	3174	8000	39.7%	-60.3%

Slika 74. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Donji grad

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Nazivno strujno opterećenje voda (A)	Opterećenje po proračunu (A)	Opterećenje (%)
KTS-18 – TS 35/10 kV CENTAR	NKBA 3x70	215	243,6	113,3
BUS-18 – BUS-32 (OD PTTS-101 DO KTS-OPEKA)	AlČe 3x25	125	115,8	92,7

Tablica 44. Vodovi 10(20) kV sa najvećim strujnim opterećenjem nakon analize prekida napajanja TS 35/10 kV Donji grad

Na osnovi prikazanih rezultata može se zaključiti da je energetska situacija za prebacivanje opterećenja potrošnje na ostale trafostanice vrlo povoljna, ali je nužno zamijeniti stare energetske slabe kabele sa novim kabelima.

### 3.3.10. Prekid napajanja TS 35/10 kV Standard

U TS 35/10 kV Standard nalaze se dva transformatora. Prvi transformator je u vlasništvu HEP-a, nazivne snage 4 MVA, dok je drugi transformator u vlasništvu Standarda za njihove vlastite potrebe, nazivne snage 2,5 MVA.

Rezultati analize prekida napajanja prvog transformatora (vlasništvo HEP-a) nakon primjene programa EasyPower su sljedeći:

- svi padovi napona  $\Delta U$  su manji od 10 %
- u susjednim distribucijskim trafostanicama je relativno malo opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Donji grad, a to je 44,4 % za svaki transformator pojedinačno, Slika 75.
- 10 kV vodovi su malo opterećeni, a najveće opterećenje iznosi 66,6 %.

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	2771	8000	34.6%	-65.4%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	2766	8000	34.6%	-65.4%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	1606	8000	20.1%	-79.9%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	1606	8000	20.1%	-79.9%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2682	40000	6.7%	-93.3%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	2682	40000	6.7%	-93.3%
TX-7	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	3554	8000	44.4%	-55.6%
TX-8	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	3554	8000	44.4%	-55.6%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-11	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3284	8000	41.0%	-59.0%
TX-12	TS110/35/10KVOS2	BUS-34	3346	8000	41.8%	-58.2%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	2956	8000	37.0%	-63.0%
TX-14	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	2853	8000	35.7%	-64.3%

Slika 75. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 35/10 kV Standard

### 3.3.11. Prekid napajanja TS 110/35/10 kV Osijek-2

U TS 110/35/10 kV Osijek-2 nalaze se dva transformatora od osam (2x8) MVA, a u uobičajenom režimu rada oba transformatora su u pogonu.

Rezultati analize prekida napajanja nakon primjene programa EasyPower su slijedeći:

- padovi napona  $\Delta U$  postižu kritičnu vrijednost od 10,5 %
- u susjednim distribucijskih trafostanicama je relativno malo opterećenje transformatora, najveće je u TS 35/10 kV Donji grad, a to je 50,8 % za svaki transformator pojedinačno, Slika 76.
- 10 kV vodovi su malo opterećeni, a najveće opterećenje iznosi 75,7 %.

## Transformer Overload Report

Transformer				Load		
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%
TX-1	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	3001	8000	37.5%	-62.5%
TX-2	BUS-22	TS35/10KV CENTAR	2996	8000	37.5%	-62.5%
TX-3	TS 35/10 JUG	BUS-25	1855	8000	23.2%	-76.8%
TX-4	TS 35/10 JUG	BUS-25	1855	8000	23.2%	-76.8%
TX-5	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	3097	40000	7.7%	-92.3%
TX-6	TS 110/10KV OS-3	BUS-30	3097	40000	7.7%	-92.3%
TX-7	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	4068	8000	50.8%	-49.2%
TX-8	BUS-31	TS35/10KV D.GRAD	4068	8000	50.8%	-49.2%
TX-9	BUS-46	TS 35/10KV STAND	1731	4000	43.3%	-56.7%
TX-10	BUS-46	BUS-33	0	2500	0.0%	-100.0%
TX-13	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	3115	8000	38.9%	-61.1%
TX-14	TS35/10KV-ISTOK	BUS-35	3007	8000	37.6%	-62.4%

Slika 76. Izvještaj o opterećenju transformatora za prekid napajanja TS 110/35/10 kV Osijek-2

### **3.4. Planiranje i razvoj distribucijske mreže grada Osijek prema urbanističkom planu grada**

#### **3.4.1. Uvod**

Na osnovu podnešenih zahtjeva za električnom energijom i predvidivih budućih potreba za električnom energijom, HEP-ODS d.o.o. Elektroslavonija Osijek je u suradnji sa Gradom Osijek sačinio Prostorni plan elektroenergetskog uređenja grada Osijeka koji je objavljen u "Službenom glasniku" Grada Osijek br. 12/12, odnosno sačinjeno je u 2005., dodatno doručeno u 2012. godini, a na snazi još i danas.

Prema ovom planu predviđena je slijedeća izgradnja novih elektroenergetskih objekata:

1. TS 110/20(10) kV Osijek-4
2. Elektrovučno postrojenje Osijek
3. TS 110/20(10) kV Osijek-5 u Podravlju
4. TS 110/20(10) kV Osijek-7

Od ovih navedenih elektroenergetskih postrojenja samo je izgrađena i puštena u trajni rad TS 110/20(10) kV Osijek-4, sa transformatorima 2x20 MVA, Slika 71. (u prilogu Prostorni plan). Izgradnja ostalih elektroenergetskih objekata još nije vremenski određena, ali se može pretpostaviti da je analogno prema TS 110/20(10) kV Osijek-4, za TS 110/20(10) kV Osijek-5 i TS 110/20(10) kV Osijek-7, jednaka predviđena snaga od 2x20 MVA, tj. ukupno za obje trafostanice iznosi 80 MVA. Pored toga, ako za Elektrovučno postrojenje Osijek pretpostavimo da je buduća instalirana snaga 4 MVA, onda ukupna buduća instalirana snaga cijele distribucijske 10(20) kV mreže Osijeka iznosi 84 MVA.

Ako uzmemo u obzir da prema prvom poglavlju trenutno imamo instaliranu snagu od 254,5 MVA za cjelokupnu 10(20) kV mrežu Osijeka, onda je povećanje od 84 MVA, zapravo povećanje od 33 %, koje još narednih deset godina neće biti potrebno jer je prosječno opterećenje 10(20) kV mreže takvo da većina trafostanica 35/10 kV i 110/10(20) kV ima znatno manje opterećenje od 50 % nazivne instalirane snage, pa je stoga kod većine transformatorskih stanica TS 35/10 kV i TS 110/10 kV samo jedan transformator u pogonu, a drugi transformator je isključen.

Jasno je, kao što je već ranije pojašnjeno, da se neće više predviđati izgradnja trafostanica 35/10 kV, jer je opća svjetska tendencija njihovo potpuno ukidanje i prelazak na 20 kV napon, odnosno izgradnja i upotreba trafostanica 110/10(20) kV.

S druge strane ovog energetske-tehničkog pogleda javljaju se specifični zahtjevi:

- ekološki (zaštita od požara, zaštita od buke i vibracije)
- sigurnosni (zaštita od napona dodira)
- urbanistički (uklapanje postrojenja u ambijent).

#### **3.4.2. Prijedlog plana rekonstrukcije i razvoja 10(20) kV mreže**

Dakle, uzmemo li u obzir prethodno navedeno, te na osnovu svih dosadašnjih analiza 10(20) kV mreže svih dijelova grada Osijeka za vrijeme maksimalnog opterećenja trafostanica 10(20)/0,4 kV; za stanje n-1 analize 10(20) kV izvoda; i analize prekida napajanja TS 35/10 kV, TS 110/35/10 kV i TS 110/10(20) kV, može se zaključiti da je potrebno sastaviti plan

buduće rekonstrukcije i razvoja 10(20) kV mreže grada Osijeka, a ono se zapravo svodi na zamjenu postojećih dotrajalih elektroenergetskih kabela malog presjeka i slabog strujnog opterećenja.

A) Predlaže se zamjena slijedećih 10(20) kV kabela:

10(20) kV vod	Tip i presjek voda (mm <sup>2</sup> )	Duljina (m)
KTS-219 – KTS-42	NKBA 3x70	495
KTS-139 – BUS-78 (PREMA KTS-SM)	NKBA 3x50	64
TS 35/10 kV G. GRAD – KTS-6	NKBA 3x70	293
TS 35/10 kV ZAPAD – BUS-26 (PREMA KTS-63)	NKBA 3x70	144
KTS-264 – BUS-68 (PREMA KTS-40)	NKBA 3x70	181
KTS-4 – BUS-73 (PREMA KTS-20)	NKBA 3x50	303
KTS-47 – KTS-75	NKBA 3x70	372
KTS-75 – KTS-4	NKBA 3x70	190
KTS-SAPONIJA PUMPA – BUS-97 (PREMA KTS-147)	NKBA 3x70	670
TS 35/10 kV ZAPAD – KTS-VOD. TALOŽNICA	NAKBA 3x50	292
KTS-214 – BKTS-7	NKBA 3x50	331
KTS-ŠTAMPA – BUS-88 (PREMA R-5)	NKBA 3x50	180
TS 35/10 kV G. GRAD – BUS-79 (PREMA KTS-139)	NKBA 3x50	442
KTS-139 – BUS-78 (PREMA KTS-SM)	NKBA 3x50	64
BUS-88 – BUS-89 (OD R-5 PREMA KTS-ŠTAMPA)	IPO13 3x70	80
R-5 – BUS-89 (PREMA KTS-ŠTAMPA)	NKBA 3x70	195
KTS-59 – KTS-10	NKBA 3x70	480
KTS-18 – TS 35/10 kV CENTAR	NKBA 3x70	875

Tablica 45. Prijedlog 10 kV kabela za zamjenu sa novim 10(20) kV kabelima

Dakle, ukupno treba zamijeniti kabela:

- NAKBA 3x50 mm<sup>2</sup> – 292 m,
- NKBA 3x50 mm<sup>2</sup> – 1.384 m,
- NKBA 3x70 mm<sup>2</sup> – 3.895 m,
- IPO13 3x70 mm<sup>2</sup> – 80 m (NKBA).

Ako sve ove kabele zamijenimo sa kabelom XHE 49-A 3x1x150 mm<sup>2</sup>, što ukupno iznosi 5651 m, to bi značilo slijedeće:

- uz cijenu kabela od 47 kn/m jedne žile, ukupna cijena kabela bi iznosila 796.791,00 kn,
- građevni radovi 130 kn/m, plus 32 kn/m zaštitne cijevi po žili, što zajedno iznosi 1.277.126,00 Kn

Sveukupno bi ova investicija iznosila cca 2.073.917,00 kn.

B) Prema rezultatima analize za prekid napajanja TS 110/10 kV Osijek-3, pokazalo se da je nužno u TS 35/10 kV Jug ugraditi transformator veće nazivne snage. Ovo znači da bi zbog povećanja konzuma u TS 110/10 kV Osijek-3, dva postojeća transformatora od 2x8 MVA bila

i više nego nedovoljna za napajanje naraslog konzuma, te se stoga predlaže ugradnja dva nova transformatora od 16 MVA u TS 35/10 kV Jug, što financijski iznosi cca  $2 \times 1.372.935,00 \text{ kn} = 2.745.870,00 \text{ kn}$ .

S obzirom da se prema slijedećem poglavlju 3.4.3. zbog priključenja novih potrošača razmatra u trafostanicu TS 110/10 kV Osijek-3 ugraditi novi transformator 110/20 kV snage 40 MVA, ovo bi povećanje instalirane snage moglo biti riješeno i na taj način.

Sumarno gledano, za ostvarenje plana rekonstrukcije i razvoja postojeće 10(20) kV mreže Elektroslovanije Osijek treba investirati cca 4.800.000,00 kn.

### 3.4.3. Izgradnja nove 10(20) kV mreže

Glavni razvoj 10(20) kV mreže Osijek je u stvari prijelaz sa 10 kV napona na 20 kV naponski nivo, a ovaj razvoj se nastoji provesti sa izgradnjom novih TS 110/10(20) kV i izgradnjom nove 10(20) kV mreže za priključenje novih većih potrošača.

U sadašnjem stanju u tijeku je izgradnja nove distributivne 20 kV mreže koja treba priključiti i napojiti slijedeće nove potrošače, Tablica 46.

Naziv potrošača TS 10(20)/0,4 kV	Snaga (MVA)
KTS Merkur	1
KTS Amplitudo	6
KTS Baumarkt	1
KTS Oasis	5
<b>UKUPNO</b>	<b>13</b>

Tablica 46. Popis novih potrošača sa njihovim ukupnim snagama

U navedenoj Tablici 46. vide se novi potrošači koji zahtijevaju znatnu snagu za svoje potrebe jer to su većinom razni oblici poslovnih i trgovačkih objekata koji zahtijevaju minimalnu snagu od 1 MVA, odnosno, to je ukupna potreba za novih 13 MVA snage.

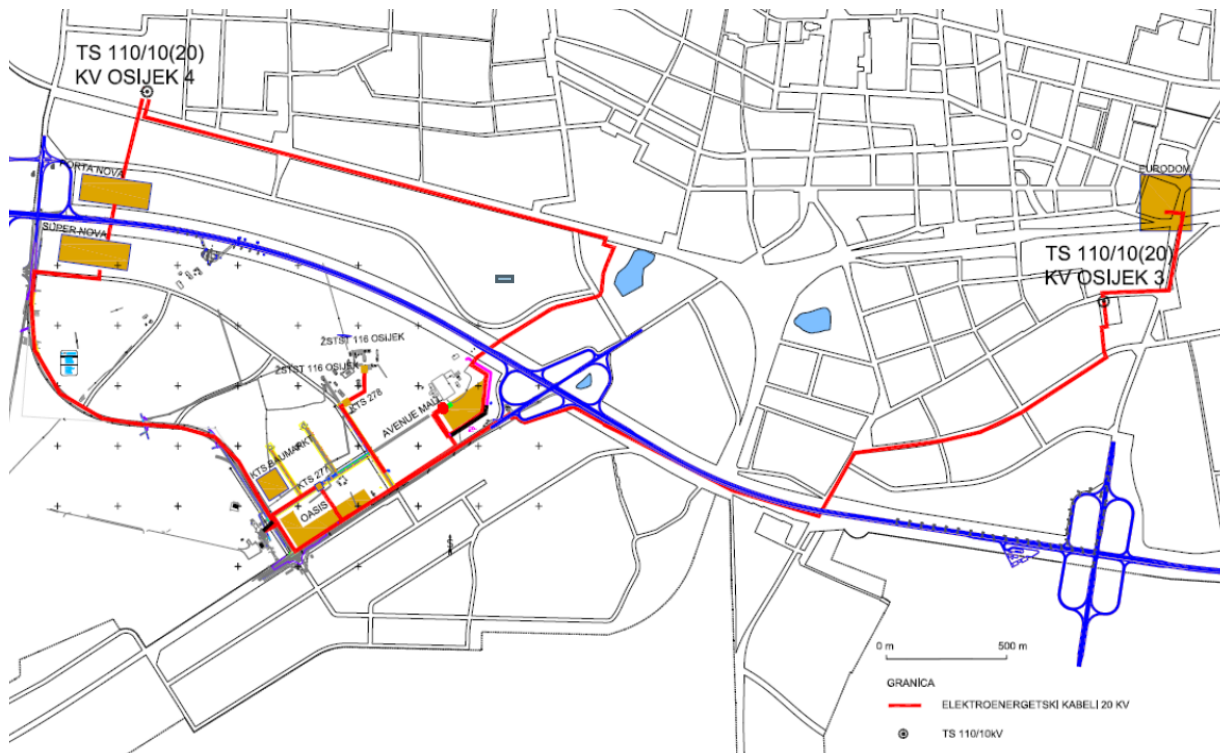
Za napajanje ovih potrošača planira se izgraditi novi 20 kV kabelski dalekovod koji će se napajati iz TS 110/10(20) kV Osijek-4, a u trafostanicu TS 110/10 kV Osijek-3 planira se ugraditi novi transformator 110/20 kV snage 40 MVA, [Lit. 299.].

U sadašnjem trenutku samo se KTS-275 i KTS trgovačkog centra Porta Nova napaja sa 20 kV naponom, dok je napajanje KTS Avenue Mall zbog nemogućnosti rješavanja imovinsko pravnih odnosa preko privatnih vlasničkih čestica umjesto sa 20 kV napojeno sa 10 kV naponom. Buduća robna kuća Supernova se još energetske ne računa kao budući potrošač jer još nije određena predviđena vršna snaga objekta, Slika 77.

Da bi se ovo pravilno shvatilo potrebno je sagledati energetske stanje TS 110/10 kV Osijek-3, odnosno strujne i naponske prilike.

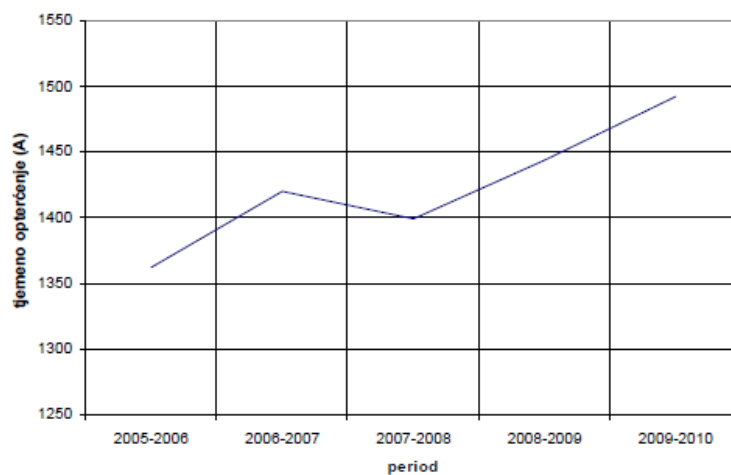
Tjemene vrijednosti struja transformatorskih i vodnih polja 10 kV TS 110/10 kV Osijek-3 izmjerene u razdoblju od 5 godina pokazuje slijedeći dijagram, Slika 78.





Slika 77. Plan elektroenergetske 20 kV mreže grada Osijek

Prema ovom prostornom prikazu vidljivo je napajanje trgovačkih centara Portanova, Supernova, Baumarkt i AvenueMall, i trafostanice TS 110/10(20) kV Osijek 4 i TS 110/10(20) kV Osijek 3.



Slika 78. Dijagram opterećenja TS 110/10 kV Osijek-3 na naponu 10 kV u periodu 2005-2010.

Iz prikazanog dijagrama vidljivo je da se vršno opterećenje na 10 kV unazad pet godina značajnije ne mijenja i da blago raste do cca 26 MVA, a što je oko 60 % instalirane snage jednog transformatora (snaga je 2x40 MVA). S gledišta kapaciteta postrojenja 110 kV u TS 110/10 kV Osijek-3, ono će podnijeti rast potrošnje od predviđenih maksimalnih 24 MVA, koliko iznosi očekivano tjemeno opterećenje u 20 kV mreži što je odobreno budućim kupcima (ovisno o uklopnom stanju 20 kV izvoda).

Čak i u slučaju porasta ukupnih zahtjeva za snagom u TS 110/10 kV Osijek-3 do iznosa maksimalno predviđene snage u TS 110/10 kV Osijek-3 od 80 MVA (zbroy instaliranih snaga dvaju transformatora 110/20(10) kV), vodovi 110 kV i kabel 110 kV, te veći dio primarne opreme 110 kV i dalje će zadovoljavati, a padovi napona u mreži 110 kV neće prijeći dopuštenih 10 % [Lit. 298.].

Vrlo važno je za napomenuti da ovo nije samo izgradnja nove 20 kV mreže da bi se napojili novi potrošači, nego je ovo ostvarivanje strateškog plana za prelazak sa 10 kV naponskog nivoa na 20 kV, tj. promjena naponskog nivoa kompletne elektroenergetske mreže.

Ovo planirano stanje buduće 20 kV mreže Osijeka za 2020. godinu prikazano je na sljedećim slikama. Prvo je prikazan nacrt sa situacijom napojnih vodova i opterećenjem potrošnje po distribucijskim trafostanicama 20/0,4 kV, a nakon toga je napravljen proračun u programu EasyPower koji je dao rezultate za strujno opterećenje vodova, padove napona i gubitke po vodovima. Ovo je programski prikazano u izvještaju Power Flow Summary Report i prema njemu se vidi da su svi parametri u granicama dopuštenih vrijednosti (u prilogu Slika 79.). Od svih podataka najinteresantniji podaci su oni o gubicima u budućoj 20 kV mreži koji govore o znatnoj opterećenosti onih 20 kV vodova koji su direktno napojeni iz TS 110/10(20) kV Osijek-4 i o njihovoj kapacitivnosti, te o induktivnosti napojnog transformatora u TS 110/10(20) kV Osijek-4. (u prilogu Slika 79.)

#### **3.4.3.1. Izgradnja postrojenja 20 kV**

Kao što je već rečeno u prethodnom poglavlju u trafostanicu TS 110/10 kV Osijek-3 planira se ugraditi novi transformator 110/20 kV snage 40 MVA, što zahtjeva izgradnju postrojenja 20 kV, rekonstrukciju primarne i sekundarne opreme u postrojenju 10 kV opremom sa 20 kV, zamjenu postojećih kabelskih dolaza s novim kabelima 20 kV, te zamjenu postojećeg istosmjernog (DC) i izmjeničnog (AC) razvoda pomoćnog napajanja, a ovdje se posebno navode razlozi izgradnje:

- Novi kupci s elektroenergetskim suglasnostima za zakupljenu snagu koja prelazi 13 MW.
- Pričuvno napajanje kupaca na 20 kV u slučaju neraspoloživosti TS 110/10(20) kV Osijek 4.
- Nezadovoljavajuće osobine već zastarjele primarne opreme na 10 kV za koju nema mogućnosti zamjene.
- Nekompatibilnosti s važećim propisima i standardima vlastoručno proizvedenih i montiranih ćelija 10 kV.
- Tehnološka zastarjelost i nemogućnost zamjene pričuvnih sekundarnih uređaja, te sustava DC i AC pomoćnog napajanja.

Opravdanje za provedbu planiranih radova nalazi se u postizanju sljedećih ciljeva:

- Uspostava energetske izuzetno važne potporne točke napajanja svih budućih kupaca na 20 kV na strateški važnom mjestu.
- Još tijekom izgradnje TS 110/20(10) kV Osijek-3 predviđen je dovoljno velik prostor za ugradnju transformatora u transformatorsko polje 110 kV.
- Jednostavnost i mali troškovi ugradnje novog transformatora 110/20 kV u građevinski već pripremljen prostor za prihvat transformatora kapaciteta 40 MVA s pomoćnom

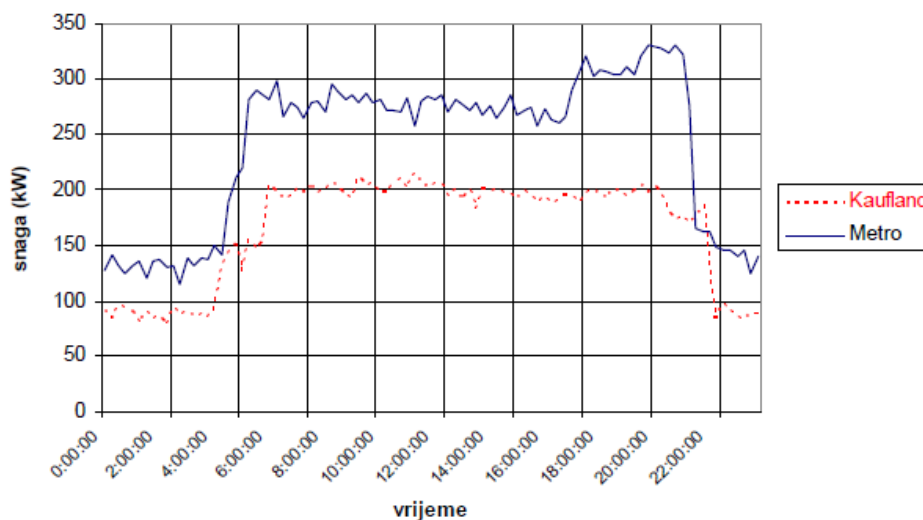
infrastrukturuom (temelji, protupožarni zidovi, kanalizacija za zauljenu vodu, uljna jama, kabelaška kanalizacija i tako dalje).

- Jednostavnost i mali troškovi izgradnje novog postrojenja 20 kV u postojećoj prostoriji postrojenja 10 kV.
- Jednostavna i građevinski nezahtjevna interpolacija budućeg postrojenja u primarnom energetskom (kabelaška veza s novim transformatorom 110/20 kV) i sekundarnom (SDV, komunikacije) smislu zbog postojanja gotovih kabelaških privoda, prostora i kanala.
- Uklanjanjem postojećih ćelija 10 kV i ugradnjom novih modernih sklopnih modula s opremom 10(20) kV odnosno rekonstrukcijom preostalog postrojenja 10 kV povećava se pouzdanost rada, a time i produljuje njegov radni vijek, pojednostavljuje se i omogućava sigurniji rad uklopničara i olakšava uvođenje nove koncepcije vođenja, zaštite, nadzora i mjerenja. Nova sklopna oprema omogućit će paralelan rad pojnih transformatora 110/10 kV, odnosno besprekidno napajanje kupaca prilikom izvođenja planiranih radova.
- Zamjenom postojećeg zastarjelog sustava pomoćnog napajanja DC i AC osigurava se kvalitetniji i pouzdaniji rad sekundarne opreme novog postrojenja 20 kV i rekonstruiranog postrojenja 10 kV, te osigurava napajanje za dio potrošnje u nadležnosti Prijenosnog područja Osijek (na primjer novi transformator 110/20 kV).
- Osigurava značajnu pojnu točku za dio postojeće mreže 10 kV koji će u budućnosti biti prilagođen za napon 20 kV.

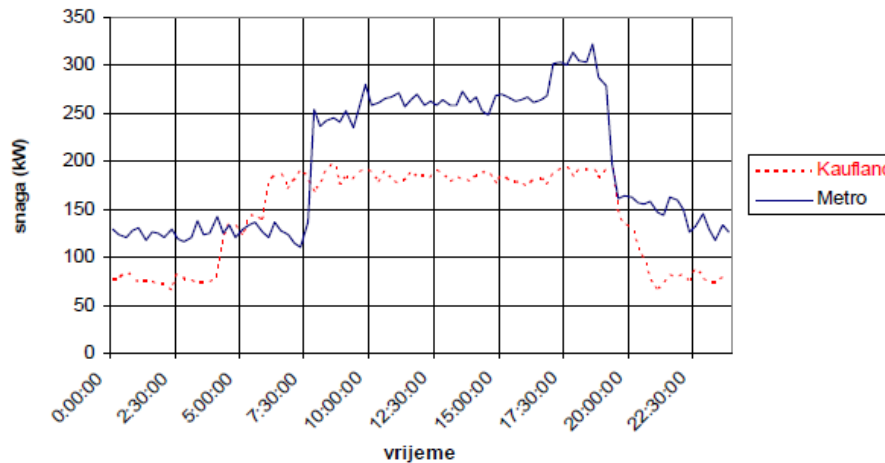
### 3.4.3.2. Karakteristična pogonska stanja 20 kV mreže

Za prikaz pogonskog stanja 20 kV mreže treba razmotriti dijagram opterećenja novog transformatora 110/20 kV. Ovdje je nužno utvrditi da to nije moguće egzaktno prikazati, ali ga je moguće procijeniti na osnovu obračunskog mjerenja ostvarene snage kupaca sličnog karaktera potrošnje kao što su trgovina i uslužna djelatnost.

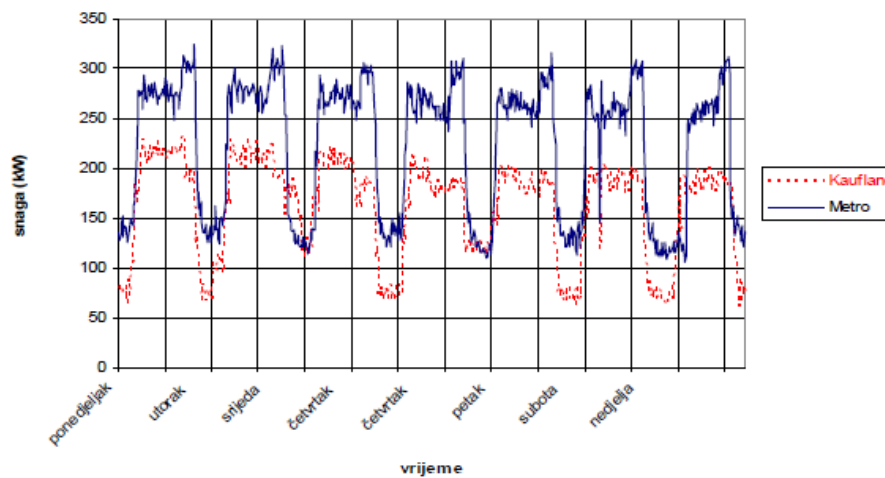
Na slijedećim slikama su prikazani dijagrami opterećenja za dva kupca u nekoliko karakterističnih dnevnih i jedan tjedni dijagram opterećenja za takvu vrstu potrošnje.



Slika 80. Dijagram opterećenja trgovačkih centara Kauflanda i Metroa u petak (praznik) 15.10.2010.



Slika 81. Dijagram opterećenja trgovačkih centara Kauflanda i Metroa u nedjelju 24.10.2010.



Slika 82. Dijagram opterećenja trgovačkih centara Kauflanda i Metroa za tjedan od 25.10.2010. do 31.10.2010.

Iz prikazanog je dijagrama vidljivo da, unatoč razlikama u tjemenim vrijednostima opterećenja, ova dva trgovačka centra imaju vrlo sličan vremenski tijek opterećivanja uvjetovan ponajviše radnim vremenom centara. Budući trgovački centri će zbog zahtjeva za većom snagom imati i veće tjemene vrijednosti opterećenja, ali se pretpostavlja da će se njihov vremenski dijagram podudarati s prikazanim dijagramima postojećih centara, osim u dijelu iza 21.00. h., kada se postojeći trgovački centri zatvaraju (potrošnja im pada na puno manji, ali konstantan iznos), dok će u novim trgovačkim centrima kao Avenue Mall i Portanova nastaviti raditi noćni sadržaji poput kino dvorana, noćni klubovi i slično.

Opći zaključak budućeg razvoja distribucijske mreže grada Osijeka je izgradnja novih elektroenergetskih postrojenja i vodova većinom za potrebe napajanja novih trgovačkih centara, dok se izgradnja industrijsko-proizvodnih objekata još ne planira. Također treba navesti da je u zadnjih 10 godina na području grada Osijeka izgrađen veliki broj novih stambeno-poslovnih zgrada, pa je zbog njih bilo potrebno izgraditi dosta novih trafostanica 10(20)/0,4 kV i na taj način razvijati distribucijsku mrežu, ali je također i činjenica da se veći broj tvornica zatvorio, kao i veliki broj poduzeća, pa stoga s toga gledišta neće biti potrebe za angažiranjem nove snage.

### 3.5. 1. Znanstveni doprinos

U svrhu postizanja izvorno definiranih znanstvenih doprinosa, odnosno u ovome slučaju prvog promatranoga znanstvenog doprinosa koji glasi: *Optimiranje tokova snaga u prijelazu sa postojećeg stanja urbane distribucijske mreže prema virtualnoj pametnoj mreži*, nužno je sagledati primijenjenu metodu optimiranja, te jasno postavljene ciljeve i ograničenja koji su uključeni u analizu i prijelazno stanje distribucijske mreže prema budućoj virtualnoj pametnoj mreži.

Dakle, u poglavlju 3.1.4. definirane su primijenjene optimizacijske metode, odnosno optimizacije snaga, te njihove funkcije i uvjeti koje ponovo navodimo:

1. Svi padovi napona svakoga visokonaponskog izvoda  $\Delta U$  moraju biti minimalni, odnosno, unutar zadanih vrijednosti ( $\pm 10\%$ ).

$$\{\sum_{i=1}^n \Delta U_i\} \rightarrow \min \quad U_{min} \leq U_i \leq U_{max} \quad i = 1 \dots n \quad (96)$$

2. Sve vrijednosti struja izvoda  $I_i$  moraju biti u granicama dopuštenih vrijednosti, tj. manje od maksimalnih vrijednosti.

$$I_{max} \geq I_i \quad i = 1 \dots n \quad (97)$$

3. Svi gubici radne snage  $P_g$  moraju biti minimalni, odnosno manji od zadane vrijednosti gubitaka.

$$P_{gTOTAL} = \{\sum_{i=1}^n I_i^2 \times R_i\} \leq \sum_i^n P_{gi} \quad i = 1 \dots n \quad (98)$$

4. Sve ostvarene prividne snage transformatora  $S_{Ti}$  moraju biti manje od nazivnih snaga transformatora  $S_N$

$$S_{Ti} \leq S_N \quad i = 1 \dots n \quad (99)$$

Stoga, za postizanje ovih optimizacijskih funkcija i uvjeta, kod svih proračuna i analiza, u ovome radu odabire se i primjenjuje se kompjuterski program Easy Power 8, koji u svojoj matematičkoj bazi koristi *metodu injekcije struja* (Theveninov teorem) za rješavanje svih nepoznanica. Program računa sve tri faze sa različitim opterećenjima koji nisu u ravnoteži, a pri tome koristi mrežu čvorova sa svojim vodljivostima i vrlo precizna vektorska rješenja. Ovaj sustav se kao model može prikazati na slijedeći način:

$$[I] = [U] \times [Y] \quad (100)$$

Ovdje je :     U – matrica napona  
                  I – matrica struje

$Y$  – vektor vodljivosti čvora ( $G + jB$ )

Na osnovu matrice vodljivosti čvorova, računa se Theveninov teorem i sve točke vodljivosti, a sve vrijednosti su prikazane kao kompleksni vektori. Sve struje greške se pronalaze na osnovu odnosa  $I = U \times Y$ , za sve grane u sustavu, a početni napon sustav pretpostavlja da počinje od 1.0 per unit vrijednosti, osim ako je drugačije utvrđeno u kontrolnim postavkama (koje odlučuje korisnik). Također se naglašava da se eventualno postojeće struje prije početka opterećenja ignoriraju, tj. njihove vrijednosti su nula.

Navedena *metoda injekcije struja* (Theveninov teorem) se iskustveno pokazala znatno snažnija i bolja u odnosu na neke druge metode, npr. Gauss-Seidel metodu ili neke slične napredne metode, a pokazuje se da je znatno brža nego npr. Newton-Rhapson metoda.

Sama *metoda injekcije struja* koristi ogromnu mrežu vodljivih čvorova i inzistira na najdetaljnijim mogućim rješenjima da bi se mogla postići ukupna točnost metode od jednog (1) kVA. Drugim riječima, pogreška metode je svedena na  $10^{-3}$ , odnosno 0,1 %, (tj. 1 ‰).

Ovdje je potrebno napomenuti da mnogi kompjutorski programi koriste dvije ili više tehnika za rješavanje, a to je iz razloga zato što većina različitih tehnika rješavanja ne može riješiti veliki broj različitih složenih problema koji su poredani u rasponu od najjednostavnijih do najsloženijih problema. Baš zbog toga, *metoda injekcije struja* je najjači algoritam za korištenje u elektro industriji i ne uvjetuje korištenje posebnih korisničkih „backup“ analiza, oblike napona ili posebna „startna“, odnosno početna rješenja.

#### Zaključak:

Prezentirano 3. poglavlje u potpunosti ispunjava *prvi znanstveni doprinos* jer je prema navedenoj optimizacijskoj metodi uz definirane uvjete vrijednosti napona, struje, gubitaka radne snage, ostvarene prividne snage, (jednadžbe 96, 97, 98, 99, 100), sa *metodom injekcije struje (Theveninov teorem)*, te sa primjenom softverskog programa Easy Power, u potpunosti je obavljeno optimiranje tokova snaga postojećeg stanja urbane distribucijske mreže.

S obzirom da se analiza sadašnjeg stanja distribucijske mreže i analiza prijelaznog stanja buduće distribucijske mreže (prema budućoj virtualnoj pametnoj mreži), u potpunosti izvodi identično sa odabranom optimizacijskom metodom, zaključuje se da je ispunjen *prvi znanstveni doprinos*.

Polazni rubni uvjeti promatranog energetskog sustava nakon provedenog simulacijskog ciklusa daju nam mogućnost daljnjeg modeliranja urbane distribucijske mreže. Sve pretpostavke i svi rubni uvjeti definirani su iz realnog modela postojeće urbane mreže.

Potvrđene su sve postavljene pretpostavke i hipoteze, a rezultat simulacije i dalje daje stabilnu matricu struje [ I ].

## **4. RAZVOJ MODELA PLANIRANJA URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE TIJEKOM PRIJELAZA U NOVO STANJE**

### **4.1.1. Uvod**

U ovom poglavlju cilj je približiti se konkretnoj primjeni distribucije pametne mreže u zemljama cijelog svijeta, ali i na primjeni kod domaćih distribucijskih mreža.

Ovo je prvenstveno moguće kod korištenja obnovljivih izvora energije i njihove integracije u postojeće distribucijske mreže. Odnosno, pored planiranja i razvoja modela distribucijske mreže, mora se i razmišljati o modelu integracije obnovljivih izvora u distribucijsku mrežu.

### **4.1.2. Svjetski tijek integracija**

Već duže vrijeme u cijelom svijetu, odvija se moderna makro ekonomska politika koja propagira primjenu tehnologija tzv. "zelenih" energije, tj. obnovljivih izvora energije; sjeftinijom cijenom električne energije; svojim posebnim standardima obnovljivih izvora energije; certifikatima koji omogućuju trgovanje takvom "zelenom" energijom; te mogućnosti investiranja kapitala, kredita i zakonom propisanog poreza.

Na primjer, tendencije u Europi, Velika Britanija je nastojala do 2016. godine postići postotak od 15 % proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora (ali to nije uspjela), dok je Njemačka još radikalnija, ona pokušava postići 25 do 30 % proizvodnje do 2020. godine, a 50 % proizvodnje do 2030. godine. [Lit. 280.] Prema općim podacima iz 2009. godine, u Europskoj uniji, skoro 55 % novih instaliranih proizvodnih kapaciteta zasniva se na obnovljivim izvorima, tj. u odnosu 39 % vjetroelektrane i 16 % solarni foto voltaici.

U Sjedinjenim američkim državama, za primjer država Kalifornija je postavila sebi za cilj da će do 2020. godine, proizvoditi 33 % iz obnovljivih izvora [Lit. 281.], dok je u Kanadi, područje Ontario, zauzima odlučnu politiku štednje energije i investiranja u obnovljive izvore energije, pa se u svrhu toga nude dugoročni ugovori s unaprijed definiranim cijenama električne energije. Krajnji cilj ovih ugovora je smanjiti svaki mogući rizik za potencijalne investitore i na kraju doći do točke isključivanja rada postojećih generatora, tj. ne korištenja ugljena kao krutog goriva za njihov rad. [Lit. 282.]

Nadalje, sciljem uspješnog integriranja izvora obnovljive energije u distribucijske mreže, nužno je prevladati nad svim tehničkim izazovima da bi se postiglo stanje beznačajnog utjecaja na nivo pouzdanosti njihovog rada, te da je postignuto maksimalno iskorištenje njihovog potencijala distribucijske proizvodnje. [Lit. 283., 284.]

U tom smislu važno je slijedeće:

- Vremenski raspored i rad pogonskih jedinica u vrijeme nesigurnog napajanja i u vrijeme potražnje za snagom, te određivanje odgovarajućih razina pričuva.
- Pouzdan i ekonomski rad mikro mreža s velikim stupnjem propusnosti isprekidane proizvodnje u modu odvojene samostalne proizvodnje.
- Projektiranje odgovarajuće sheme za potrebe zahtjeva menadžmenta koja omogućava svim potrošačima da reagiraju za potrebe mreže.
- Kreiranje novih tržišnih modela koji omogućavaju odgovarajuće sudjelovanje u izvorima obnovljivih energija i omogućavaju odgovarajuće inicijative za investiranje.

- Preprojektiranje svih zaštitnih shema na distribucijskoj razini kako bi se mogao uzeti u obzir dvostrani smjer toka energije.
- Razvoj nove upravljačke tehnologije za kontrolu napona i frekvencije kako bi se s energetsom elektronikom povećala distribucijska proizvodnja.
- Razvoj tržišta i kontrolnih mehanizama koji egzistiraju kao karakteristika uključeno – isključeno, te vrlo učinkovito omogućuje i prekovremeno povezivanje s obnovljivim izvorima.

Dosada najbolji princip integriranja izvora energije u energetske sustave prema ostvarivanju pojma "pametnih" mreža je korištenje malih "mikro" mreža, a dosada se to pokazuje vrlo dobro i za integriranje izvora obnovljivih energija. No, za omogućavanje idealne primjene mikro mreža, nekoliko pitanja uvijek ostaje za rješavanje, a to je kreiranje specijalnih zaštita, odnosno shema i kontrolnih sustava koji osiguravaju pouzdanost, sigurnost i ekonomičan rad mikro mreža, u režimu povezanosti sa ostalim mrežama ili izoliranom, tj. "otočnom" režimu rada. [Lit. 306.]

#### 4.1.3. Kontrola i uvjeti upravljanja mikro mreža

Općenito, kod mikro mreža i integracije izvora obnovljivih energija, veliki broj uvjetnih operacija mora biti usklađen prema upravljačkom sustavu i zaštitnim sustavima kako bi se osiguralo zadržati postojeći nivo pouzdanosti i maksimalnu proizvodnju. Neki od ovih uvjeta nastaju zbog neodgovarajućih pretpostavki koje se primjenjuju na uobičajeni distribucijski sustav, dok su ostali rezultat stanja stabilnosti koji se promatra samo s nivoa prijenosa energije sustava.

Najvažniji uvjeti upravljanja i kontrole integracije kod mikro mreža su slijedeći:

- ❖ *Dvosmjerni tok snage*: Uobičajeno, distribucijski vodovi su prvenstveno kreirani za jednosmjernan tok snage, dok povezivanje sa jedinicama distribucijske proizvodnje na niskom naponu može prouzrokovati obrnuti smjer snage, te dovesti do komplikacija kod koordinacije zaštite, do neželjenih oblika tokova snaga, struje i napona kvarova.
- ❖ *Stanje stabilnosti*: Zbog povezivanja kontrolnih sustava i jedinica distribucijske proizvodnje mogu proisteći lokalne oscilacije, te se stoga mogu uvjetovati male analize poremećaja stabilnosti. Nadalje, također se mogu zahtijevati analize tranzijentne (prijelazne) stabilnosti kako bi se osigurala idealna povezanost između dva različita načina rada, tj. mrežne povezanosti i izoliranog, odnosno otočnog rada u mikro mreži.
- ❖ *Modeliranje*: Kod modeliranja uobičajenih energetske sustava za prijenosne potrebe, polazi se često od uvjeta trofazne simetričnosti vodova, pretežito induktivnog karaktera, te konstantnog energetske opterećenja, dok ovo nisu nužne vrijednosti za rad mikro mreža, pa stoga treba pregledati postojeće modele mreža.
- ❖ *Mala inercija*: Za razliku od velikih energetske sustava gdje veliki broj sinhronih generatora osigurava relativno veliku inerciju, mikro mreže mogu pokazati karakteristiku male inercije, a naročito ako je tamo značajni broj elektronički upravljanih jedinica distribucijske proizvodnje električne energije. Iako takva elektronička kontrola može pojačati ukupnu dinamičku karakteristiku cijelog sustava, dok mala inercija u sustavu može dovesti do nekoliko frekvencijskih odstupanja u



odvojenom, tj. izoliranom režimu rada, ukoliko se ne koristi odgovarajući kontrolni mehanizam.

- ❖ *Nesigurnost*: Za postizanje ekonomičnog i pouzdanog rada mikro mreža zahtijeva se odgovarajući nivo koordinacije rada između nekoliko različitih energetske izvora, a ona je puno složenija kod izoliranih mikro mreža gdje balansiranje zahtjev – opskrba i mogući kvarovi više razine zahtijevaju rješavanje mnogih povezanih problema, a također treba uzeti u obzir neizvjesnost parametara kao što je to režim opterećenja i meteorološka prognoza. Ova nesigurnost je znatno veća kod mikro mreža nego kod velikih energetske sustava zbog manjeg broja opterećenja i visoko povezanih mogućnosti raspoloživih energetske izvora.

Općenito, kontrolni sustav mikro mreža mora biti sposoban da osigura ekonomičan rad za vrijeme svih mogućih spomenutih izazova, odnosno mogućih promjena režima rada.

Pojedinačno gledano, željene karakteristike koje bi kontrolni sustav trebao imati su sljedeće:

- *Kontrola izlaza* - Izlazni naponi i struje različitih energetske jedinica moraju slijediti njihove referentne vrijednosti i osigurati da su sve oscilacije odgovarajuće prigušene.
- *Balans snage* – Jedinice s energetske izvorima u mikro mreži moraju biti sposobne da se prilagode iznenadnim energetske neravnotežama, tj. ispadima ili kratkim spojevima, s održavanjem promjene frekvencije i napona u prihvatljivim granicama.
- *Management zahtjev – odgovor* – Gdje god je to moguće, odgovarajući mehanizam managementa zahtjev – odgovor mora biti projektiran da poveže i kontrolira sve dijelove opterećenja. Dodatno, elektrifikacija daljinskih komunikacija s obiljem lokalnih izvora obnovljive energije, te aktivno sudjelovanje lokalne zajednice može doprinijeti kako bi se bolje odredila strategija troškova koja bi poboljšala kontrolu opterećenja i frekvencije. [Lit. 307, 308]
- *Ekonomsko obavješćivanje* – Odgovarajuće obavješćivanje za jedinice energetske izvora koji sudjeluju u radu mikro mreže mogu značajno smanjiti operativne troškove ili povećati profit. Ovdje također mora biti uzeto u obzir i pitanje pouzdanosti, a naročito u izoliranom – otočnom radu.
- *Promjena režima rada* – Poželjna karakteristika mikro mreža je sposobnost da radi u oba moguća režima rada, tj. sa priključenom mrežom i režim s izoliranom mrežom u otočnom radu. Različite kontrolne strategije mogu biti definirane za svaki režim rada, ali je osnovno da je moguće vrlo brzo odrediti algoritam otočnog režima rada kako bi se prilagodilo kontrolnoj strategiji. [Lit. 309.]

U okruženju mikro mreže koju karakteriziraju česte višestruke izmjene u topologiji, poželjno je da svi kontrolni uređaji budu većih dimenzija i prilagodljivi takvim izmjenama. Zbog svih faktora, tj. raspoloživosti instrumenata, komunikacija i vrlo brzog računanja svih parametara, potrebno je pokušati postići situaciju smanjenja potrebe za brzom komunikacijom i proračunima u kritičnim zahtjevnim trenucima. Ova hijerarhijska struktura sadrži brzu dinamiku kod izlaznih kontrola i sporiju dinamiku kod ekonomičnog obavješćivanja okoline. Odnosno, sve je zapravo definirano pri samom dimenzioniranju operativnog režima rada mikro

mreže, tj. je li predviđeno za rad spovezanom mrežom ili rad u izoliranom – otočnom režimu. Kod povezanosti mikro mreže s glavnom mrežom nužno je ostvariti njihovu interakciju, odnosno međupovezanost, dok kod izoliranog režima rada mreže naglašava se značajnije pitanje pouzdanosti rada u takvoj situaciji.

#### 4.1.4. Kontrolne varijable

Osnovne varijable koje se koriste za kontrolu rada jedne mikro mreže su prvenstveno napon, frekvencija, te radna i jalova snaga. U režimu rada povezane mikro mreže s distribucijskom mrežom, frekvencija mikro mreže i napon na točki povezivanja su izričito određeni prema velikoj, tj. distribucijskoj mreži. Osnovna uloga kontrole mikro mreže je da se prilagodi proizvedenoj radnoj i jalovoj snazi, te zahtjevu opterećenja, a ulaz jalove snage iz distribucijske mreže može biti korišten za korekciju faktora snage, napajanje jalovom snagom, ili za kontrolu napona na odgovarajućoj točki priključenja. U ovom režimu, distribucijska služba možda neće dozvoliti regulaciju ili kontrolu napona od strane jedinica distribucijskih izvora u blizini točke okupljanja kako bi se izbjegla međuovisnost s vlastitom funkcionalnošću što je osigurava mreža. [Lit. 310.]

U izoliranom režimu rada mikro mreža radi potpuno neovisno, odnosno samostalno, tako da je ovaj način rada puno značajniji i izazovniji nego režim s povezanom mrežom. Zbog neophodne ravnoteže zahtjev – opskrba, zahtijeva se primjena točnih mehanizama kako bi se izbalansirali iznenadni energetske poremećaji (nesklad). U tom slučaju, naponi i frekvencije mikro mreže nisu više podržani od strane distribucijske mreže, nego moraju biti kontrolirani s različitim energetske izvorima. Ravnoteža energije je osigurana direktno s lokalnim kontrolorima koji primjenjuju lokalno mjerenje ili sa centralnim kontrolorom koji komunicira s nizom podataka od drugih energetske izvora s kontroliranim opterećenjem. Glavni cilj takvog mehanizma je osigurati da sve proizvodne jedinice doprinose napajanju opterećenja na predviđeni način. Samo jedna minuta neslaganja u amplitudi, faznom kutu i frekvenciji izlaznog napona bilo koje jedinice u skupini može dovesti do relativno visokih protočnih struja. [Lit. 311., 312., 313., 314.] Jedan od mogućih pristupa rješavanja ovih problema je da jedan izmjenjivač radi kao glavna jedinica koja regulira napon cijele mikro mreže. [Lit. 315.]

Također, ista jedinica može kontrolirati frekvenciju u otvorenoj petlji kroz interni kristalni kolektor, a ova jedinica može raditi slično kao sinkroni generator s karakteristikom pada napona i jalove snage prema nizu zadanih točaka određenih od sekundarnog kontrolora. [Lit. 316.] Slična strategija može biti primijenjena na kontrolu istosmjernih mikro mreža, gdje glavna proizvodna jedinica može biti predviđena za kontrolu naponskog nivoa mikro mreže; i kompenzaciju svih poremećaja aktivne snage. Također je moguće da nekoliko jedinica može dijeliti situaciju poremećaja aktivne snage upotrebljavajući karakteristiku pada napona. [Lit. 317.]

## 4.2. Distribucijska mreža – primjer integracije obnovljivih izvora

Prije početka bilo kakvog primjera integracije vrlo je važno navesti osnovni dokument s kojim je nastupio cijeli niz razno raznih integracija različitih izvora obnovljive energije na teritoriju Republike Hrvatske, a to su "Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede" koji su stupili na snagu 20.01.1998. godine. Ovdje je zbog kapaciteta postojeće distribucijske mreže i stabilnosti cjelokupnog elektroenergetskog sustava odlučeno da male elektrane mogu isporučiti ukupno proizvedenu električnu energiju ili njen raspoloživi višak, nakon podmirenja vlastitih potreba, do najveće (zbrojeno) ukupne snage od 5 MW. Prema istim uvjetima, utvrđeno je da se na niskonaponsku mrežu priključuje mala elektrana ukupne snage do 500 kW.

Priključak male elektrane može biti ostvaren na niskonaponski vod ili na niskonaponske sabirnice postrojenja 10(20)/0,4 kV, dok se na niskonaponski vod mogu priključiti male elektrane ukupne snage do 100 kW. [Lit. 318.]

Imajući ove tehničke uvjete u vidu, kao vrlo dobar primjer integracije obnovljivih izvora energije, u ovome slučaju solarne energije iskorištene na osnovu foto naponskih panela, predlaže se pogledati jedan konkretan primjer mikro mreže u koju se priključuju izvori solarnih elektrana.

Za svaku klasičnu solarnu elektranu u niskonaponskoj distribucijskoj mreži Hrvatske elektroprivrede, vršne snage  $P_v = 10$  kW do 30 kW, važni su slijedeći osnovni parametri kvalitete napona određeni prema mrežnim pravilima, Tablica 47.

<i>Parametar</i>	<i>Granične vrijednosti</i>	<i>Napomena</i>
<i>Odstupanje frekvencije</i>	<i>49,95 Hz do 50,05 Hz</i>	<i>Normalni pogonski uvjeti (postoji Inter konekcija)</i>
<i>Odstupanje napona</i>	<i><math>U_n \pm 10\%</math> <math>U_n +10\% / -15\%</math></i>	<i>95% 10-min. prosjeka tijekom tjedan dana 100% 10-min. prosjeka tijekom tjedan dana</i>
<i>Ukupno harmonijsko izobličenje – THD</i>	<i><math>\leq 2,5\%*</math></i>	<i>95% 10-min. prosjeka tijekom tjedan dana</i>
<i>Indeks jačine flikera</i>	<i><math>\leq 0,7*</math> <math>\leq 0,5*</math></i>	<i>Kratkotrajni flikeri (10 min) Dugotrajni flikeri (2h)</i>
<i>Nesimetrija napona</i>	<i><math>\leq 1,3 \% U_n*</math></i>	<i>95 % 10-min. prosjeka tijekom tjedan dana</i>

\* vrijednosti se odnose na doprinos priključenjem korisnika

Tablica 47. Granične vrijednosti parametara kvalitete napona za postrojenja niskog napona (0,4 kV)

Nadalje, Europska norma HRN EN 50160:2012 određuje, opisuje i specificira karakteristike napona za distributivne mreže niskog i srednjeg napon pri normalnim pogonskim uvjetima čije su vrijednosti prikazane u slijedećim Tablicama br. 48 i 49.

Neparni harmonici				Parni harmonici	
Nisu višekratnici od 3		Višekratnici od 3			
Red h	Relativna amplituda	Red h	Relativna amplituda	Red h	Relativna amplituda
5	6,0 %	3	5,0%	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0%
11	3,5 %	15	0,5 %	6... 24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Tablica 48. Granične vrijednosti pojedinačnih harmonika

Parametar	Granične vrijednosti		Mjerne veličine			
	NN	SN	Osnovna veličina	Interval usrednjavanja	Promatrano razdoblje	Granice (%)
Frekvencija	49,5 do 50,5 Hz 47 – 52 Hz		Prosječna vrijednost	10 s	1 godina	99,5 100
Spore promjene napona	Un±10% Un +10%/-15%		Efektivna vrijednost	10 min	1 tjedan	95 100
Brze promjene napona	5% max. 10%	4% 6%	Efektivna vrijednost	10 ms	1 dan	100
Flikeri	Pst Plt < 1		Algoritam flikera	10 min 2 h	1 tjedan	95
Padovi napona ≤1 min	Ispod 85%Un 10 do 1000 godišnje		Efektivna vrijednost	10 ms	1 godina	100
Kratki prekidi opskrbe ≤ 3 min	Ispod 1%Un 10 do 100 godišnje		Efektivna vrijednost	10 ms	1 godina	100
Dulji prekidi opskrbe > 3 min	Ispod 1%Un 10 do 50 godišnje		Efektivna vrijednost	10 ms	1 godina	100
Povremeni prenaponi mrežne frekvencije	<1,5 kV	1,7 do 2,0 Un	Efektivna vrijednost	10 ms	-	100
Nesimetrija napona	<2 %		Efektivna vrijednost	10 min	1 tjedan	95
Viši harmonici napona	THD ≤ 8% (tablica do 40. harm.)		Efektivna vrijednost	10 min	1 tjedan	95
Signalni napon	Do 500 Hz: <9% 1-10 kHz: <5%		Efektivna vrijednost	3 s	1 dan	99

Tablica 49. Granične vrijednosti parametara kvalitete napona prema normi HRN EN 50160:2012

U sadašnjoj energetskej situaciji lako se zaključiti da je 30 kW vršne snage solarne elektrane u odnosu na instaliranu snagu distribucijske trafostanice (koja je 630 kVA) energetskej vrlo mala promjena snage i da je sigurno rezultirajući utjecaj integracije na cjelokupnu energetskej distribucijsku sliku (napon, radna i jalova snaga, frekvencija, THD, flikeri, gubici, sigurnost, pouzdanost...) vrlo neznatan. No, što kada bi se kroz određeni period broj solarnih elektrana udvostručio ili čak i više povećao? Kakvo bi onda bilo energetskej stanje – stabilno ili nestabilno.

Za odgovor na ovo pitanje nameće se potreba detaljnijeg analiziranja i proučavanja svih parametara integracije, a za početak treba se preciznije upoznati sa sadašnjim rezultatima integracije solarne energije u distribucijskoj mreži HEP-a. Ovdje se dosta solarnih elektrana priključilo na distribucijsku mrežu, a prilikom toga obavljani su probni radovi i mjerenja svih parametara mreže. Na osnovu ovih rezultata mjerenja ocijenila se razina spremnosti priključenja promatrane solarne elektrane na distribucijsku mrežu, odnosno izdavanje dozvole za trajni pogon u distribucijskoj mreži.

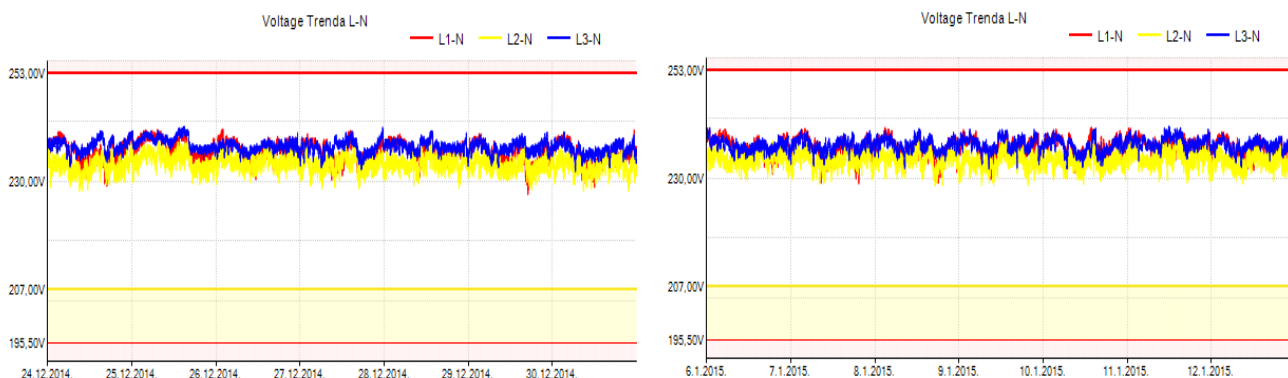
#### 4.2.1. Prvi primjer integracije

Kao prvi primjer treba navesti integraciju solarne elektrane snage 30 kW, Martina Divalta 52, u distribucijsku mrežu HEP-a Elektroslovanije Osijek. Solarna elektrana je puštena u probni rad u prosincu 2014. godine, a napaja se iz KTS-134 instalirane snage transformatora od 400 kVA, izvod broj 6, (pričuvno se napaja iz KTS-91, izvod broj 12).

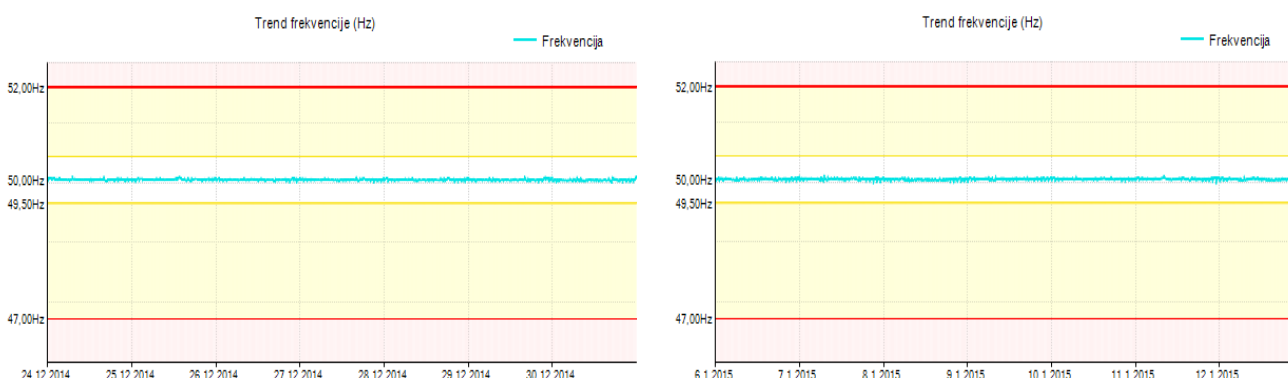
Uvodno je važno napomenuti kako se za svaku elektranu izvodi prvo probni rad solarne elektrane bez priključenja na distribucijsku mrežu u trajanju od tjedan dana, a nakon toga probni rad solarne elektrane s priključenjem na distribucijsku mrežu, također u trajanju od tjedan dana. Poslije toga vrši se analiza svih snimljenih podataka i ukoliko su vrijednosti svih veličina u okviru normalnih vrijednosti, elektrana dobiva dozvolu za trajni rad, tj. može se konstatirati da je integracija u potpunosti uspjela, Slika 83.

Rezultati se mogu grafički prikazati na slijedeći način:

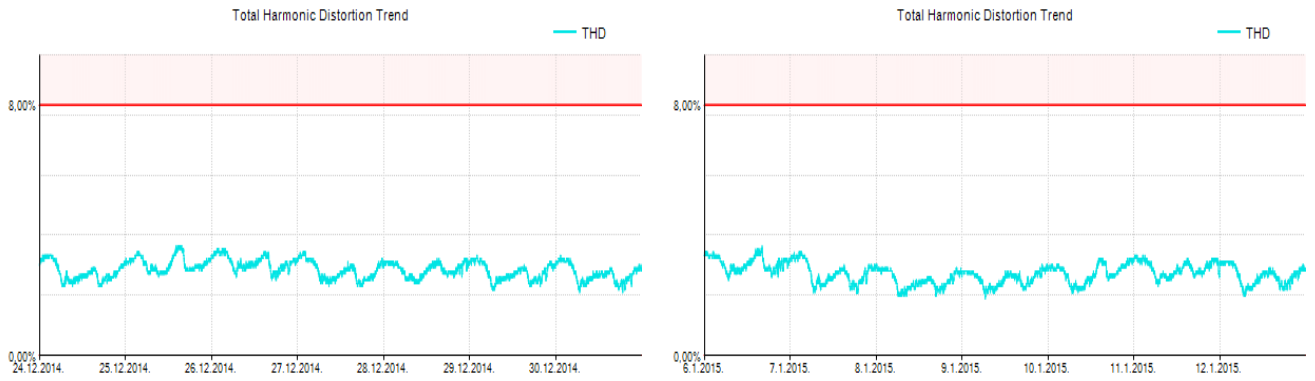
A) Napon (V) – bez priključene elektrane i napon sa priključenom elektranom



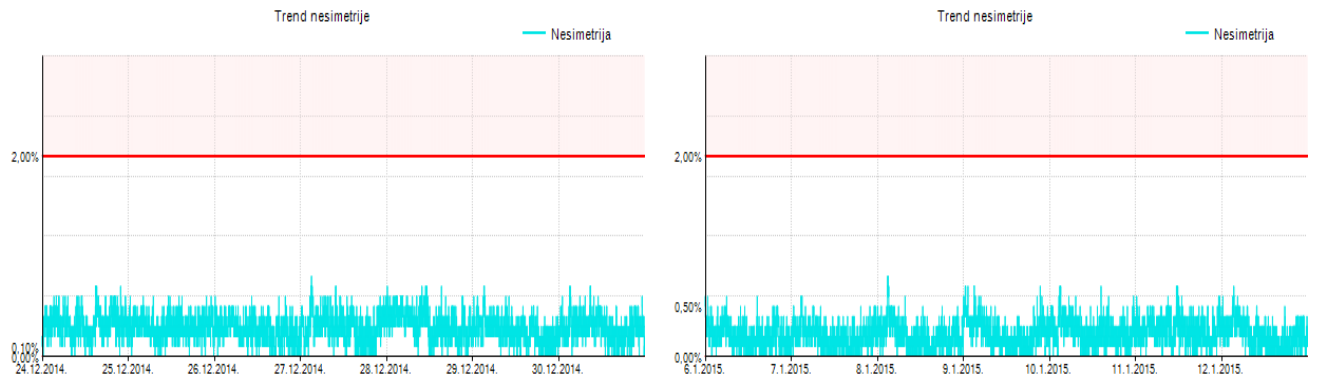
B) Frekvencija (Hz) – bez elektrane i frekvencija s priključenom elektranom



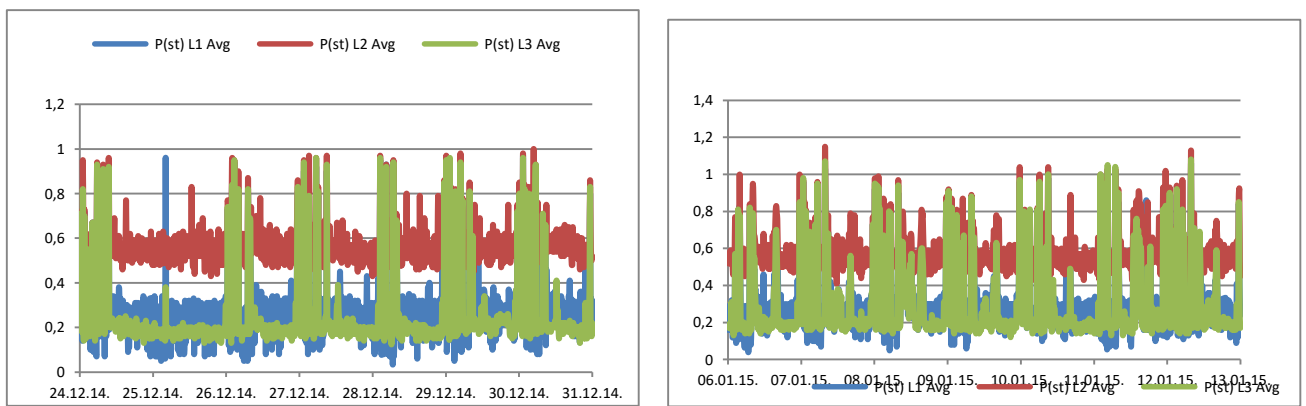
C) Ukupni sadržaj viših harmonika THD (%) – bez elektrane i s elektranom



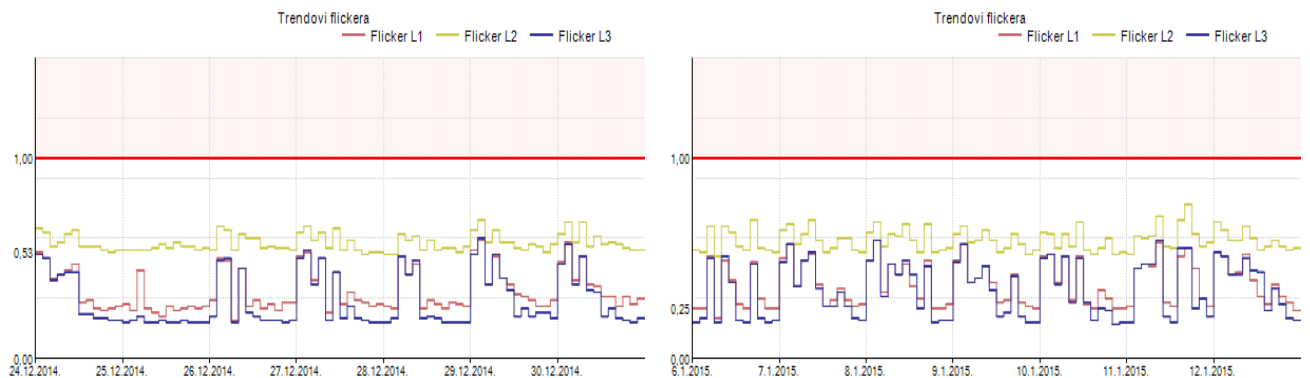
D) Nesimetrija napona (%) – bez elektrane i s elektranom



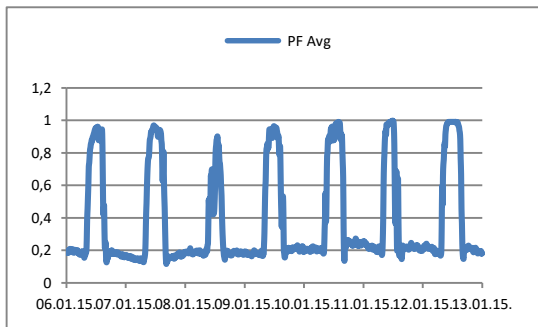
E) Indeks jačine treperenja – flikera  $P_{st}$  – bez elektrane i s elektranom



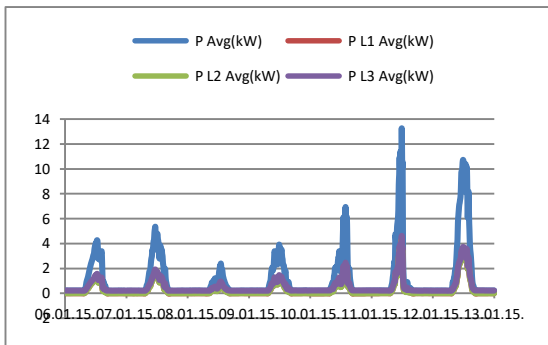
F) Indeks jačine treperenja – flikera  $P_{it}$  – bez elektrane i s elektranom



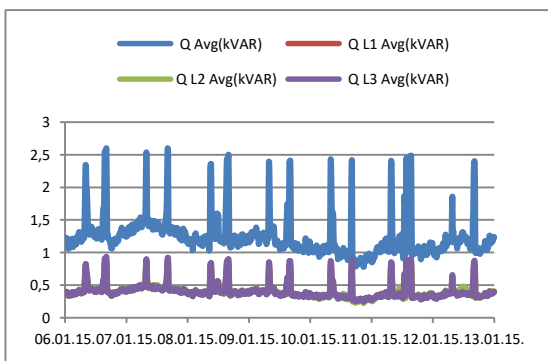
G) Faktor snage – s elektranom



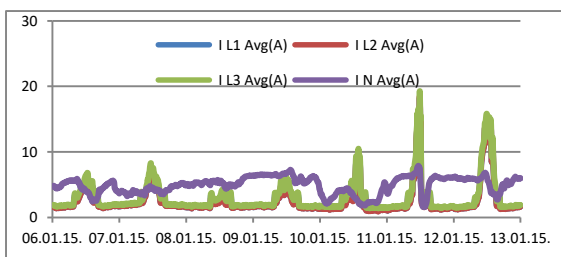
H) Radna snaga P(kW) – s elektranom



I) Jalova snaga Q (kVAR) – s elektranom



J) Struja I (A) – s elektranom



Slika 83. Rezultati mjerenja prvog primjera integracije solarne elektrane

Prema grafičkim rezultatima uočavaju se neznatna odstupanja veličina:

- napon – promjene su gotovo beznačajne
- frekvencija – nema nikakve promjene
- viši harmonici, THD – gotovo nezamjetljiva promjena
- nesimetrija napona – nezamjetljiva promjena
- treperenje – kratkotrajno  $P_{st}$  – zabilježeno pojavljivanje manjeg broja flikera
- treperenje – dugotrajno  $P_{lt}$  – zabilježeno pojavljivanje manjeg broja flikera
- faktor snage – vrlo stabilan, tj.  $\cos \varphi=1$ , registrirani su skokovi samo kod uključenja i isključenja elektrane
- radna snaga – izrazito raste do nazivne vrijednosti (zimski period – snijeg na panelima)
- jalova snaga – nazivna vrijednost kVAr
- struja – raste do nazivne vrijednosti ovisno o uvjetima dnevne svjetlosti (snijeg)

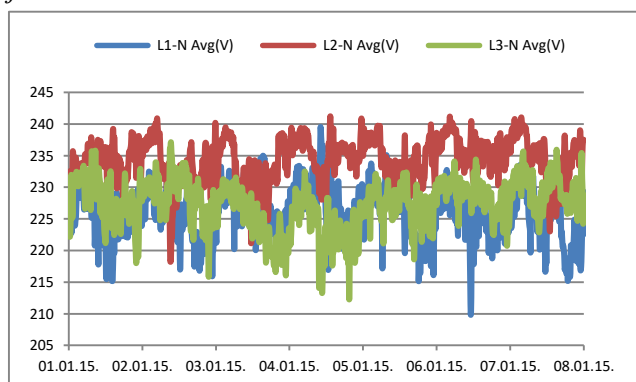
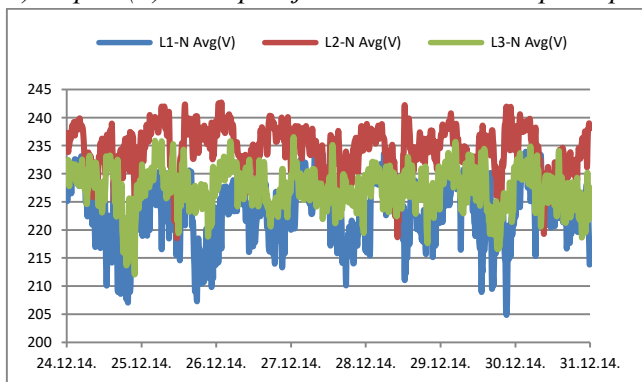
Sumarno rečeno, na osnovu provedenih ispitivanja i analize izmjerenih vrijednosti, može se zaključiti kako je utjecaj elektrane na mrežu i kvalitetu električne energije u granicama dopuštenih vrijednosti, te kako je ta elektrana sposobna za paralelni pogon s distribucijskom elektroenergetskom mrežom, odnosno integracija obnovljivog izvora energije u postojeći elektroenergetski sustav je uspješno izvediva.

#### 4.2.2. Drugi primjer integracije

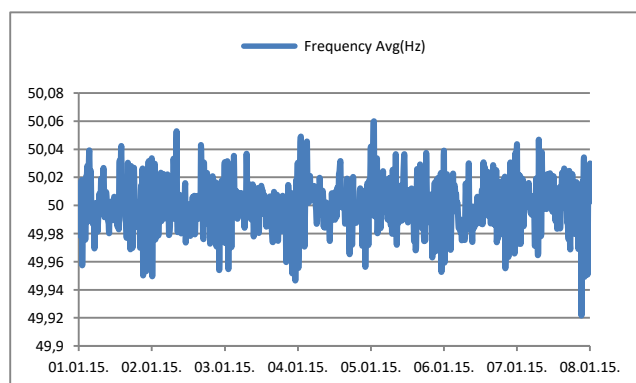
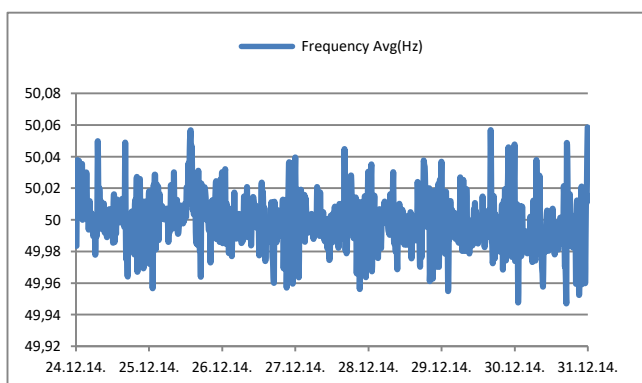
Kao drugi primjer treba navesti integraciju solarne elektrane snage 10 kW, (Osijek, Vatrogasna 12), u distribucijsku mrežu HEP-a Elektroslavonije Osijek. Ova elektrana je puštena u probni rad u prosincu 2014. godine, a napaja se također iz KTS-134, izvod broj 6.

Rezultati se mogu grafički prikazati na slijedeći način, Slika 84.:

A) Napon (V) – bez priključene elektrane i napon s priključenom elektranom

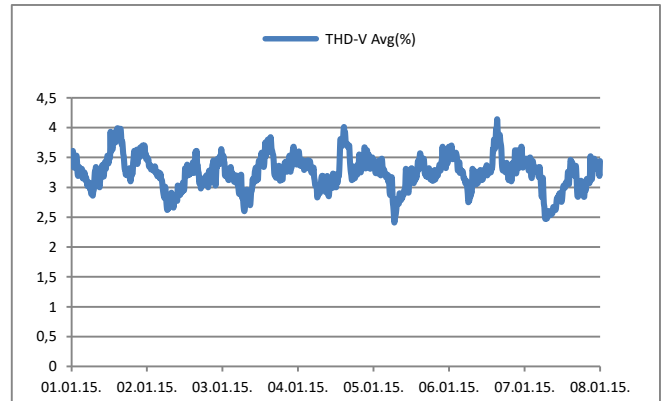
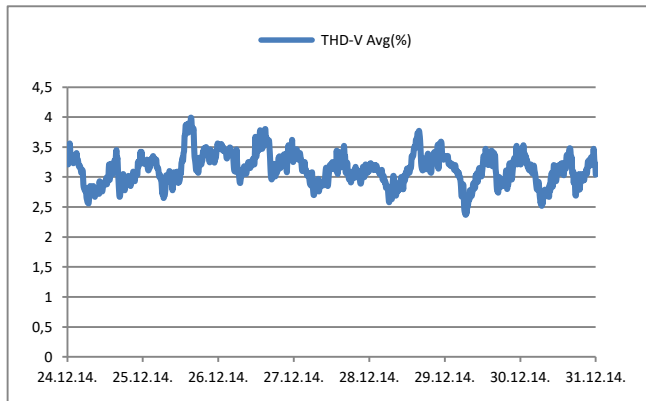


B) Frekvencija (Hz) – bez elektrane i frekvencija s priključenom elektranom

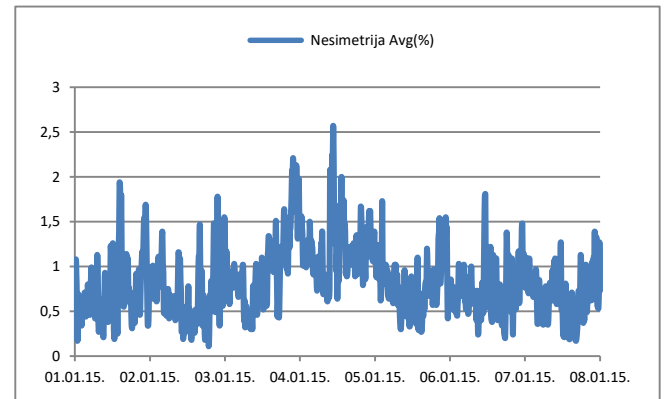
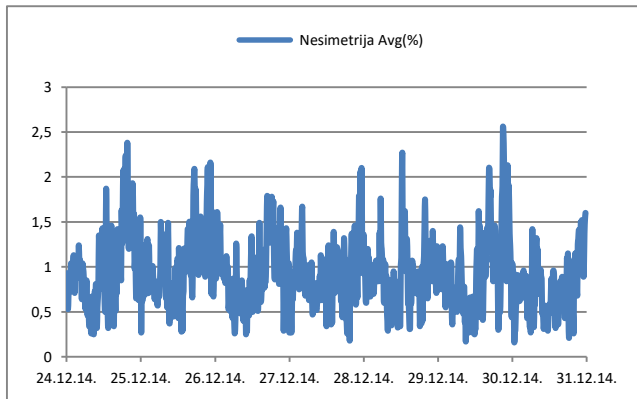




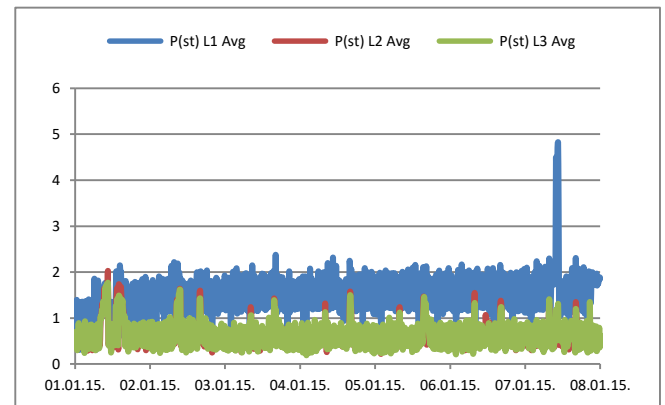
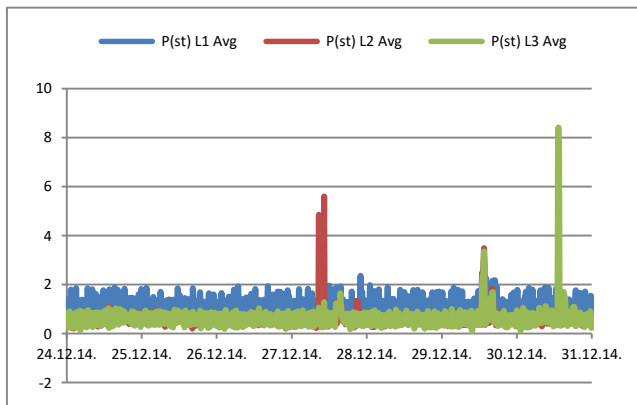
C) Ukupni sadržaj viših harmonika THD (%) – bez elektrane i s elektranom



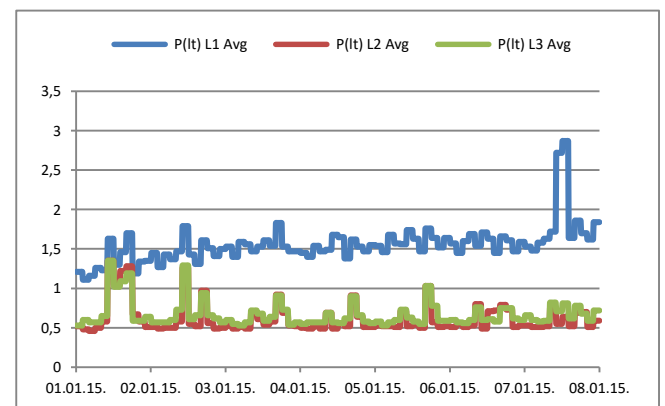
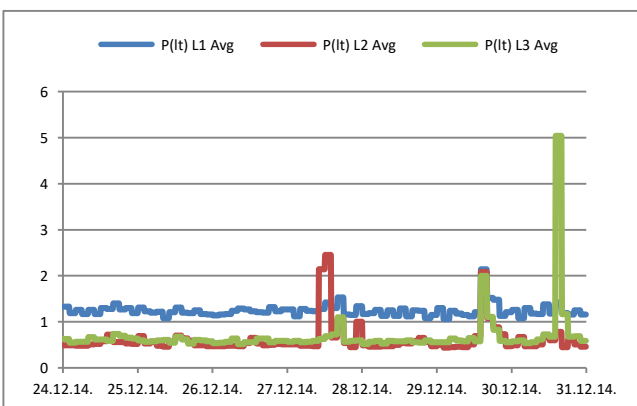
D) Nesimetrija napona (%) – bez elektrane i s elektranom



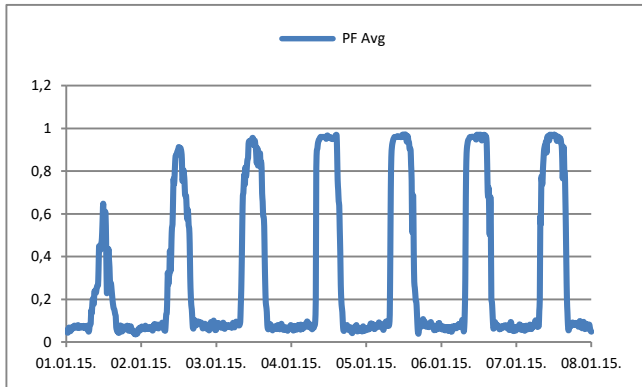
E) Indeks jačine treperenja – flikera  $P_{st}$  – bez elektrane i s elektranom



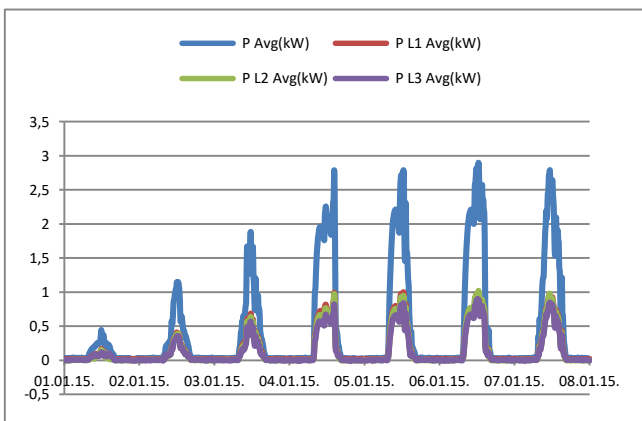
F) Indeks jačine treperenja – flikera  $P_{lt}$  – bez elektrane i s elektranom



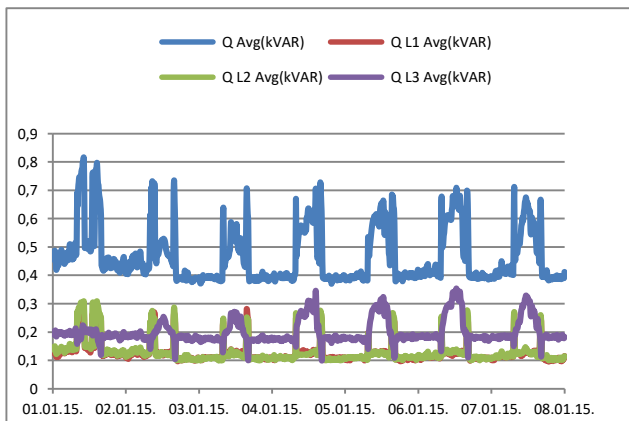
G) Faktor snage – s elektranom



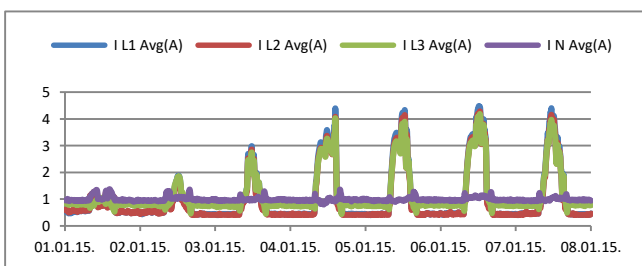
H) Radna snaga  $P$  (kW) – s elektranom i posebno izdvojeni dani nakon topljenja snijega



I) Jalova snaga  $Q$  (kVAR) – s elektranom



J) Struja  $I$  (A) – s elektranom



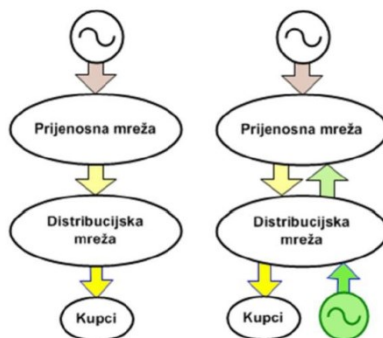
Analogno prvom primjeru integracije, na osnovu provedenih ispitivanja i analize izmjerenih vrijednosti, čak i u uvjetima gdje su foto paneli prekriveni snježnim padalinama, odnosno gdje su registrirana smanjenja očekivanih vrijednosti struja, može se zaključiti kako je utjecaj elektrane na mrežu i kvalitetu električne energije u granicama dopuštenih vrijednosti, te kako je i ova elektrana uspješno integrirana u postojeći elektro distribucijski sustav.

#### 4.3. Modeliranje integracije obnovljivih izvora energije prema postizanju optimalnog stanja nulte potrošnje

Sa sve širom primjenom obnovljivih izvora energije i njihovom integracijom u elektrodistribucijsku mrežu nužno je razumjeti sve mogućnosti integracije, odnosno kao *krajnji cilj* eksploatacije obnovljivih izvora energije (sunce, vjetar, bio gorivo) postignuće potpunog korištenja energije iz obnovljivih izvora energije bez potrošnje energije iz napojene elektrodistribucijske mreže. Ova situacija se postiže s razvojem integracije obnovljivih izvora energije i njenom *optimalizacijom* prema željenom cilju, tj. proizvodnji one količine električne energije koliko je potrebno za električnu potrošnju pojedine distribucijske mreže, njenog dijela ili prostorno promatrano određene mikro mreže, tako da nije potrebno trošiti električnu energiju iz elektrodistribucijske mreže. Ovako postignuto *optimalno stanje integracije* obnovljivih izvora energije, naziva se *stanje nulte potrošnje (zero energy)*.

Kako bi se došlo do planiranog i željenog optimalnog stanja integracije u budućnosti, nužno je sagledati cijelu sliku elektrodistribucijske situacije koja se mijenja i prilagođava prema svim zahtjevima i promjenama.

Dakle, primjenom obnovljivih izvora energije i njihovom sve većom prisutnošću u proizvodnji električne energije u današnjici (integracija), moraju se uzeti u obzir važne promjene koje se događaju u elektroenergetskom sustavu. Dosadašnja prijenosna mreža je (sa 400 kV, 220 kV, 110 kV nivoa) prenosila električnu energiju proizvedenu u određenim elektranama (hidro elektrane, termo elektrane, itd...) do distribucijske mreže, a distribucijska mreža je tu preuzetu električnu energiju transformirala na niže naponske nivoe (35 kV, 10(20)kV i 0,4 kV), te ju distribuirala do krajnjih potrošača. No, s priključenjem izvora obnovljive energije mijenja se smjer toka energije, konfiguracija distribucijske mreže, upravljanje i sam pogon takve distribucijske mreže, Slika 85. [Lit. 322.]



Slika 85. Usporedba tokova snaga u elektroenergetskom sustavu prije i poslije integracije obnovljivih izvora energije

Odnosno, kod integracije električne energije iz obnovljivih izvora energije *tokovi snaga* mogu biti slijedeći:

- *smanjeni* – ovdje potrošnja električne energije bliskih potrošača smanjuje opterećenje, tj. tok snage kroz izvod, ukoliko je proizvodnja manja od potrošnje
- *promijenjenog smjera* – ukoliko je proizvodnja veća od potrošnje
- *povećani* – ukoliko i dalje raste proizvodnja ili se smanjuje potrošnja
- *jednaki* – proizvodnja je jednaka potrošnji (postignuta je „nulta potrošnja“ – engl. zero energy)

Ovisno o vrsti izvora, ali i vremenskim uvjetima, tijekom dana na promatranom distributivnom napojnom vodu može doći do višestrukih promjena smjera toka snage, a posljedično i u ostatku mreže. Stoga je potrebno stalno praćenje, analiziranje i kontrola tokova snage kako bi se moglo učinkovito reagirati na nastale promjene. [Lit. 322, 323, 324.]

Kod utjecaja distribucijske proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije na tokove snaga u mreži, važno je imati na umu slijedeće činjenice:

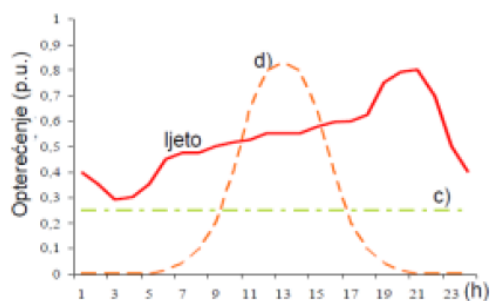
- ❖  *Maksimalna proizvodnja* iz distribucijskih izvora koja neće rezultirati neprihvatljivim preopterećenjem (uzlaznim tokom snaga kroz izvod) mora biti manja od zbroja snage minimalne potrošnje i maksimalno dozvoljene snage (toka snage kroz izvode).
- ❖  *Porast napona* često u praksi predstavlja veće ograničenje nego tokovi snaga, odnosno iskorištenja termičkih mogućnosti vodova, a najveći problemi s porastom (umjesto padom) napona očekuju se upravo tijekom minimalnih (umjesto maksimalnih) opterećenja.
- ❖ Odnosno, može se zaključiti da je  *razina integracije* (engl.– hosting capacity), tj. ukupna snaga koju je moguće priključiti na određenoj lokaciji u distribucijskoj mreži, ovisna o minimalnoj potrošnji na tom napojnom vodu.
- ❖ Prije uvođenja distribucijskih izvora obnovljive energije u elektroenergetski sustav, pri dizajniranju, i izboru odgovarajućih komponenti, ali i pri vođenju i upravljanju elektroenergetskom mrežom, u obzir se uzimala samo  *maksimalna potrošnja*, dok se minimalna potrošnja zanemarivala.
- ❖ Nakon primjene distribucijskih izvora obnovljive energije u elektroenergetski sustav,  *minimalna potrošnja* dobiva na značaju, te postaje vrlo bitna za sustav, njegovo dizajniranje u budućnosti i vođenje.
- ❖ Kod procjenjivanja vrijednosti minimalne potrošnje električne energije u obzir se mora uzeti i  *naponska razina* same mreže jer se za minimalnu potrošnju u niskonaponskoj mreži može uzeti i nula, ili pak neka vrijednost blizu nule, dok bi u srednje naponskoj mreži postavljanje minimalne potrošnje električne energije, koja je na ovoj razini još veliki dio maksimalne potrošnje, na nulu moglo rezultirati ozbiljnom i krivom procjenom ispod stvarne, odnosno prave vrijednosti razine integracije distribucijske proizvodnje (hosting capacity).
- ❖ S obzirom kako maksimalna proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije, posebno solarne i energije vjetra, ovisi o godišnjem dobu, dobu dana i vremenskim uvjetima, pri određivanju razine integracije, koja neće rezultirati

preopterećenjem, vrlo je bitan i *odnos minimalne potrošnje za vrijeme maksimalne proizvodnje*.

- ❖ Naravno, krajnji cilj koji je najpoželjniji je postizanje iznosa proizvodnje koja u potpunosti zadovoljava potrebu potrošnje električne energije, pa nije potrebno dodatno potraživati još električne energije iz distribucijske mreže, nego je postignuto *idealno stanje nulte potrošnje, (zero energy) promatrajući definirano okruženje*.

Za bolji prikaz utjecaja više različitih elektrana obnovljivih izvora energije na tokove snaga elektroenergetskog voda u distribucijskoj mreži, treba pogledati Sliku 86.

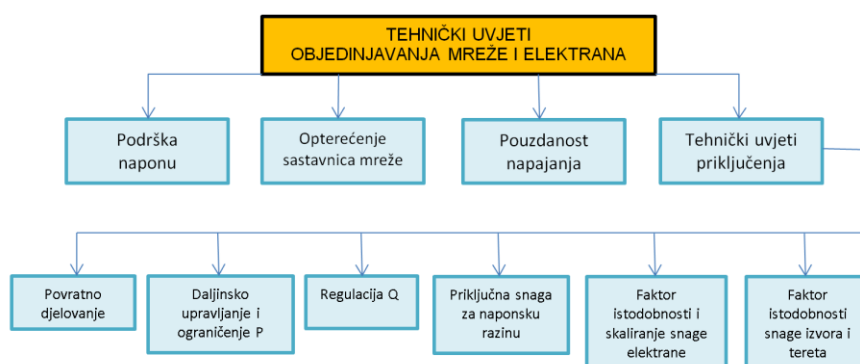
Ovdje je jasno prikazan utjecaj foto naponske i bio plinske elektrane na tokove snaga u elektroenergetskom vodu (ruralno područje u Slavoniji, u ljetnom periodu). Odnosno, tu je prikazan dnevni dijagram opterećenja (potrošnje), i vršno opterećenje koje nastupa u večernjim satima kada nema proizvodnje električne energije iz sunčane elektrane, te i dalje ostaje visoko opterećenje (potrošnja) kao i prije priključenja elektrana obnovljivih izvora.



Slika 86. Dnevni dijagram opterećenja elektroenergetskog voda (ljetno) i dnevni dijagrami proizvodnje za dvije elektrane c) bioplin, d) solarna elektrana

Prema Slici 86. jasno se uočava da ukoliko je potrošnja veća od proizvodnje (što se najčešće događa tijekom vršne proizvodnje u popodnevnom periodu kod solarnih elektrana ili kod vjetro elektrana koje ovise o snazi i brzini vjetra), onda dolazi do potpune promjene smjera energije i taj elektroenergetski izvod prestaje biti izvor energije svojoj distribucijskoj trafostanici, nego se ponovo ponaša kao potrošač.

Također, stručno gledano, pored vrlo važnog utjecaja proizvodnje električne energije na tokove snage distribucijske mreže, vrlo su bitni i konstrukcijski važni, tehnički uvjeti objedinjavanja mreže i elektrana, [Lit. 323.], Slika 87.



Slika 87. Tehnički uvjeti objedinjavanja mreže i elektrana

Ovi tehnički uvjeti su zapravo osnovni korak prema integraciji distribucijske proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u distribucijsku mrežu.

Za svrhu *poboljšanja* cjelokupne integracije izvora obnovljivih energija, a naročito prema postizanju *jednake proizvodnje razmjerno potrošnji*, odnosno *optimalnom stanju nulte potrošnje*, (*zero energy*), posebno se navode *napredne metode integracije* koje su slijedeće:

- ❖ dinamička regulacija izlaznog napona transformatora VN/SN i SN/NN
- ❖ podrška naponu generatora (izmjenjivača) po funkciji  $Q(U)$ ,  $\cos \varphi$ ,  $(P)$
- ❖ upravljanje tokovima i raspodjelom jalove snage – podrška elektrana
- ❖ upotreba uzdužne regulacije napona u vodu
- ❖ koordinirana regulacija napona
- ❖ upotreba spremnika električne energije
- ❖ upravljanje potrošnjom (uravnoteženje, tržišni zahtjevi...)
- ❖ održivi otočni pogon dijela mreže
- ❖ pružanje usluga sustavu

Najuočljivija napredna metoda, koja je zapravo primjena klasične metode, je *upotreba spremnika električne energije* (npr. akumulatorske baterije za pohranu određene količine električne energije za potrebu potrošnje u noćnim satima).

Od svih ovih metoda, najzastupljenije su *metode za povećanje razine integracije s regulacijom napona*:

- ❖ *Regulacija napona promjenom prijenosnog omjera transformatora* (na sabirnici, transformatoru, ili duž voda)
- ❖ *Regulacija napona izgradnjom novih izvoda* (vodovi/transformatori) ili *povećanjem presjeka postojećih vodova/snage transformatora* – konvencionalni pristup
- ❖ *Regulacija napona regulacijom djelatne i jalove snage* (statičko i dinamičko upravljanje djelatnom snagom, upravljanje jalovom snagom)
- ❖ *Sustav upravljanja energijom* (engl. Energy managements system, EMS, npr. korištenje spremnika energije)
- ❖ *Sustav upravljanja potrošnjom* (engl. Load Management, npr. napajanje električnih vozila)
- ❖ *Koordinacija više metoda* (ovdje se primjenom više metoda za povećanjem razine integracije zapravo postiže rasterećenje – smanjenje strujnih opterećenja)

Od svih ovih metoda, **najbolja metoda** mogla bi biti – „**sustav upravljanja energijom**“ (uz korištenje spremnika energije), jer je očigledno nužno, zbog solarnih elektrana koje ne mogu raditi noću, obaviti napajanje potrošača u noćnim satima. Ova metoda se zapravo najčešće primjenjuje kod postignutog stanja nulte potrošnje (*zero energy*).

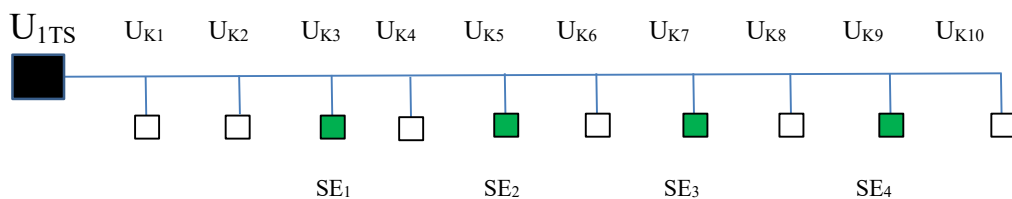
Suprotno od toga, **najlošija metoda** bi bila **regulacija napona izgradnjom novih izvoda i trafostanica** (povećanje presjeka postojećih vodova/snage transformatora), što je zapravo konvencionalni pristup, ali sa stajališta pametne mreže – najneučinkovitiji način (ujedno i najskuplji način).

### 4.3.1. Model prema optimalizaciji tehničkog stanja

Dakle, kao što je već rečeno, cilj optimizacije je postići *optimalno stanje integracije* obnovljivih izvora energije, odnosno *stanje nulte potrošnje*, (*zero energy*), za određenu distribucijsku mrežu, njen dio ili određenu mikro mrežu.

U svrhu toga, kako bi se pravilno prikazao model integracije obnovljivih izvora energije u optimalnom tehničkom stanju, u stvarnim, odnosno „realnim“ uvjetima distribucijske mreže, nužno je prvo analizirati osnovne jednadžbe svih električnih veličina koje se promatraju u stanju integracije, tj. napona, struje, radne i jalove snage, s faktorom snage  $\cos\phi$ .

Za tu svrhu na slijedećoj Slici 88. prikazan je klasičan primjer NN distribucijske mreže s trafostanicom koja napaja cca deset kuća i posebno su na njihove krovove ugrađene solarne elektrane. [Lit. 322. ]



Slika 88. Primjer distribucijske mreže s ugrađenim solarnim elektranama

#### 1) Napon U

Prema prvom osnovnom uvjetu, napon na izvodu iz trafostanice (TS) mora biti jednak sumi svih padova napona na svim potrošačima, odnosno kućama i solarnim elektranama.

$$U_{TS} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + \dots + \Delta U_K \quad i = 1 \dots K \quad (100)$$

odnosno u skraćenom obliku:

$$U_{TS} = \sum_{i=1}^K \Delta U_i \quad i = 1 \dots K \quad (101)$$

s tim da je obavezan uvjet da je dopušteni pad napona  $i$  na početku NN izvoda kod trafostanice i također na kraju NN izvoda (kraju ulice) u okviru dopuštene vrijednosti propisane nazivne vrijednosti:

$$U_{TS} = \pm 10\% U_n \quad (102)$$

odnosno:

$$U_K = \pm 10\% U_n \quad (103)$$

#### 2) Struja I

$$I_{TS \text{ IZVODA}} = \Delta I_1 + \Delta I_2 + \Delta I_3 + \Delta I_4 + \dots + \Delta I_K \quad i = 1 \dots K \quad (104)$$

odnosno u skraćenom obliku:

$$I_{TS \text{ IZVODA}} = \sum_{i=1}^K \Delta I_i \quad i = 1 \dots K \quad (105)$$

s tim da je važan osnovni uvjet da maksimalna struja NN izvoda iz trafostanice manja ili jednaka od nazivne dopuštene strujne vrijednosti samoga kablenskog voda (izbjegavanje vršnog preopterećenja):

$$I_{TS \text{ IZVODA}} \leq I_{\text{Nazivna dopuštena vrijednost}} \quad (106)$$

### 3) Radna snaga P

Po analogiji za napon, ukupna izlazna snaga na početku NN izvoda mora biti jednaka sumi svih snaga u NN izvodu

$$P_{TS \text{ IZVODA}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 + \dots + \Delta P_K \quad i = 1 \dots K \quad (107)$$

$$P_{TS \text{ IZVODA}} = \sum_{i=1}^K \Delta P_i \quad i = 1 \dots K \quad (108)$$

Napominjemo da izlazna snaga izvoda iz trafostanice mora biti manja ili jednaka od ukupne maksimalne snage izvoda (izbjegavanje vršnog preopterećenja):

$$P_{TS \text{ IZVODA}} \leq P_{\text{MAX IZVODA}} \quad (109)$$

### 4) Jalova snaga Q

Ukupna izlazna jalova snaga na početku NN izvoda mora biti jednaka sumi svih jalovih snaga u NN izvodu:

$$Q_{TS \text{ IZVODA}} = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \dots + \Delta Q_K \quad i = 1 \dots K \quad (110)$$

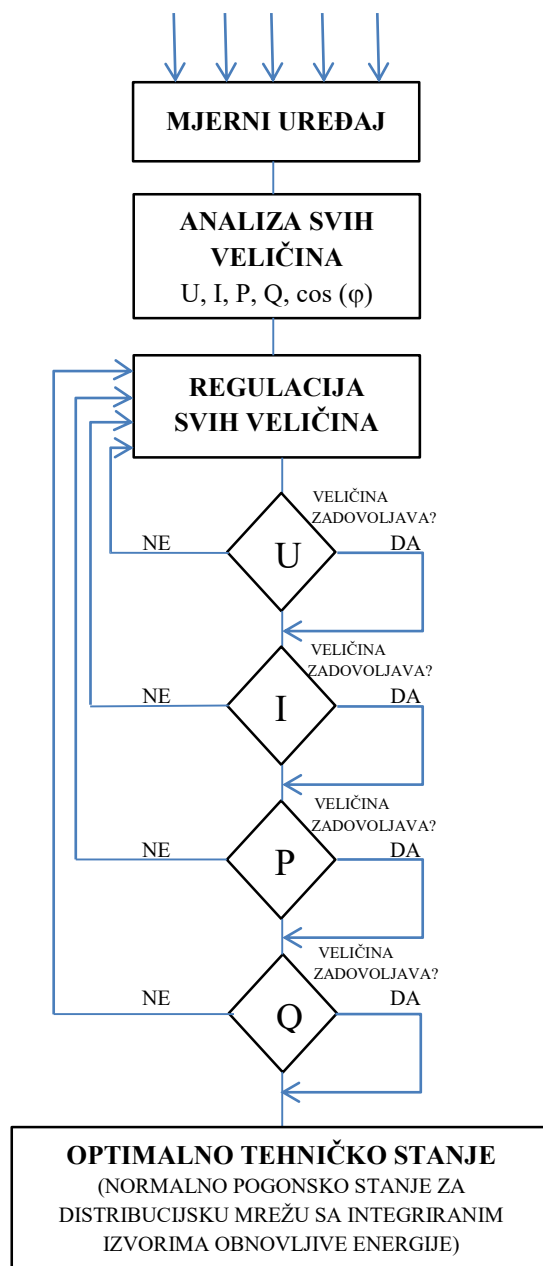
$$Q_{TS \text{ IZVODA}} = \sum_{i=1}^K \Delta Q_i \quad i = 1 \dots K \quad (111)$$

Izlazna jalova snaga izvoda iz trafostanice mora biti manja ili jednaka od ukupne jalove snage u izvodu (izbjegavanje vršnog preopterećenja - u pravilu obavlja se regulacija  $\cos \varphi$ ):

$$Q_{TS \text{ IZVODA}} \leq Q_{\text{MAX IZVODA}} \quad (112)$$



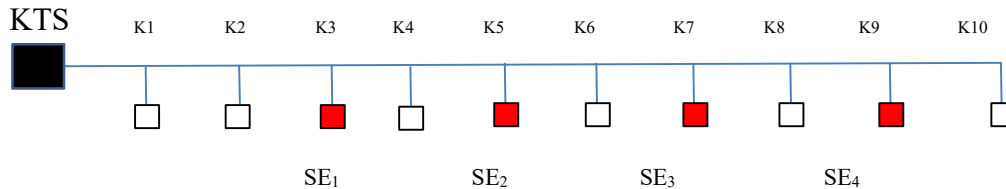
U skladu sa navedenim regulacijama promatranih veličina na slijedećoj Slici 89. prikazan je principijelni blok dijagram modela integracije prema optimalizaciji tehničkog stanja.



Slika 89. Model integracije obnovljivih izvora energije usklađen prema optimalnom tehničkom stanju

### 4.3.2. Model prema optimalizaciji troškova investicije

Za svrhu analize troškova nove investicije integracije obnovljivih izvora energije potrebno je sagledati klasičnu sliku NN distribucijske mreže, Slika 90.



Slika 90. NN izvod iz trafostanice sa solarnim elektranama

Odnosno, za sve postojeće troškove koji se pojavljuju u izgradnji, ali također i u normalnom radnom pogonu integracije obnovljivih izvora energije, potrebno je napraviti popis svih troškova. (C – engl. cost – trošak)

Dakle, svi troškovi integracije ukupno ( $C_{SE\ TOTAL}$ ) sastoje se od slijedećih troškova:

- troškovi ugradnje solarnih panela ( $C_{SOL.PANELI}$ );
- troškovi ugradnje digitalnog brojila, te daljinsko mjerenje potrošnje, uključanje i isključenje solarnog postrojenja ( $C_{DIG.BROJILO}$ );
- troškovi rekonstrukcije distribucijske mreže, npr. izgradnja novog NN kabelskog izvoda ( $C_{REKON. MREŽE}$ );
- troškovi rekonstrukcije distribucijske trafostanice, npr. ugradnja novog transformatora veće nazivne snage  $S_N$  ( $C_{REKON. TS}$ );
- troškovi ugradnje i održavanja spremnika električne energije za korištenje električne energije u određenom vremenu (npr. noću), tj. posebne akumulatorske baterije ( $C_{AKUM.}$ ).

$$C_{SE\ TOTAL} = C_{SOL.PANELI} + C_{DIG.BROJILO} + C_{REKON. MREŽE} + C_{REKON. TS} + C_{AKUM.} \quad (113)$$

Imajući ove troškove na umu, za svaku novu solarnu elektranu koja se želi izgraditi, a prema iskustvenom pravilu mnogih investitora (iskustvo u HEP d.d.), postavlja se osnovni uvjet isplativosti investiranja u novu solarnu elektranu. Troškovi ugradnje samih solarnih panela moraju biti znatno veći od svih ostalih mogućih troškova, odnosno svi ostali troškovi moraju težiti nuli.

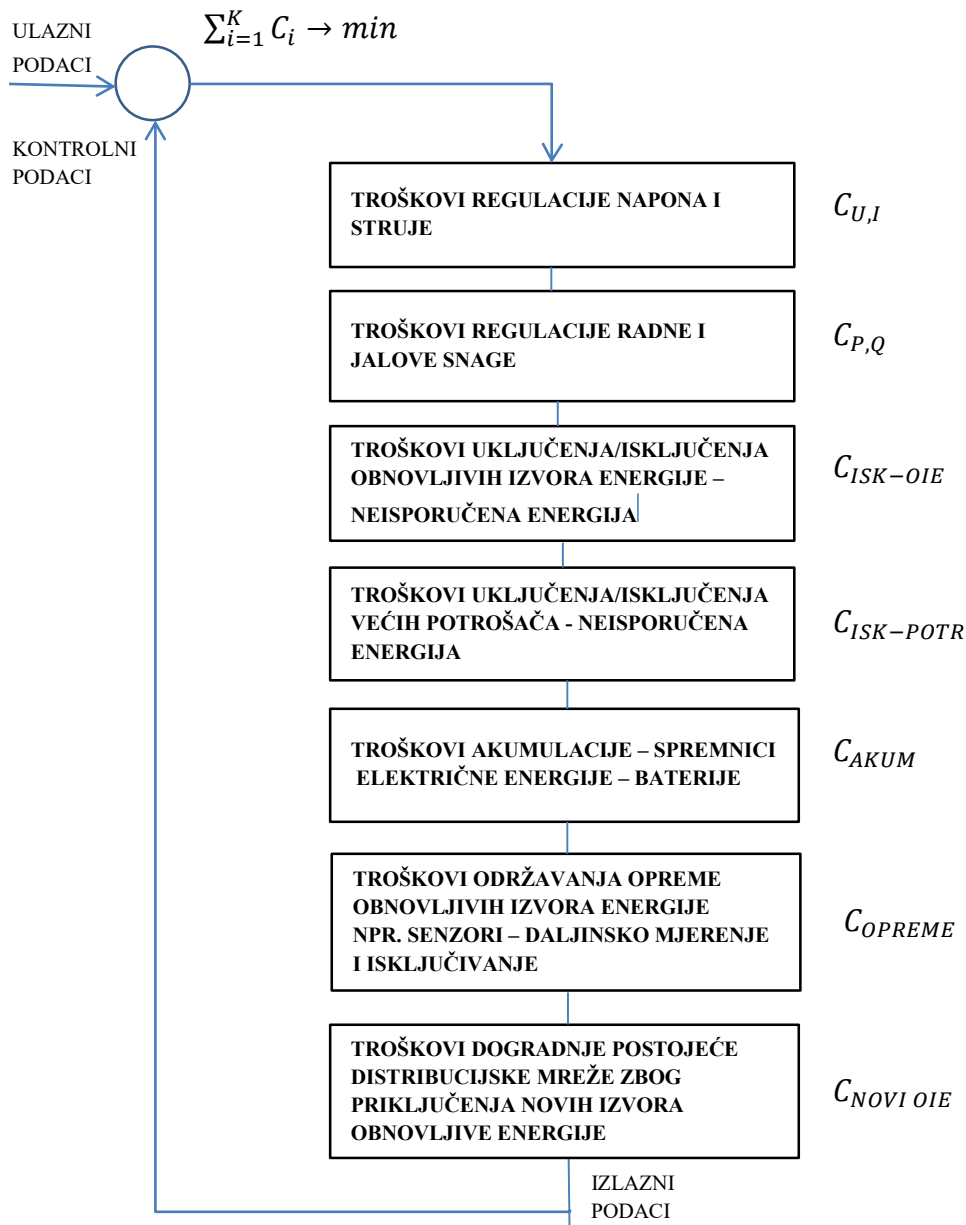
$$C_{SOL.PANELI} \geq C_{DIG.BROJILO} + C_{REKON. MREŽE} + C_{REKON. TS} + C_{AKUM.} \quad (114)$$

$$\Sigma[C_{DIG.BROJILO} + C_{REKON. MREŽE} + C_{REKON. TS} + C_{AKUM.}] \rightarrow \min \quad (115)$$

Ukoliko navedeni uvjeti nisu zadovoljeni, obustavlja se investicija izgradnje nove solarne elektrane.

### 4.3.3. Model prema optimalizaciji troškova poslovanja ODS-a

Nakon što je neka investicija uspješno izgrađena i puštena u trajni pogon, moraju se promatrati i kontrolirati pored svih fizikalnih veličina u distribucijskoj mreži i sve vrste troškova ODS-a (Operatora distribucijskog sustava), Slika 91.



Slika 91. Model integracije prema optimalizaciji troškova poslovanja ODS

Odnosno, jednadžbom prikazano, u normalnom radnom stanju za sve integracije obnovljivih izvora i sve potrošače koje također nadzire pametna mreža, suma svih troškova rezultira skupnim troškovima ODS-a:

$$C_{ODS} = \sum [C_{U,I} + C_{P,Q} + C_{ISK-OIE} + C_{ISK-POTR} + C_{AKUM} + C_{OPREME} + C_{NOVI OIE}] \quad (116)$$

Sada, sumirajući sve dosadašnje modele integracije, mogu se navesti tri osnovne funkcije cilja:

1. Suma svih troškova solarnih elektrana, odnosno troškova investicije mora težiti minimumu,

$$C_{SE\ TOTAL} = C_{INV} \rightarrow \min \quad (117)$$

2. Suma svih troškova Operatora distribucijskog područja (ODS), odnosno troškova poslovanja operatora, mora težiti minimumu,

$$C_{ODS} \rightarrow \min \quad (118)$$

3. Suma svih troškova investicije i troškova Operatora distribucijskog područja mora težiti minimumu.

$$[C_{INV} + C_{ODS}] \rightarrow \min \quad (119)$$

Nakon ispunjenja svih triju uvjeta minimiziranja postojećih troškova, možemo zaključiti da je postignuta optimalizacija troškova modela integracije po svim definiranim kriterijima.

#### 4.3.4. Opći Model integracije prema uvjetima svih optimalizacija

Dakle, nakon prikaza svih mogućnosti modeliranja koje se odvijaju u raznim situacijama integracije, a sa ciljem optimalizacije integracije, tj. postizanja *stanja nulte potrošnje*, (*zero energy*), važno je nabrojati slijedeće:

- jasno su definirani *smjerovi tokova energije*, te situacije *odnosa proizvodnje i potrošnje* električne energije, sa krajnjim ciljem *izjednačavanja proizvodnje i potrošnje*, tako da je postignuto *stanje nulte potrošnje (zero energy)*
- prikazane su *napredne metode integracije* električne energije za *poboljšanje integracije* (regulacija napona, djelatne i jalove snage,  $\cos \varphi$ , gubici, upravljanje potrošnjom)
- analizirani su modeli integracije prema:
  - optimalizaciji tehničkog stanja
  - optimalizaciji troškova investicije
  - optimalizaciji troškova poslovanja Operatora distribucijskog sustava (ODS-a)

Sve ovo ukazuje na potrebu sagledavanja svih relevantnih činjenica kod planiranja razvoja distribucijske urbane mreže, odnosno kod opredjeljenja i odlučivanja načina razvoja njenog modela tijekom prelaza u novo stanje, prvenstveno integracije obnovljivih izvora energije i njene optimalizacije do željenog *stanja nulte potrošnje (zero energy)*.

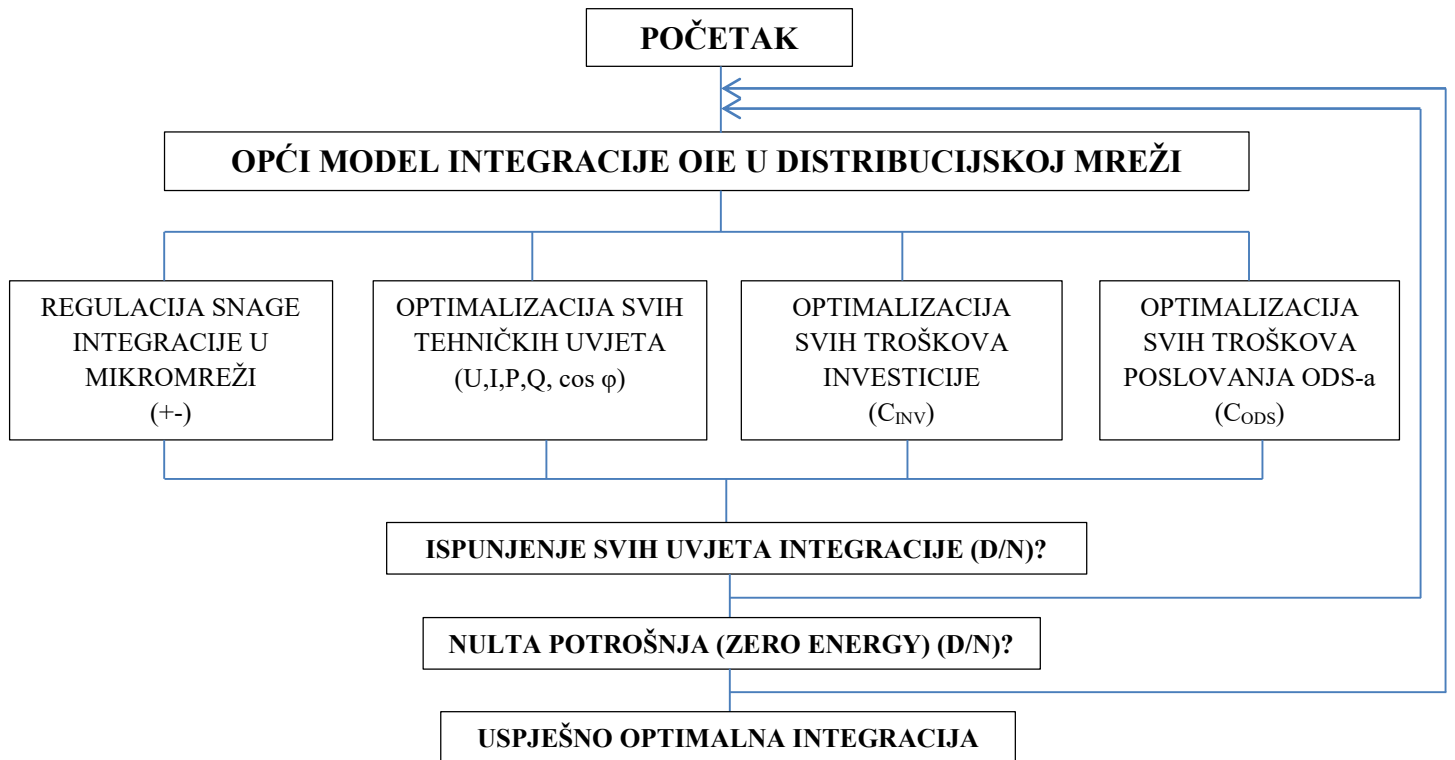
Opći zaključak je da se razvoj modela planiranja urbane distribucijske mreže tijekom prijelaza u novo stanje uspješno postiže, te da je ostvarenje *nultog stanja potrošnje (zero energy)* izvedivo na više različitih optimalnih postupaka koji sumarno dovode do jednakog cilja, a to je dovoljna količina proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije da pokriva potrebu potrošnje električne energije bez korištenja električne energije iz distribucijske mreže.

Ovakav model koji zadovoljava sve optimalizacije i sve njihove uvjete, naziva se *opći model integracije obnovljivih izvora energije*, a također je ujedno i *odgovarajući model s kojim se postiže planiranje i razvoj urbane distribucijske mreže* u situaciji prijelaza distribucijske mreže u potpuno novo stanje – *nulta potrošnja (zero energy)*.

Za analiziranje ovih uvjeta napravljen je i prikazan na slijedećoj Slici 92, blok dijagram općeg modela integracije. Kao što se to vidi na slici, ovdje je u zasebnom bloku posebno uvjetovano „ispunjenje svih uvjeta integracije“, neovisno o posebnom bloku - uvjetu „nulta potrošnja – zero energy“.

Objašnjenje prvog bloka - uvjeta je jednostavno: ispunjenje svih uvjeta integracije može biti zadovoljeno, ali nije postignuto stanje „nulte potrošnje – zero energy“, nego se još uvijek dio električne energije (npr. 10%) dobiva iz distribucijske mreže, a možda se i investitor i operator (distributer) s ovim stanjem u dogovoru slažu, (npr. stanje remonta distribucijske mreže ili foto naponske električne opreme).

Tek uvjet drugog bloka „nulta potrošnja – zero energy“ strogo naređuje postizanje stanja jednake količine energije, proizvedene u odnosu na potrošenu, tj. mora se ostvariti nultapotrošnja – zero energy. Naravno, sada se odvija promjena režima rada dijela distribucijske mreže, odnosno mikro mreže, jer ona sada iz *distributivnog režima rada* prelazi u *otočni režim rada*.

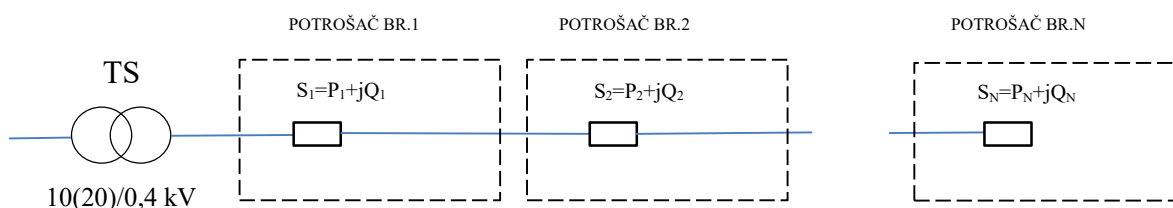


Slika 92. Blok dijagram Općeg Modela integracije OIE prema svim uvjetima optimalizacije

Nakon prikaza općeg modela integracije u prethodnom blok dijagramu, potrebno je također to prikazati i u shematskom obliku.

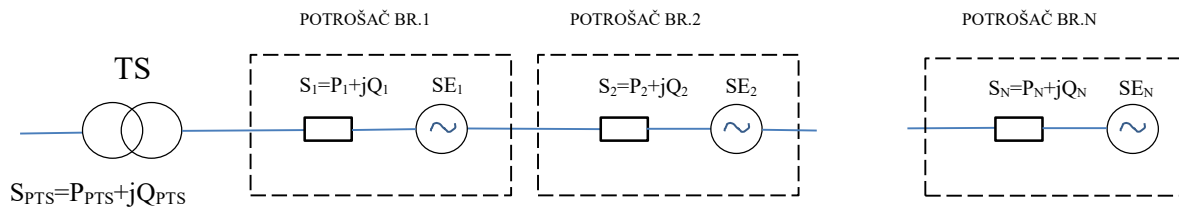
Dakle, za prikaz sheme općeg modela integracije potrebno je napraviti slijedni prikaz svih razvojnih stanja, počevši od sadašnjeg stanja urbane distribucijske mreže, treba obvezno uvažavati sve nastale promjene na osnovu niza zahtijevanih uvjeta, pa konačno doći do stanja operativne pametne mreže u budućnosti.

### A) SADAŠNJE STANJE URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE



Na prikazanoj Slici A), jasno se vidi dio distribucijske mreže (mikro mreža) koja se napaja iz distribucijske trafostanice, te niz potrošača od 1 do N, sa svojim snagama potrošnje. Nakon integracije obnovljivih izvora, kod svakoga potrošača dodaje se jedan novi energetski izvor, a u ovome slučaju to su solarne elektrane. Cjelokupna situacija se pomalo mijenja u drugačiju energetska strukturu koja je prikazana na slijedećoj Slici B).

## B) INTEGRACIJA IZVORA OBNOVLJIVE ENERGIJE

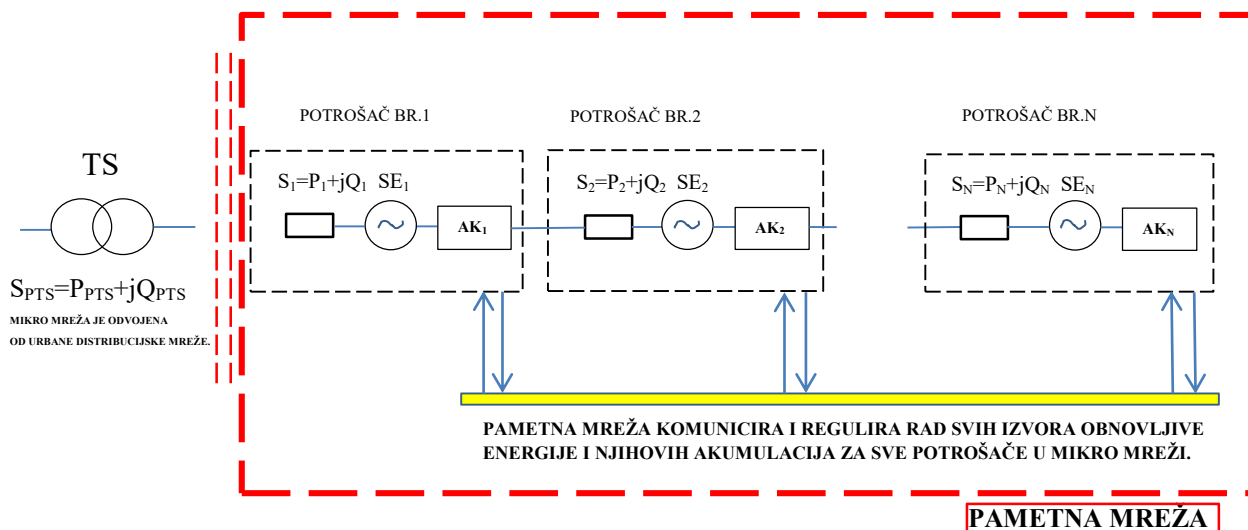


U ovoj situaciji, teži se ostvarenju stanja „*nulte potrošnje*“, odnosno na engleskom „*zero energy*“, tj. ukupna proizvodnja svih izvora mora biti jednaka ukupnoj potrošnji cijele mikro mreže, te stoga nije potrebno dodatno trošiti snagu iz distribucijske mreže. Navedena jednadžba glasi:

$$S_{PTS} = S_{SE1} + S_{SE2} + \dots + S_{SEN} \quad (120)$$

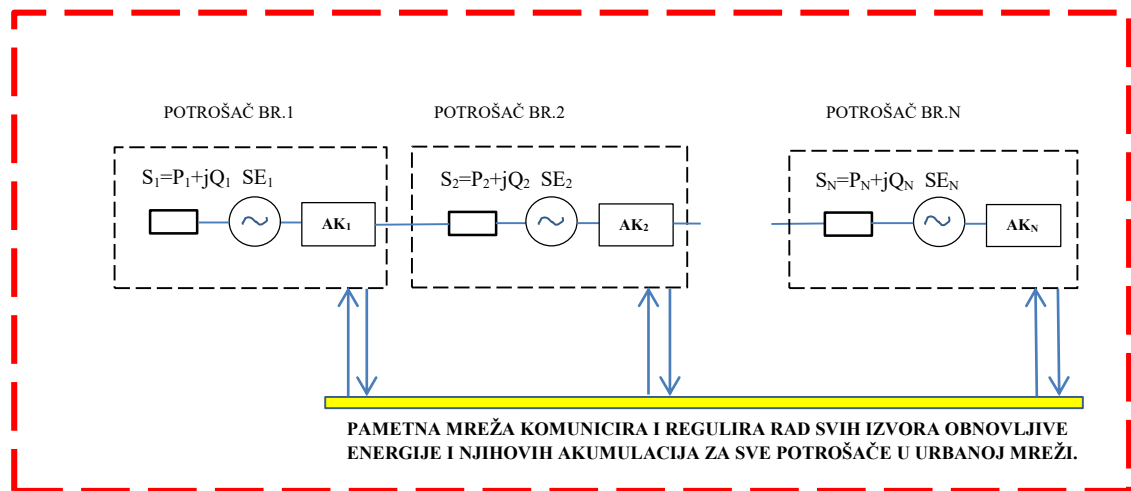
Također se moraju uzeti u obzir i svi postupci za postizanje i za očuvanje stanja *nulte potrošnje*, „*zero energy*“, (tj. normalni svakodnevni režim rada svih izvora obnovljive energije), a to je korištenje svih naprednih metoda integracije kao što je to npr. akumulacija električne energije sa upotrebom određenih baterija. Tako da se cjelokupna struktura urbane distribucijske mreže na osnovu ove integracije i primjene naprednih metoda integracije približava postizanju stanja *nulte potrošnje*, „*zero energy*“, te kao takva prelazi u otočni režim rada, odnosno, prelazi u režim rada *pametne mreže*.

## C) OPĆI MODEL INTEGRACIJE U PRIJELAZU PREMA PAMETNOJ MREŽI



Na prethodnoj Slici (C slučaj), sada se uočava *Opći Model urbane distribucijske mreže* koji je prešao u otopni režim rada pod nadzorom i regulacijom pametne mreže.

#### D) OPĆI MODEL INTEGRACIJE - OTOČNI REŽIM- PAMETNA MREŽA



Slika 93. Shema Općeg Modela urbane distribucijske mreže koji je prešao iz klasičnog distribucijskog režima rada u otopni režim rada pametne mreže

Prezentirani *Opći Model*, na Slici 93,(D slučaj) je konačni cilj promatranja i analiziranja svih promjena koje su se odvijale kroz pojedina stanja urbane distribucijske mreže do prelaska u novo stanje, a to je *virtualna pametna mreža*.

#### 4.4. Stanja integracije obnovljivih izvora energije

Sada se dolazi do jednog od najvažnijih problema kod integracije obnovljivih izvora energije, a to je rješavanje cjelokupnog kapaciteta izvedive integracije u postojeću elektro distribucijsku mrežu (neovisno je li riječ o solarnoj energiji ili nekoj drugoj vrsti energije obnovljivih izvora), tj. koliko je realno moguće integrirati kapaciteta snage obnovljivih izvora da bi se održao zadani uvjet kvalitete električne energije i tehničko energetske stabilnosti distribucijskog sustava.

Naravno, sve je u cilju ostvarivanja optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije i postizanja *stanja nulte potrošnje (zero energy)* za svaku mikro mrežu. Ovo se izvodi uz pomoć softverskih alata, ali da bi se to izvelo, prvo je potrebno razmotriti prethodno navedene primjere integracije solarnih elektrana.

Dakle, u skladu sa navedenim primjerima i rezultatima mjerenja i analize podataka promatranih solarnih elektrana iz prethodnog poglavlja, može se pretpostaviti da će i za ostale solarne elektrane u istome naselju, na galvanskoj vezi iste trafostanice, odnosno relativno blizu prethodno priključenoj solarnoj elektrani, biti jednako dobro provedena integracija u istu elektro distribucijsku mrežu.

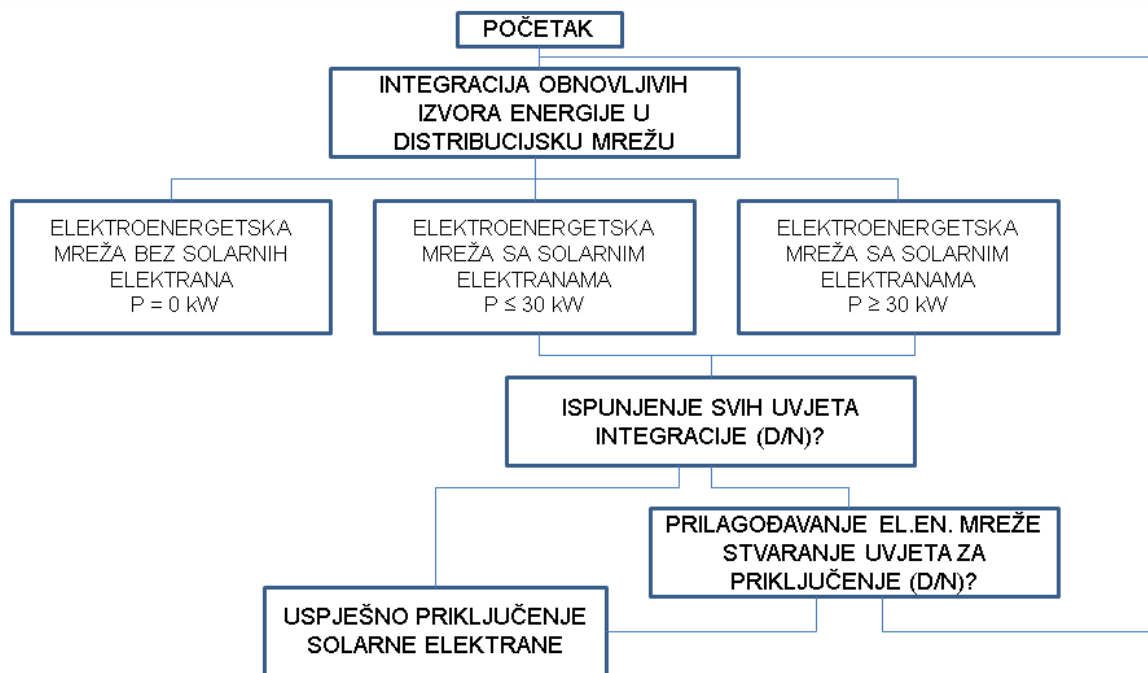


No, nameće se odmah slijedeće pitanje – tj. problem, što je do sada čest slučaj u našim seoskim sredinama, a to je činjenica da nakon priključenja jedne solarne elektrane, u blizini promatrane priključene elektrane jedan od susjeda po uzoru na prethodnika, odluči također investirati svoje novce u proizvodnju električne energije na osnovu foto naponskih panela.

Prostorno promatrano, to je solarna elektrana u istoj ulici u radijusu od npr. 100 m do 400 m udaljenosti, ali tehnički gledano, to je solarna elektrana priključena na istu distribucijsku trafostanicu, i to na isti izvod te trafostanice, što nije energetska najpovoljnije jer u konačnici dolazi na nekim mjestima do velikog koncentriranja izvora energije, a na nekim izvodima gdje nema solarnih elektrana se može čak i očekivati manjak električne energije, odnosno pad njene kvalitete, (prvenstveno manifestiranog kao znatnijeg pada napona). Po jednostavnoj logici, da bi se izbjegao ovaj nesklad, odnosno energetska neravnoteža, može se zaključiti da je najpametnije priključiti po jednu solarnu elektranu na svaki energetski izvod pojedine trafostanice što bi rezultiralo sa pravilnim razmještajem u energetska tehničkom smislu i najboljim energetska karakteristikama proizvodnje električne energije cijelog naselja. No, s obzirom da u praksi nikad nije ovako idealno raspoređeno, nužno je razmotriti sav mogući utjecaj solarnih elektrana, sve posljedice, te predložiti moguća rješenja. Ako se malo vratimo na prethodno poglavlje, tj. drugi primjer integracije onda se može primijetiti da su u trenucima snježnih padalina određene faze bile sputavane i nisu mogle dati svoj energetski doprinos, tako da se ovdje mogu razlikovati **tri ekstremne situacije:**

- A. Stanje NN mreže bez ugrađenih solarnih elektrana (ili su ugrađene, ali izvan funkcije zbog npr. snježnih nanosa – zimski period)*
- B. Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama (koje su potpuno operativne i rade sa 100% kapacitetom svojih nazivnih snaga – ljetni period )*
- C. Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama, te koje rade sa 100% kapaciteta, a njihova proizvodnja električne energije je jednaka potrošnji električne energije, odnosno, postignuto je stanje nulte potrošnje (zero energy), a promatrana mikro mreža prelazi u otočni režim rada.*

Dakle, u svrhu postizanja stanja nulte potrošnje i opisa modela integracije obnovljivih izvora energije u urbanoj distribucijskoj mreži, ovdje je nužno prikazati blok dijagram na Slici 94. koji pored navedena dva ekstremna (najučestalija stanja u distribucijskoj mreži HEP-d.d.), objašnjava postupak integracije obnovljivih izvora energije za moguće različite situacije instalirane snage solarne elektrane u distribucijskoj mreži HEP-d.d.



Slika 94. Blok dijagram osnovnog modela integracije izvora solarne energije u HEP d.d.

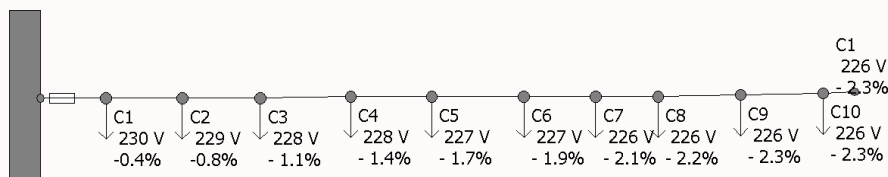
#### 4.4.1. Stanje NN mreže bez ugrađenih solarnih elektrana

Samo rješavanje problema kapaciteta integracije obnovljivih izvora energije zahtjeva promatranje različitih situacija elektrodistribucijske mreže u nekoliko matematički zasebnih koraka, sa krajnjim ciljem da bi se zapravo odredio koliki je taj kapacitet. Ovdje je primarno analiziranje kapaciteta integracije obnovljivih izvora u distribucijsku mrežu, te je stoga nužno kao prvi korak promatrati situaciju obične distribucijske mreže bez ikakvih obnovljivih izvora energije i to uzeti kao osnovu polazišta svih daljnjih razmatranja.

Dakle, ako uzmemo za promatranje jedan klasični NN izvod u naselju (grad Osijek), kao što je to navedeno u drugom primjeru integracije (4.2.2), onda bi to izgledalo ovako:

- ❖ Na početku NN izvoda nalazi se osnovni energetska izvor, odnosno trafostanica uobičajene snage  $P_i = 400$  kVA, koja napaja zračnu mrežu sa samonosivim kabelskim snopom X00/0-A  $3 \times 70 + 71,5 + 2 \times 16$  mm<sup>2</sup> na krovnim stalcima, te napaja 50 kuća (domaćinstva) u dužini ulice oko 400 m. Strujna opteretivost samonosivog kabelskog snopa je 190 A po fazi, odnosno pri simetričnom opterećenju maksimalna vršna snaga izvoda iznosi cca  $P_v = 130$  kW, [Lit. 320.] Normativ potrošnje je GA4 (Aparati)  $P = 0,43n + 2,41\sqrt{n}$ , ( $P_{vn} = 38,54$  kW) sa jednom trgovinom mješovite robe u ulici ( $P_v = 20$  kW, hladnjaci), Slika 95.

### KTS-134 OSIJEK



Slika 95. NN izvod naselja bez solarnih elektrana

Softverskim proračunom dobivaju se dobri rezultati:

- Pad napona je u dopuštenim granicama  $\Delta U = -2,3 \%$
- Struja izvoda je  $I = 54,7 \text{ A}$ , a osigurač na početku izvoda od 125A zadovoljava uvjete štice.
- Opterećenje je simetrično na sve tri faze, kako za napon, tako i za struju.
- Frekvencija je stabilna, a  $\cos \varphi$  je približno jednak jedinici.

Dakle, može se konstatirati da je opterećenje potrošnje sasvim u granicama normalnoga, odnosno, promatrana NN mreža u ulici je potpuno funkcionalna i stabilna u elektro distribucijskom smislu.

Matematička jednačba snage izgleda ovako:

$P_{MAX}$  = Maksimalna moguća vršna snaga izvoda (kapacitet glavnog voda)

$P_{POTR}$  = Zbroj svih vršnih snaga potrošnje (svih potrošača) izvoda

$P_K$  = Snaga potrošnje kućanstva prema normativu

$P_Z$  = Snaga potrošnje trgovine mješovite robe

$P_N$  = Neiskorištena snaga izvoda

$$P_{MAX} \geq P_{POTR} \quad (121)$$

odnosno

$$P_{MAX} \geq P_K + P_Z + P_N \quad (122)$$

U ovome stanju NN mreže bez solarnih elektrana, možemo zaključiti da je zadovoljena *energetska ravnoteža snaga*, ujedno i svih ostalih parametara.

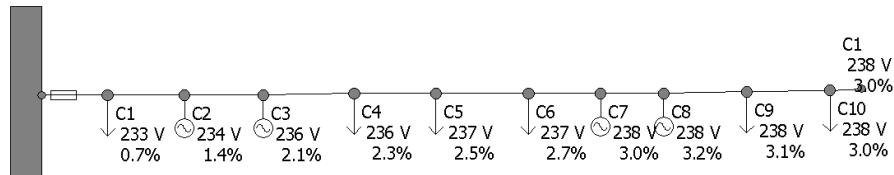
#### 4.4.2. Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama

Pretpostavimo da je nakon nekoga određenog vremena u promatranoj gradskoj ulici došlo do investiranja i ugradnje foto naponskih panela na krovove kuća, tj. do investiranja u solarne elektrane i njihove integracije u postojeću distribucijsku mrežu. U ovoj situaciji treba promatrati osnovnu NN mrežu ulice iz prethodnog poglavlja i čvorove C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>7</sub>, C<sub>8</sub>, jer na tim mjestima su novo instalirane solarne elektrane i to prema snagama kako slijedi: C<sub>2</sub> – 10 kW, C<sub>3</sub>

– 30 kW,  $C_7$  – 10 kW,  $C_8$  – 30 kW, što ukupno iznosi 80 kW snage iz obnovljivih izvora energije za taj NN energetska izvod, Slika 96.

Sada energetska situacija promatranog NN izvoda izgleda ovako:

### KTS-134 OSIJEK



Slika 96. NN izvod sa instaliranim solarnim elektranama

Ovdje je došlo do znatnih promjena u odnosu na prethodnu energetska situaciju, a sam proračun pokazuje veoma dobre rezultate:

- Pad napona na kraju izvoda  $\Delta U$  je smanjen toliko da je porastao sa nekadašnjih -3,0 % na +3,0 %, što je još uvijek u dopuštenim granicama ( $\pm 10\%$ )
- Struja izvoda je povećana na  $I = 90,9$  A, a osigurač na početku izvoda od 125A zadovoljava uvjete štice.
- Opterećenje je simetrično na sve tri faze, kako za napon, tako i za struju.
- Frekvencija je stabilna, a  $\cos \varphi$  je približno jednak jedinici.

Na osnovu ovoga, može se konstatirati da je opterećenje osnovnog izvora energije (u ovome slučaju trafostanice) znatno smanjeno zbog doprinosa solarnih elektrana, ali je suprotno očekivanom uobičajenom smanjenju napona na krajevima NN izvoda, kod krajnjih potrošača zbog instaliranih solarnih elektrana registrirano znatno povećanje vrijednosti napona koje je još uvijek u dopuštenim granicama.

Sada se nameće početno željeno pitanje, gdje su granice mogućega integriranja određenih kapaciteta snage obnovljivih izvora energije, u ovome slučaju solarne energije?

Za pristupanje ovome pitanju treba matematički analizirati jednadžbe:

$P_{C2}$  = Vršna snaga prve solarne elektrane čvora  $C_2$

$P_{C3}$  = Vršna snaga druge solarne elektrane čvora  $C_3$

$P_{C7}$  = Vršna snaga treće solarne elektrane čvora  $C_7$

$P_{C8}$  = Vršna snaga četvrte solarne elektrane čvora  $C_8$

$P_{SEUK}$  = Zbroj svih vršnih snaga solarnih elektrana u ulici

Također se uzimaju u obzir i jednadžbe iz 2.4. poglavlja, gdje se definira ciljna funkcija planiranja razvoja proizvodnje.

Energetska ravnoteža je uspostavljena ukoliko je zadovoljen uvjet:

$$P_{MAX} \geq P_{SEUK} - P_{POTR} \quad (123)$$

iz ove jednadžbe 123. dobivamo novu jednadžbu 124.:

$$\underline{P_{SEUK} \leq P_{MAX} + P_{POTR}} \quad (124)$$

U ovome slučaju zbroj svih vršnih snaga solarnih elektrana u ovoj ulici mora biti manji od 177,32 kW.

Ova jednadžba je ujedno i traženi odgovor o veličini kapaciteta integriranja obnovljivih izvora energije u niskonaponskim distribucijskim mrežama poput promatrane ulice u gradu Osijeku.

***Prema jednadžbi, zbroj svih vršnih snaga solarnih elektrana u ulici mora biti manji ili jednak sumi vršne snage energetskog izvoda i vršne snage svih potrošača u ulici.***

Pretpostavimo da aproksimativno baratamo sa poznatim brojem svih NN izvoda u naselju, tj. brojem  $m$ , te primjenom poznate jednadžbe za jednu ulicu, odnosno jedan izvod  $P_{SEUK} \leq P_{MAX} + P_{POTR}$  i mogućeg broja izvoda  $m$  dobivamo jednadžbu za cijelo naselje.

$$mP_{SEUK} \leq mP_{MAX} + mP_{POTR} \quad (125)$$

$$\underline{P_{SE\ NASELJA} \leq P_{MAX\ NASELJA} + P_{POTR\ NASELJA}} \quad (126)$$

Ukoliko se ova jednadžba primjeni na energetske podatke iz distribucijske mreže Gradske četvrti Retfala (naselje od 40 trafostanica, ukupne instalirane snage 27970 kVA, 14123 stanovnika, 5200 domaćinstava) [Lit. 320.] možemo složiti parametre:

$$P_{MAX\ NASELJA} = 25173 \text{ kW, odnosno } 27970 \text{ kVA sa } \cos \varphi = 0,9$$

$$P_{KNASELJA} = \text{prema normativu } 0,36n + 1,45\sqrt{n} = 1976,56 \text{ kW}$$

$$P_{ZSNASELJA} = \text{cca } 300 \text{ kW (općina, vatrogasni dom, škola, ambulanta, trgovine, firme, itd.)}$$

$$P_{POTR\ NASELJA} = P_{KNASELJA} + P_{ZSNASELJA} = \text{cca } 2.276,56 \text{ kW}$$

Primjenom jednadžbe za cijelo naselje  $P_{SE\ NASELJA} \leq P_{MAX\ NASELJA} + P_{POTR\ NASELJA}$  dobivamo:

$$\underline{P_{SE\ NASELJA} \leq 27.500 \text{ kW.}}$$

Iz ove jednadžbe dobiva se da ukupna moguća snaga integracije obnovljivih izvora energije, odnosno solarnih elektrana u naselju Retfala, aproksimativno mora biti manja od cca 27 MW. Naravno, ovdje je riječ o situaciji kada bi svaka kuća u selu pristala na ugradnju foto naponskih panela snage od 10 kW do 30 kW na svoj krov, što naravno u praksi nije izvodivo zbog dva vrlo važna faktora. Prvi faktor je različito financijsko stanje svake obitelji i njihova spremnost za ovakav oblik ulaganja, a drugi faktor je starosna dob krovova, te njihova statička i mehanička stabilnost za bilo kakva dodatna opterećenja. Također treba imati na umu i veći broj više stambenih zgrada koje također imaju foto panele na svojim krovovima, a to predstavlja samo manji broj domaćinstava zbog ograničene površine na krovu zgrade.

Važno je napomenuti da su se svi dosadašnji proračuni i cjelokupna aproksimacija zasnivali na primjeru tehničko-energetske situacije naselja Retfala, a u navedenom naselju je

nakon rata dobrim dijelom izgrađena nova distribucijska mreža po uzoru cjelokupne poslijeratne obnove svih ratom razrušenih područja u Republici Hrvatskoj, naročito u Slavoniji i Baranji. To je zapravo primjena granske norme Direkcije za distribuciju Hrvatske elektroprivrede, N.020.07. "Tehnički uvjeti i upute za izgradnju niskonaponske mreže sa samonosivim kablskim snopom". [Lit. 321.] Tako da je ovo moguće primijeniti svugdje, čak i tamo gdje nije bilo ratnih razaranja, jer je zbog starosti i dotrajalosti stara distribucijska mreža u mnogim naseljima demontirana i izgrađena je potpuno nova mreža istog tipa i energetske-tehničkih svojstava.

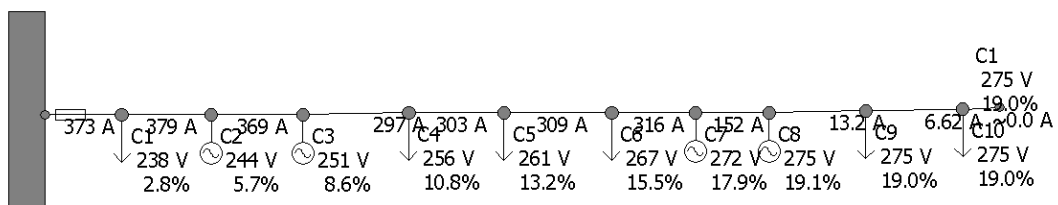
#### 4.4.3. Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama većih kapaciteta

U ovome poglavlju razmatra se mogućnost situacije da se za isti dosadašnje promatrani NN izvod odluče investitori za ugradnju solarnih elektrana većih kapaciteta, odnosno većih vršnih snaga. To više nisu snage od 10 kW ili 30 kW, kao što je to do sada uobičajeno, nego su to snage od npr. 50 kW, 100 i više kW. Ovo definitivno ne može zadovoljiti tražene uvjete iz prethodnih jednadžbi, a koje su postavljene na temeljima energetske ravnoteže postojeće energetske stabilnosti i kapaciteta distribucijske mreže, ali je nužno sagledati i takvu problematičnu situaciju da bi se započeo postupak rješavanja takve situacije i predložila moguća rješenja.

Dakle, kako bi to energetski izgledalo kada bi se za promatrana čvorna mjesta znatno povećale snage: npr.  $C_2$  – 10 kW,  $C_3$  – 50 kW,  $C_7$  – 100 kW,  $C_8$  – 100 kW, što ukupno iznosi 260 kW snage iz obnovljivih izvora energije za taj NN energetski izvod, Slika 97.

Situacija NN izvoda izgleda ovako:

#### KTS-134 OSIJEK



Slika 97. NN izvod naselja sa solarnim elektranama većih kapaciteta

Promjene su drastične i neprihvatljive sa energetskog stajališta:

- Pad napona  $\Delta U$  na kraju izvoda je porastao na +19,0 %, što je neprihvatljivo! (uvjet od  $\pm 10\%$  je znatno prekršen)
- Struja izvoda je povećana na ogromnu vrijednost od  $I=373$  A, što niti jedan osigurač više neće zadovoljiti jer je znatno premašena maksimalna struja opterećenosti glavnog vodiča. ( $I_{vršna}=190$  A)
- Opterećenje je simetrično na sve tri faze, kako za napon, tako i za struju.
- Frekvencija je stabilna, a  $\cos\phi$  je približno jednak jedinici.

Ovi rezultati govore ono što je i pretpostavljeno u početku analize ovoga poglavlja.

***Ukoliko se ne održava energetska ravnoteža integracije kapaciteta obnovljivih izvora energije i postojećih aktivnih distribucijskih izvora energije, takva integracija nije izvodiva, pa se stoga ne smije dopustiti.***

No, u stvarnome životu, uvijek imamo "stvarne" problematične situacije koje su nužne za rješavanje, tj. sasvim je moguće da pojedini investitori odluče investirati u solarne elektrane većih kapaciteta i da tako stvarno izgleda njihova energetska potražnja.

Takvi slučajevi se rješavaju na poseban način, a činjenice su slijedeće:

- distribucijska mreža je postojeća, a bilo kakva promjena energetske ravnoteže zahtjeva promjenu distribucijske mreže
- svaki distributer sam financira eventualnu izgradnju nove distribucijske mreže ili njene nadogradnje, ali za priključenje novog potrošača ili elektrane, mora sudjelovati i sam investitor, bez obzira je li riječ o statusu potrošača ili proizvođača električne energije
- investitor želi postići maksimalnu dobit uz minimalna ulaganja, a naročito se protivi plaćanju stvaranja odgovarajućih tehničkih uvjeta u distribucijskoj mreži za njegovo priključenje, koje bi on morao financirati ili participirati u njenom financiranju

Imajući sve ovo u vidu, treba riješiti pitanje integracije ovakvih "većih" kapaciteta obnovljivih izvora energije u postojećim distribucijskim mrežama HEP-a.

Odnosno, kako izvesti takvu vrstu integracije, (pored postizanja *stanja nulte potrošnje – zero energy*), a zadovoljiti sve parametre poput napona, struje, frekvencije, viših harmonika, faktora snage, itd.?

Traženje rješenja za ovakve situacije u većini slučajeva dovodi do dvije alternative:

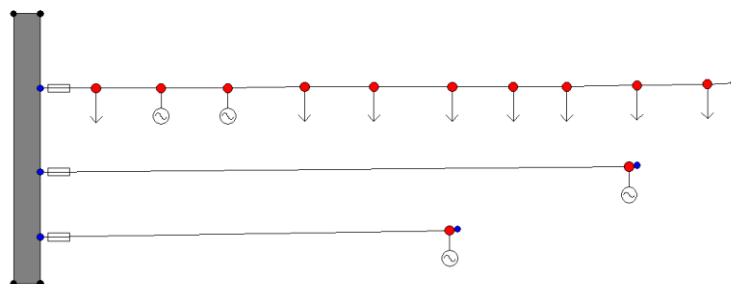
1. Distributer utvrdi da zahtjev za integraciju određenog kapaciteta obnovljivih izvora energije nije moguće ispuniti, a samo ulaganje u bilo kakve energetske-tehničke radnje bilo bi bezuspješno. Na osnovu toga, investitoru se predlaže da smanji predviđeni kapacitet ili odustane od svoga zahtjeva, te razmotri mogućnost investicije na nekom drugom mjestu.
2. Distributer planira izgradnju posebnog NN izvoda i po potrebi rekonstrukciju trafostanice za priključenje novog izvora obnovljive energije.

Pretpostavimo da je ovdje ipak riječ o drugoj alternativi, tj. da je moguće integrirati ove solarne elektrane u distribucijsku mrežu jednog naselja kao što je to Retfala u Osijeku.

Onda zbog manjih kapaciteta ostavljamo solarne elektrane  $C_2$  i  $C_3$  na njihovim mjestima, no solarne elektrane na mjestima  $C_7$  i  $C_8$  imaju vrlo veliki kapacitet snage (svaka po 100kW), te više ne mogu biti integrirane u postojeći NN izvod promatrane ulice. One moraju biti potpuno galvanski odvojene od promatranog NN izvoda i priključene posebnim novim NN izvodima na postojeću trafostanicu u ulici. Za navedene NN izvode predlaže se tipski kabel sa umreženim polietilenom XP00-A 4x150 mm<sup>2</sup>, 0,6/1 kV.

U energetske-tehničkom smislu to znači da bi NN izvod za promatranu ulicu i NN izvodi za buduće solarne elektrane trebali približno izgledati ovako, Slika 98.

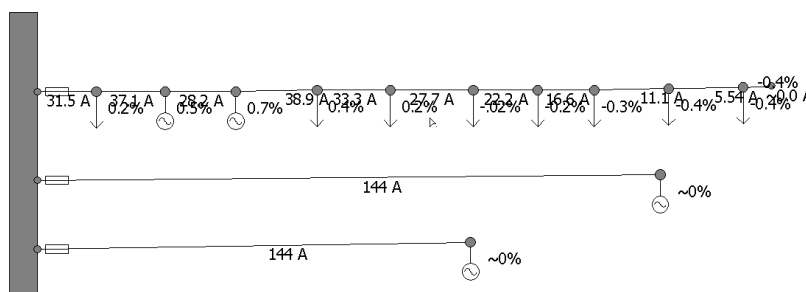
KTS-134 OSIJEK



Slika 98. Situacija NN izvoda za solarne elektrane većih kapaciteta

Uključimo li proračun sa svim dosadašnjim relevantnim parametrima, dobivamo slijedeće:

KTS-134 OSIJEK



Slika 99. Rezultati NN izvoda za solarne elektrane većih kapaciteta

Svi dobiveni parametri ovako raspoređenih snaga su zadovoljavajući:

- Pad napona  $\Delta U$  na kraju izvoda ulice je  $-0,4\%$ , što je izvrsno (u granici  $\pm 10\%$ )
- Padovi napona  $\Delta U$  za posebne NN izvode solarnih elektrana sa  $C_7$  i  $C_8$  su približno nula, što je idealno (u granici  $\pm 10\%$ )
- Struje sva tri izvoda  $I_{MAX}$  su 31,5 A, 144 A i 144 A, i bez problema se dionice štite sa osiguračima od 125A i 160 A.
- Opterećenje je simetrično na sve tri faze, kako za napon, tako i za struju.
- Frekvencija je stabilna, a  $\cos \varphi$  je približno jednak jedinici.

Dakle, druga alternativa je izvodiva i mogu se postići izuzetno dobri rezultati. Tek sada, izvodeći i prikazujući cjelokupni postupak integracije obnovljivih izvora energije u distribucijsku mrežu kroz pojedinačne prethodne primjere integracije, uočava se da dolazimo do jednakih finalnih zaključaka koji su postavljeni kao *temeljni uvjeti* u donesenom zakonu "Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede", a to je da se na niskonaponski vod mogu priključiti male elektrane ukupne snage do 100 kW ili male elektrane snage do 500 kW na niskonaponske sabirnice postrojenja 10(20)/0,4 kV, (što smo zapravo matematički i dokazali). [Lit. 319.]

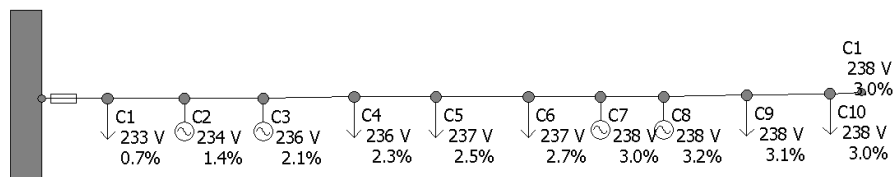


#### 4.4.4. Stanje NN mreže – nulta potrošnja (zero energy)

U ovome poglavlju se konačno analizira ono što je suštinski cilj optimalizacije integracije, a to je postići *stanje nulte potrošnje (zero energy)*, odnosno situaciju u kojoj je proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije jednaka količini električne energije za potrošnju, te stoga nije potrebno dodatno potraživati električnu energiju iz distribucijske mreže.

Za ovo razmatranje je potrebno prisjetiti se energetske situacije iz poglavlja 4.4.2. (Stanje NN mreže sa ugrađenim solarnim elektranama), Slika 100.

**KTS-134 OSIJEK**



Slika 100. NN izvod sa instaliranim solarnim elektranama

Dakle, u prošlom poglavlju 4.4.2. razmatralo se pitanje, gdje su granice mogućega integriranja određenih kapaciteta snage obnovljivih izvora energije, u ovome slučaju solarne energije? Međutim, u ovome poglavlju tražimo *stanje energetske ravnoteže*, tj. koja količina proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije, odgovara količini električne energije potrošnje (izvoda trafostanice, cijele trafostanice, naselja – mikro mreže dijela, distribucijske mreže)

Za pristupanje ovome pitanju treba matematički analizirati jednadžbe:

$P_{MAX}$  = Maksimalna moguća vršna snaga izvoda (kapacitet glavnog voda)

$P_{POTR}$  = Zbroj svih vršnih snaga potrošnje (svih potrošača) izvoda

$P_K$  = Snaga potrošnje kućanstva prema normativu

$P_Z$  = Snaga potrošnje trgovine mješovite robe

$P_N$  = Neiskorištena snaga izvoda

$P_{C2}$  = Vršna snaga prve solarne elektrane čvora  $C_2$

$P_{C3}$  = Vršna snaga druge solarne elektrane čvora  $C_3$

$P_{C7}$  = Vršna snaga treće solarne elektrane čvora  $C_7$

$P_{C8}$  = Vršna snaga četvrte solarne elektrane čvora  $C_8$

$P_{SEUK}$  = Zbroj svih vršnih snaga solarnih elektrana u ulici

Odnosno, jednadžba slijedi:

$$P_{MAX} \geq P_{POTR} \quad (121)$$

odnosno

$$P_{MAX} \geq P_K + P_Z + P_N \quad (122)$$

Energetska ravnoteža je uspostavljena ukoliko je zadovoljen uvjet:

$$P_{MAX} \geq P_{SEUK} - P_{POTR} \quad (123)$$

iz ove jednadžbe 123. dobivamo jednadžbu 124.:

$$P_{SEUK} \leq P_{MAX} + P_{POTR} \quad (124)$$

Prema jednadžbi (br.124), u situaciji neravnoteže, zbroj svih vršnih snaga solarnih elektrana u ulici mora biti manji ili jednak sumi vršne snage energetskog izvoda i vršne snage svih potrošača u ulici.

Analogno, pretpostavimo da aproksimativno baratamo sa poznatim brojem svih NN izvoda u naselju, tj. brojem  $m$ , te primjenom poznate jednadžbe za jednu ulicu, odnosno jedan izvod  $P_{SEUK} \leq P_{MAX} + P_{POTR}$  mogućeg broja izvoda  $m$  dobivamo jednadžbu za cijelo naselje (mikro mrežu).

$$mP_{SEUK} \leq mP_{MAX} + mP_{POTR} \quad (125)$$

$$P_{SE\ NASELJA} \leq P_{MAX\ NASELJA} + P_{POTR\ NASELJA} \quad (126)$$

*U našem slučaju, proizvedena snaga solarnih elektrana mora biti jednaka snazi potrošnje, a proizvodnja iz distribucijske mreže mora biti jednaka nuli, odnosno to bi bilo stanje nulte potrošnje (zero energy).*

Dakle, ukoliko nema napajanja iz distribucijske mreže, nego je ostvarena proizvodnja zadovoljila traženu potrošnju, što znači da je  $P_{MAX\ NASELJA} = 0$ , stoga jednostavno dobivamo da za određeno naselje, odnosno mikro mrežu, mora biti:

$$\underline{P_{SE\ NASELJA} = P_{POTR\ NASELJA}} \quad (127)$$

Tu je ostvarena optimalizacija integracije obnovljivih izvora u *stanje nulte potrošnje (zero energy)*. Odnosno, postignut je cilj razvoja modela planiranja urbane distribucijske mreže u prijelazu u novo stanje, a to novo stanje je željeno *stanje nulte potrošnje (zero energy)*, gdje nije potrebno koristiti dodatnu električnu energiju iz distribucijske mreže.

Također je vidljivo da je u ovome energetskom stanju *nulte potrošnje*, promatrana distribucijska mreža naselja, odnosno, mikro mreža, prelazi iz *distribucijskog režima rada u otočni režim rada*. Trenutno je u distribucijskoj mreži HEP-a propisom zabranjen *otočni režim rada*, no u budućnosti, ukoliko se primjeni *pametna mreža*, *otočni režim* će zapravo postati cilj.

#### 4.5. Budućnost integracije obnovljivih izvora

Prema dosadašnjem analiziranju i traženju odgovora koja su se postavljala u ovome poglavlju, a u svrhu uspješne integracije obnovljivih izvora energije u sadašnju distribucijsku mrežu, te sa postizanjem cilja – *optimalnog stanja nulte potrošnje (zero energy)*, za svaku mikro mrežu, može se zaključiti više zaključaka.

Prvi zaključak i ujedno početni korak jeste podatak da propisane zakonske norme "Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede" zbog kapaciteta postojeće distribucijske mreže i stabilnosti cjelokupnog elektroenergetskog sustava dopuštaju da male elektrane mogu isporučiti ukupno proizvedenu električnu energiju ili njen raspoloživi višak (nakon podmirenja vlastitih potreba) , do najveće (zbrojeno) ukupne snage od 5 MW. [Lit. 319.]

Ukoliko uzmemo u obzir rezultat rješavanja problema veličine kapaciteta integracije solarne energije na primjeru gradskog naselja Retfala u Osijeku, koji je računskom metodom, odnosno matematičkim postupkom došao do rezultata mogućnosti instaliranja solarne energije u promatranom naselju, a to je približno  $\leq 27$  MW. Pa kada bi čak uzeli znatna ograničenja kod ovoga naselja, ali također i kod sličnih situacija svih ostalih naselja, npr.:

- financijska mogućnost i opredjeljenje stanovništva za takvo ulaganje
- stabilnost krovne konstrukcije kuća
- neodgovarajuće energetske stanje postojećih trafostanica, (npr. male snage ugrađenih transformatora i slijedno tome mali kapacitet VN i NN blokova)
- neodgovarajuće energetske stanje postojećih NN i VN vodova (vodovi veće starosne dobi sa smanjenim strujnim presjekom)

Još uvijek se od maksimalnih 27 MW snage može računati na sigurnih 20 MW po naselju srednje veličine kao što je Retfala. Gledajući širu sliku Slavonije i Baranje, sa svim ostalim naseljima u gradu Osijeku i naseljima u ostalim gradovima (npr. Vinkovci, Vukovar, Slavonski brod, Našice, itd.) , ovdje se može razmatrati mogućnost integracije najmanje 200 MW snage iz solarne energije. Uzmemo li u obzir i druge dijelove Republike Hrvatske, područje grada Zagreba, Zagorje, Međimurje, Lika, Istra, Dalmacija, onda se može vrlo lako izračunati da na području cijele Republike Hrvatske može se sigurno integrirati najmanje 1000 MW solarnih elektrana.

Procjene drugih stručnjaka govore da je ova procjena previše kritički minimizirana, te da su mogućnosti proizvodnje električne energije sa korištenjem foto naponskih sustava daleko veće. Tako npr. "Zelena energetska zadruga " Zagreb [Lit. 325.] tvrdi da ukoliko teritorij Republike Hrvatske promatramo kao tri zasebna dijela; kopneni dio, sjeverni Jadran i Južni Jadran, te onda uzimajući u obzir njihove faktore iskorištenja (capacity factor), procjenjuje se da bi bilo moguće instalirati snagu od 1.200 MW na svako područje. To bi zapravo značilo za cijelu Republiku Hrvatsku oko 3.600 MW, a u usporedbi sa hrvatskom energetske potrebom koja se kreće oko 4.500 MW, ovo bi značilo da se može zadovoljiti oko tri petine (3/5) potrebe u proizvodnji električne energije.

Ovo je do sada samo pogled na mogućnosti korištenja solarne energije kao primarno odabranog obnovljivog izvora energije, ali gdje je tu siguran razvoj prema uspješnoj budućnosti integracije svih obnovljivih izvora energije? Odgovor na ovo pitanje jeste činjenica da ozbiljniji razvoj obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj zapravo počinje 2007. godine sa objavljivanjem Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora i kogeneracije, [Lit. 328.], Pravilnika o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije [Lit. 300.], i Tarifnog sustava za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije [Lit. 329.]. Time je definiran okvir za razvoj tog sektora prema kojem je uvedena poticajna cijena za povlaštene proizvođače električne energije koju proizvode iz obnovljivih izvora, a cijeli proces je reguliran ugovorom

o otkupu električne energije koji se sklapa sa Hrvatskim operatorom tržišta energije d.o.o. [Lit. 326.]

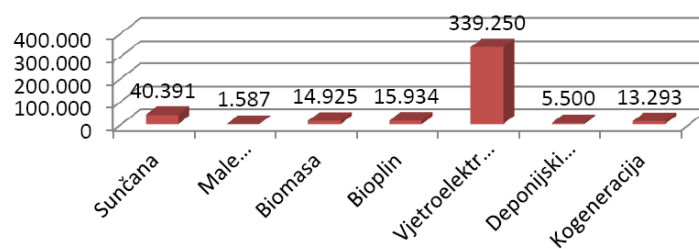
Ulaskom Republike Hrvatske u Europsku uniju, Hrvatska se obvezala na tzv. klimatsko-energetske ciljeve "20-20-20" do 2020. godine [Lit. 330.] , a odnose se na slijedeće:

- 20 % manjim emisijama stakleničkih plinova u usporedbi s 1990. godinom
- 20 % udjela obnovljivih izvora energije u ukupnoj energetskej potrošnji
- 20 % manjoj potrošnjom energije (u odnosu na onu koja se do 2020. godine očekuje u slučaju neprovođenja posebnih mjera)

U sadašnjem vremenu, Republika Hrvatska je na putu ostvarenja ovoga cilja i to prvenstveno zbog proizvodnje električne energije iz velikih hidroelektrana, s tim da je potrebno u idućih nekoliko godina dodatno omogućiti i potaknuti izgradnju barem još 400 do 600 MW elektrana koje koriste obnovljive izvore energije.

Prema podacima Hrvatskog operatora tržišta energije, od sredine 2007. godine do sredine 2015. godine, u pogon je ušlo čak 1.207 postrojenja na obnovljive izvore energije sa ugovorom o otkupu električne energije, a ukupna instalirana snaga svih postrojenja je skoro 431 MW. Najviše ima sunčanih elektrana i to ukupno 1.155 (95,69%), a nakon njih slijedi 16 vjetroelektrana, 15 elektrana na bioplin, 7 malih hidroelektrana, 7 elektrana na biomasu, 5 kogeneracijskih postrojenja i 2 elektrane na deponijski plin i plin iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda. Na popisu solarnih elektrana u pogonu većinu čine mali sustavi snage do 30 kW, dok većih od 100 kW ima manje od 100, pa se može zaključiti da u Republici Hrvatskoj prevladavaju mali solarni sustavi. [Lit. 326.]

Gledajući udio instalirane snage pojedinih obnovljivih izvora, Slika 102. uvjerljivo prednjače vjetroelektrane kojih trenutno u pogonu ima 16, a čiji je udio instalirane snage 78,74 %. Odnosno, prosječna veličina jedne vjetroelektrane veća je od bilo kojeg drugog obnovljivog izvora energije. Elektrane na biomasu, bioplin, kogeneraciju i deponijski plin imaju prosječnu snagu od jednog do nekoliko MW, hidroelektrane imaju par stotina kW, dok vjetroelektrane imaju prosječnu snagu veću od 20 MW. Najveća vjetroelektrana, a ujedno i najveća elektrana obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj (2015.g.) je vjetroelektrana Danilo (kod Šibenika) koja ima snagu od 43,7 MW. [Lit. 326.]



Slika 102. Instalirana snaga integriranih izvora obnovljivih energija u Republici Hrvatskoj (kW)(početkom 2015. godine)

Tehnički gledano, potencijal obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj je vrlo velik, te može pokriti potrebe same države nekoliko puta, pri čemu treba navesti da samo solarna energija ima dovoljan tehnički potencijal da u potpunosti pokrije potrebe za električnom energijom cijele države. U strategiji energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine, predviđa se instalirana snaga vjetroelektrana od 2.000 MW i 250 MW solarnih elektrana, s čime

je dosta podcijenjen potencijal obnovljivih izvora energije u državi i to naročito sa gledišta solarnih elektrana. Po instaliranoj snazi foto naponskih sustava po glavi stanovnika Republika Hrvatska je 22. od svih država u Europskoj uniji (prema podacima iz 2014. godine) pri čemu su ispred nje zemlje sa sjevera Europe i Mađarska koje imaju puno slabiji potencijal za iskorištavanje sunčeve energije. [Lit. 326.]

Sama budućnost integracije obnovljivih izvora energije je vrlo obećavajuća, a zapravo se zasniva na dosadašnjim tehničkim procjenama i prognozama mogućega razvoja. U skladu s tim potrebno je navesti jednu vrlo zanimljivu preliminarnu procjenu iz Energetskog instituta Hrvoje Požar (EIHP). [Lit. 331.]

Naime, u Republici Hrvatskoj je procijenjen tehnički potencijal sunčane toplinske energije od 630 PJ/g, ukoliko se uzme iskoristivost od 600 do 800 kWh po 1 m<sup>2</sup> zauzetog prostora, dok za foto napon 33 PJ/g uz iskoristivost od 950 do 1.400 kWh po 1 kW instalirane snage. Sada, ukoliko pretpostavimo mogućnost postavljanja solarnih sustava za proizvodnju električne energije ili za proizvodnju toplinske energije na otprilike 2 % ukupne površine Republike Hrvatske što bi bilo otprilike 1.130 km<sup>2</sup>. S obzirom da je za sunčane toplinske sustave prosječna iskoristivost 1 m<sup>2</sup> od 700 kWh, čime se dođe do ukupne godišnje toplinske proizvodnje od 791.000 GWh/g, što uvelike nadmašuje potrebe Republike Hrvatske.

Te, ukoliko se za foto napon uzme prosječna vrijednost od 1.100 kWh po jednom kW, pri čemu za jedan kW sustava najčešće treba oko 7 m<sup>2</sup>, onda bi se na 2 % ukupne površine Republike Hrvatske moglo proizvesti 177.500 GWh električne energije godišnje, odnosno deset puta više nego što se troši. Takva, ukupna instalirana snaga zamišljenog sustava bi bila oko 161.300 MW.

Na osnovu ove preliminarne procjene Energetskog instituta Hrvoje Požar možemo zaključiti da je budućnost integracije obnovljivih izvora izuzetno obećavajuća i predstavlja ogromnu mogućnost razvoja u budućnosti.

#### **4.6. Pametna mreža i budućnost integracije obnovljivih izvora**

U sadašnjem razdoblju 21. stoljeća odvija se svojevrsni ubrzani razvoj primjene svih mogućih obnovljivih izvora energije, tako da s toga gledišta pojam pametne mreže u Republici Hrvatskoj još nije dosegnuo točku za početak svoje afirmacije. Gledano ovakvo stanje integracije, može se reći da je integracija tek u začetku cjelokupne globalne primjene obnovljivih izvora energije. Dakle, pojam pametne mreže treba promatrati tek u sazreloj situaciji kada je postignut 100 % udjel obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije. Odnosno, postignuto je stanje nulte potrošnje – „zero energy“, za veliki broj mikro mreža. Tek tu je moguće razmatrati primjenu pametne mreže, a moguća je u regulaciji odnosa između postignutih iskoristivosti različitih izvora obnovljivih izvora prema određenoj dinamici njihovog rada, sa krajnjim ciljem postizanja *optimalnog stanja nulte potrošnje*– „zero energy“ za svaku mikro mrežu.

Pretpostavljeno, u takvom modelu budućnosti koji se može predviđati oko 2050. godine, elektroenergetski sustav Republike Hrvatske se usmjerava prema uključenju u Europske i svjetske trendove, sa krajnjim ciljem da potpuno postane energetski neovisan o uvozu ugljena i drugih energenata. Za ovakvu budućnost sa primjenom pametne mreže nužno je razmotriti i odrediti temeljne faktore koji će utjecati na cjelokupni proces integracije obnovljivih izvora u tom budućem razdoblju, ali i na cjelokupnu ekonomsko – industrijsku situaciju u državi.

#### ❖ Tržište električne energije

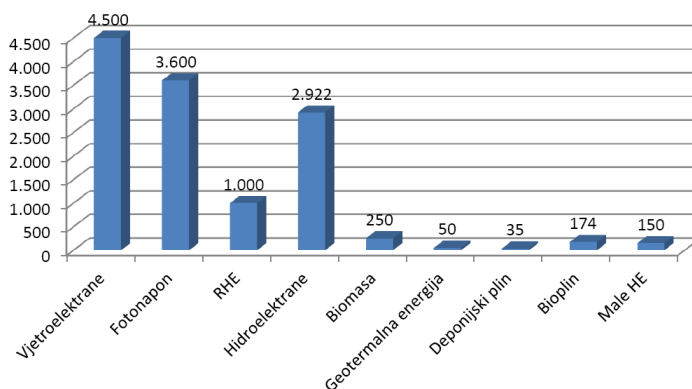
S obzirom da je nemoguće točno predvidjeti satne cijene ovako daleke vremenske budućnosti, kao i razdiobu cijena tijekom dana, budući da će se ona sigurno razlikovati u odnosu na postojeće reference današnjice, uz pretpostavku dostupnosti vanjskog tržišta, pretpostavlja se cijena električne energije od 50 EUR/MWh. Također se pretpostavlja minimalno ograničenje uvoza i izvoza od 2500 MW, kao potrebnog minimuma za funkcioniranje cjelokupnog elektroenergetskog sustava.

#### ❖ Predviđeni instalirani kapacitet obnovljivih izvora

Predviđeni porast instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora temelji se na ključnim dokumentima kao što su to Strategija energetske razvoja Republike Hrvatske, te Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine [Lit. 325., 326.]

U obzir se uzimaju sve postojeće hidroelektrane u Republici Hrvatskoj, kao i hidroelektrane čija se izgradnja očekuje do 2050. godine. Instalirani kapacitet novih hidroelektrana kao i procjene očekivane godišnje proizvodnje električne energije iz hidroelektrana temelje se na dostupnim podacima iz Programa iskorištenja slobodnog hidro potencijala u Republici Hrvatskoj [Lit. 325.] Predviđeni rast instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj, (pretpostavljen linearno), prikazan je na Slici 103.

Sa stajališta proizvodnje električne energije iz energije vjetra, vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj dijele se na tri područja sa pripadajućim faktorom iskorištenja (capacity factor). Sve tri regije se odnose na priobalni dio Republike Hrvatske, s obzirom da je potencijal vjetra u kontinentalnom području relativno mali, te se tamo ne očekuje značajna gradnja vjetroelektrana. Predviđen je jednaki razvoj za sve tri regije, tako da je za svaku određeno 1.500 MW instalirane snage.



Slika 103. Predviđena instalirana snaga svih izvora energije (MW), po tipu tehnologije u Republici Hrvatskoj u 2050. godini

Glede proizvodnje električne energije korištenjem foto naponskih sustava u Republici Hrvatskoj se također razlikuju tri područja s pripadajućim faktorom iskorištenja (capacity factor). U ovom slučaju se podjela provodi na kopneni dio, sjeverni Jadran i južni Jadran, a instalirana snaga svakog područja predviđa se da je 1.200 MW.

Prema većini trenutačnih studija u svijetu očekuje se veća instalirana snaga sunčevih elektrana u odnosu na vjetroelektrane do 2050, ali u Republici Hrvatskoj se zbog trenutačno relativno velike razlike između instalirane snage vjetroelektrana i sunčevih elektrana, te

očekivane još veće razlike u bliskoj budućnosti pretpostavlja da će instalirana snaga vjetroelektrana ostati veća nego sunčevih elektrana, čak i uz brži razvoj sunčevih elektrana u budućnosti.

❖ Modeliranje potrošnje električne energije

Oblik godišnje krivulje potrošnje električne energije sa satnim podacima temelji se na dostupnim stvarnim podacima opterećenja hrvatskog elektroenergetskog sustava. Na osnovu tog referentnog oblika i predviđene potrošnje električne energije u 2050. godini, kreirana je nova krivulja potrošnje, a pretpostavljeno je da je rast vršnog opterećenja u direktnoj korelaciji s rastom potrošnje električne energije.

Nadalje, značajno se predviđa potrošnja električne energije sa električnim automobilima, a pretpostavlja se da se 60 % potrošnje električnih automobila događa u noćnim satima, što je zapravo mjera koja utječe na izjednačenje dnevnog dijagrama potrošnje električne energije. U ovome modelu promatra se samo jedna regija, a to je Republika Hrvatska. Ona ima mogućnost trgovanja i razmjene energije sa susjednim sustavima, a sigurnost dobave električne energije se osigurava uvozom električne energije.

❖ Model elektroenergetskog sustava

U modelu elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske modelirane su slijedeće vrste elektrana:

- Hidroelektrane,
- Reverzibilne hidroelektrane,
- Vjetroelektrane
- Foto naponske elektrane
- Ostali izvori obnovljive energije (biomasa, bioplin, geotermalne elektrane, te elektrane na deponijski plin)

Za svaku elektranu postavljene su vrijednosti slijedećih osnovnih parametara:

- tehnički minimum elektrane (MW),
- maksimalna snaga na generatoru (MW),
- fiksni troškovi pogona i održavanja (€/kW/god),
- varijabilni troškovi pogona i održavanja (€/MWh),
- maksimalna brzina podizanja snage (MW/min),
- maksimalna brzina spuštanja snage (MW/min),
- trošak podizanja snage (€/MW),
- trošak spuštanja snage (€/MW),
- trošak pokretanja (€),
- vrijeme pokretanja (h) i dr.,
- podaci o planiranim održavanjima,
- podaci o neplaniranim popravcima,

Ovisno o tehnologiji elektrane za pojedine proizvodne objekte postavljene su vrijednosti nekih od slijedećih parametara:

- maksimalni faktor korištenja (%),
- snaga pumpe (MW),

- učinkovitost pumpe (%),
- fiksno opterećenje (MW) i dr.

Imajući sve dostupne podatke u vidu, a prema procijeni i pretpostavkama nedostupnih podataka napravljeni su kandidati – elektrane sa pripadajućim osnovnim investicijskim parametrima, Tablica 50., [Lit. 325.]

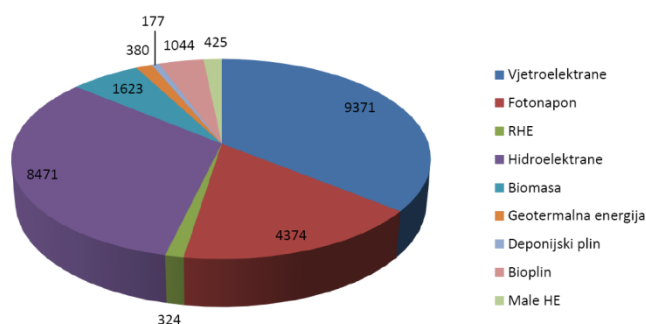
Tip elektrane	Snaga (MWe/MWt)	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2030.g.	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2040.g.	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2050.g.	Tehnički vijek (god.)	Ekonomski vijek (god.)
VE	10	9880	9120	8740	25	15
SE 0,1 MW	0,1	10640	8626	7220	30	15
SE 10 MW	10	6840	6080	5510	30	20

Tablica 50. Osnovni investicijski parametri kandidata – elektrana

Iz navedenih podataka, Tablice 50. lako se može zaključiti ono što je predviđano i u samome začetku razvoja primjene tehnologije obnovljivih izvora, a to je tvrdnja da će se cijena investicijske vrijednosti tehnologije obnovljivih izvora energije s vremenom smanjiti. Odnosno postati će znatno jeftinija i na taj način pristupačnija mnogim zainteresiranim ulagačima, što je također jedan od vrlo bitnih temeljnih točaka same pametne mreže.

#### ❖ Energija iz obnovljivih izvora

Prema prethodno napravljenom modelu proračunata je godišnja proizvodnja električne energije po tehnologiji obnovljivih izvora, Slika 104. Ukupna godišnja potrošnja električne energije na razini Republike Hrvatske u 2050. godini je procijenjena na oko 21.000 GWh, odnosno 21 TWh. Glede tržišta električne energije, na godišnjoj razini se očekuje kupovina 2.142 GWh električne energije, uz prodaju od 7.288 GWh što znači da bi bili u godišnjem plusu od 5.146 GWh.

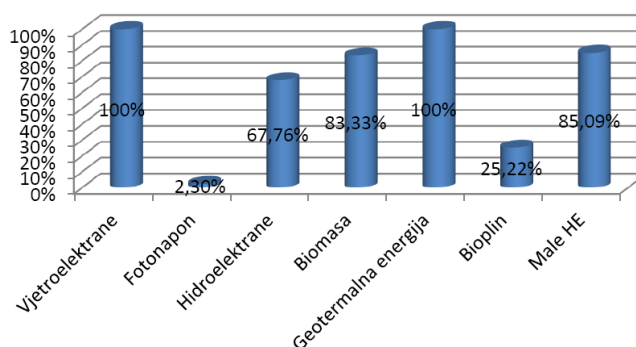


Slika 104. Proizvodnja električne energije prema tehnologiji obnovljivih izvora energije u 2050. godini (GWh)

Ako se usporede prijašnje navedeni tehnički potencijali pojedinih izvora energije, te godišnja proizvodnja pojedinih izvora energije u GWh, vidi se da je kod većine izvora energije time iskorišten veći dio tehničkih potencijala. U takvoj situaciji, većina potencijala nije iskorištena samo kod bio plinskih postrojenja (malo više od 20%), te kod solarnih postrojenja s



obzirom da ista imaju praktički neograničen potencijal (postotak je uzet uzimajući u obzir korištenje samo 2% površine Republike Hrvatske za izgradnju solarnih postrojenja).

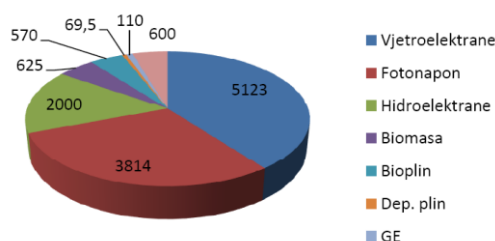


Slika 105. Iskorištenost tehničkog potencijala u 2050. godini

#### ❖ Investicije i troškovi

Glede investicijskih troškova za izgradnju svih tih postrojenja, oni se procjenjuju na ukupno 12.911,5 milijuna €, odnosno skoro 13 milijardi € do 2050. godine. Najveći dio investicija se odnosi na vjetroelektrane i sunčeve elektrane, s obzirom da je veći dio kapaciteta hidroelektrana već izgrađen, Slika 106.

Za vjetroelektrane i solarne elektrane je uzet linearan rast instalirane snage tehnologije pri čemu se u obzir uzima očekivani pad investicijskih troškova tih tehnologija koje će biti predvodnik razvoja u budućnosti.



Slika 106.

*Investicijski troškovi po tehnologiji obnovljivih izvora energije do 2050. godine (M€)*

#### ❖ Nova radna mjesta

Razumljivo je da se kod izgradnje i održavanja, a naročito kod konstantne upotrebe postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije mora računati na povećanje novih radnih mjesta za određene stručne i kvalificirane radnike. Takva nova radna mjesta s obzirom da je riječ o obnovljivim izvorima energije, što je suprotno od npr. drugih goriva (nafta, ugljen, plin) koja imaju za posljedicu znatno zagađenje okoliša, pa se stoga nazivaju i tzv. "zeleno radna mjesta", a u Tablici 51. prikazan je procijenjeni broj radnih mjesta. [Lit. 325.]

Tehnologija obnovljivih izvora energije	Snaga 2015. (MW)	Snaga 2050. (MW)	Razlika 2050. - 2015. (MW)	Jedinični broj poslova u proizvodnji i instaliranju opreme (1/novi MW)	Jedinični broj poslova u pogonu i održavanju (1/instalirani MW)	Broj novih poslova do 2050. godine u proizvodnji i instaliranju opreme (čovjek/godina)	Broj poslova u 2050. godini u pogonu i održavanju opreme (čovjek/godina)
Vjetroelektrane	339	4.500	4.161	8,60	0,20	35.782	900
Foto napon	40	3.600	3.560	17,90	0,30	63.717	1.080
RHE	276	1.000	724	20,50	2,40	14.842	2.400
Hidroelektrane	2.160	2.922	762	7,50	0,30	5.716	877
Biomasa	15	250	235	7,70	5,51	1.810	1.378
Geotermalna energije	0	50	50	10,70	0,40	535	20
Bioplin	16	174	158	10,70	0,40	1.691	70
Deponijski plin	6	35	29	10,70	0,40	310	14
Male HE	26,77	150	123	20,50	2,40	2.526	360
Ukupno	2.879	12.677	9.798			126.929	7.099
Prosječno godišnje						3.626	
Godišnji broj poslova u 2050. godini u proizvodnji i instalaciji, te pogonu i održavanju opreme (čovjek-godina)						10.725	

Tablica 51. Procjena izravnih radnih mjesta u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora

Prema podacima iz prikazane tablice, jasno se vidi da i izgradnja, a također i operativni rad pogona izvora obnovljive energije pridonosi otvaranju novih radnih mjesta. Za izgradnju, rezultati pokazuju da to otprilike iznosi oko cca 130.000 radnih mjesta do 2050.g., tj. oko 3.600 radnih mjesta godišnje. Dok za trajni pogon i održavanje u 2050. godini, to bi bilo oko cca 7.000 radnih mjesta. Razumljivo je da ova mjesta ovise o lokacijama raznih postrojenja za različitu proizvodnu tehnologiju, tako da mogu varirati kroz pojedinačno promatrano svako nacionalno područje promatranog modela, odnosno, u ovome slučaju Republiku Hrvatsku. Također treba globalno, sa višeg stajališta pametne mreže, promatrati cijelu seriju ovih mogućih situacija, a to je činjenica da je zapravo ova modelom predviđena proizvodnja električne energije u stvari samo jedan dio elektroenergetskog sustava. Mnoge prilike koje se otvaraju sa ovim energetske tranzicijama vezane su za ostale dijelove sustava, kao što su električna vozila, proizvodnja biogoriva, sintetičkih goriva ili vodika, građevinarstvo, skladištenje energije, centralizirani i individualni toplinski sustavi, rasvjeta, energetska učinkovitost u industriji, te napredno vođenje i integracija energetske sustava. Sve ovo govori da će sa primjenom obnovljivih izvora energije do svoje 100% mogućnosti (predviđeno 2050. godine), odnosno postizanje stanja *nulte potrošnje* „zero energy“ za svaki dio distribucijske mreže, ili mikro mreže, doći do primjene *pametne mreže*, kao *regulatora* svih uvjeta očekivanog rada integracije obnovljivih izvora energije, te da će pametna mreža imati značajnu perspektivu u budućnosti. Pri tome se moraju imati u vidu svi parametri integracije pametne mreže koji moraju egzistirati u postojećem energetske sustavu.

#### 4.7. 2. Znanstveni doprinos

Drugi znanstveni doprinos glasi: *Razvoj modela planiranja urbane distribucijske mreže tijekom prijelaza u novo stanje.*

U svrhu dokazivanja znanstvenog doprinosa u 4. poglavlju napravljeno je slijedeće:

- napravljen je opći prikaz tijeka integracije obnovljivih izvora energije u svijetu
- obavljena je analiza upravljanja i kontrole integracije sa osnovnim kontrolnim varijablama (napon, frekvencija, radna i jalova snaga,  $\cos \varphi$ )
- prikazani su iz prakse stvarni primjeri integracije obnovljivih izvora energije u distribucijsku mrežu (foto naponske elektrane snage 10 kW i 30 kW)
- pristupilo se modeliranju integracije obnovljivih izvora energije sa ciljem optimalizacije i postizanja stanja nulte potrošnje (zero energy), gdje proizvedena količina električne energije u potpunosti zadovoljava potrebnu količinu energije za potrošnju potrošača određenog dijela distribucijske mreže ili mikro mreže, stoga nije potrebno potraživati dodatnu energiju iz distribucijske mreže
- u poglavlju 4.3.1. prikazan je Model integracije prema optimalizaciji tehničkog stanja, sa uvjetima električnih veličina napona, struje, radne snage, jalove snage i  $\cos \varphi$ . Ovaj isti model je također prikazan i u blok dijagramu koji opisuje ispunjenje svih postavljenih uvjeta.
- u poglavlju 4.3.2. prikazan je Model prema optimalizaciji troškova investicije sa pregledom svih troškova investicije
- u poglavlju 4.3.3. prikazan je Model prema optimalizaciji troškova poslovanja Operatora distribucijskog sustava (ODS-a) u kojem je definiran blok dijagram sa svim troškovima, te suma svih troškova i osnovne funkcije cilja, odnosno minimizacije ukupnih troškova.
- u poglavlju 4.3.4. prikazan je Opći Model integracije koji kao završni rezultat svih analiza i optimalizacija mora zadovoljiti sve uvjete svih optimalizacija, a kao takav je onaj model koji predstavlja model urbane distribucijske mreže koji se razvija prema novom stanju, odnosno prema budućoj pametnoj mreži (nulta potrošnja – „zero energy“); ovo je prikazano i sa blok dijagramom na Slici 92 , i shemom na Slici 93.
- u poglavlju 4.4. prikazana su stanja integracije obnovljivih izvora energije, koja opisuju osnovna i najčešća stanja integracije koja se događaju i teorijski i iskustveno u praksi HEP-a d.d.
- u poglavlju 4.5. razmatra se budućnost integracije obnovljivih izvora, dok se u poglavlju 4.6. razmatra odnos pametne mreže i budućnosti integracije obnovljivih izvora energije

## 5. PRIMJENA I POTVRDA MODELA NA PRIMJERU URBANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE

### 5.1. Uvod

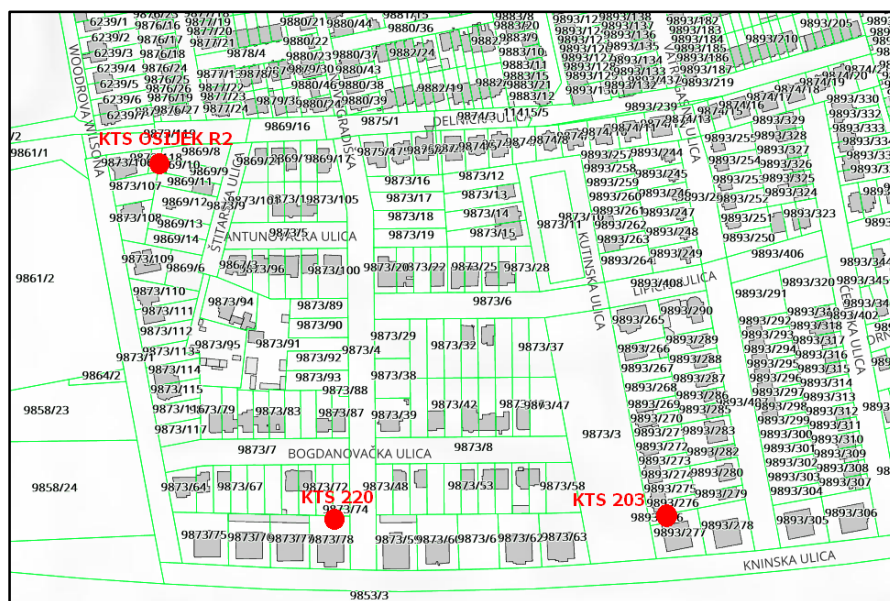
U dosadašnjim dijelovima disertacije, napravljena je analiza tokova snage sadašnjeg stanja tehničko energetske situacije promatrane distribucijske mreže Grada Osijek, sa predloženim rješenjima za unaprjeđenje ove distribucijske mreže.

U ovom dijelu disertacije cilj je obaviti istraživanje, odnosno primjenu i potvrdu modela planiranja *urbane distribucijske mreže* tijekom prijelaza u novo stanje *virtualne pametne mreže*, sa ciljem postizanja *optimalizacije i stanja nulte potrošnje (zero energy)*.

Prije početka samog istraživanja i potvrde na konkretnom primjeru urbane distribucijske mreže nužno je analizirati opće osnovne principe utjecaja integracije proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora na postojeću distribucijsku mrežu (distribucijske proizvodnje takve vrste električne energije).

### 5.2. Analiza urbane distribucijske mreže, primjena i potvrda modela

Za ovo istraživanje, te primjenu i potvrdu modela, odabran je dio distribucijske mreže grada Osijek, pod nazivom Uske njive, a omeđen je sa četiri ulice: Woodrova Wilsona, Delnička, Vatrogasna i Kninska ulica. Ovaj dio grada je moderniji dio grada koji je zapravo (gledano unazad 20 godina) novoformirano naselje u izgradnji, a prema sadašnjem stanju u naselju je izgrađeno 12 više stambenih zgrada i oko 115 kuća. (Slika 107.)



Slika 107. Naselje Uske njive, Osijek, sa sadašnjim napajanjem na osnovu tri distribucijske trafostanice 10(20)/0,4 kV

Istraživanje i potvrda se sastoji u tome da bi se trebala promatrati ova odabrana struktura distribucijske mreže kroz različita razdoblja njenog unutarnjeg energetskog stanja, tj. promjena

sveukupne potrošnje koja raste sa izgradnjom naselja i analize različitih vrsta izvora obnovljive energije koji se mogu s određenim vremenom pojaviti (npr. solarne elektrane). Odnosno, u sadašnjoj početnoj situaciji, sve promatrane višestambene zgrade i kuće, te manji broj poslovnih prostora (uredi, lokali, trgovine itd.) su radijalno napojeni iz tri trafostanice: KTS R2 Osijek (rasklopište sa transformacijom 630 kVA), KTS 220 Osijek (630 kVA) i KTS 203 Osijek (630 kVA). [Lit. 293.]

Za istraživanje se koristi softverski program WinDis 2, tvrtke Fractal iz Splita, a koja za izvođenje svih matematičkih operacija koristi Gauss Seidl metodu ( $S_i = P_i + Q_i$ ).

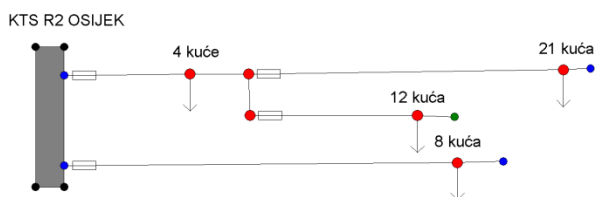
Dakle, treba kroz određene vremenske periode promatrati slijedeće posebne slučajeve (razine potrošnje i broja mogućih izvora obnovljive energije):

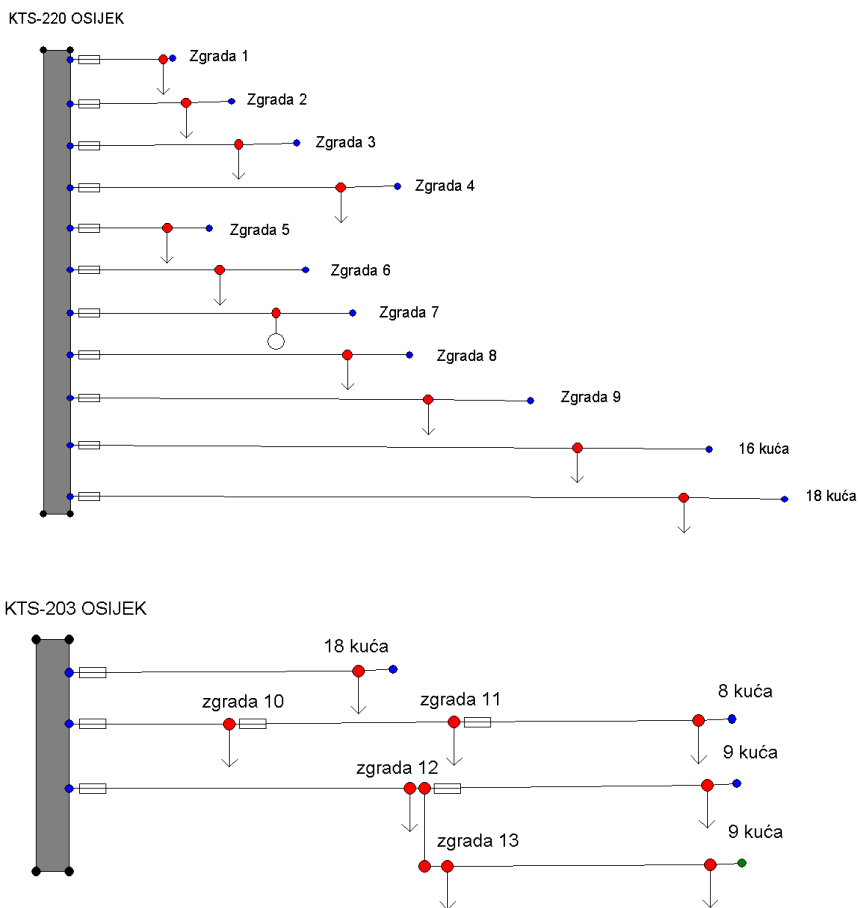
1. Sadašnje stanje 2017.g.
2. Buduće stanje 2030.g.
3. Buduće stanje 2050.g.
4. Buduće stanje 2050. g. – Unaprijeđena mreža – mreža na koju su primijenjene metode za povećanje razine integracije, te postaje temeljni korak do postizanja optimalnog stanja nulte potrošnje, odnosno funkcioniranja pametne mreže

### 5.3. Analiza primjera modela, primjena i potvrda modela

U skladu sa prethodno navedenim promatranjima određenih vremenskih godina i pretpostavljenih energetske situacija distribucijske mreže, prvo se analizira sadašnje stanje u tekućoj 2017. godini.

1. **Sadašnje stanje 2017.g.** – Ovdje je situacija vrlo jednostavna: tri trafostanice KTS R2 Osijek, KTS 220 Osijek i KTS 203 Osijek, ukupne instalirane snage  $3 \times 630 \text{ kVA} = 1890 \text{ kVA}$ , sa potrošačima koji se sastoje od 12 stambenih zgrada (svaka sa 24 stana) i 115 kuća sa nekoliko manjih poslovnih prostora koji se po opterećenju gotovo ne razlikuju od ostalih domaćinstava, tako da su zanemarivi. Zgrada br. 7 još nije izgrađena tako da se uzima u razmatranje tek u 2030. godini, a za sva kućanstva i stanove, koristi se normativ potrošnje za grad GA2 ( $P = 0,71n + 2,99\sqrt{n}$ ), sa  $\cos \varphi = 0,9$ . No, bitno je da su u naselju instalirane dvije foto naponske elektrane; Delnička 2c ( $P_V = 6 \text{ kW}$ ) i Vatrogasna 128 ( $P_V = 10 \text{ kW}$ ), koje su tek početak instaliranja fotonaponskih elektrana. Shematski prikazano to je situacija napajanja potrošača sa tri trafostanice na slijedećoj Slici 108.

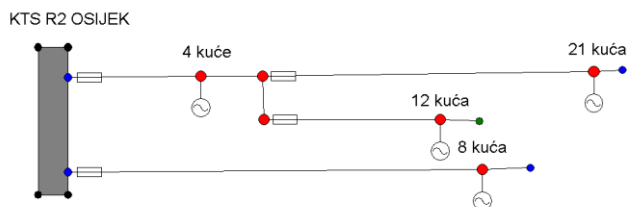


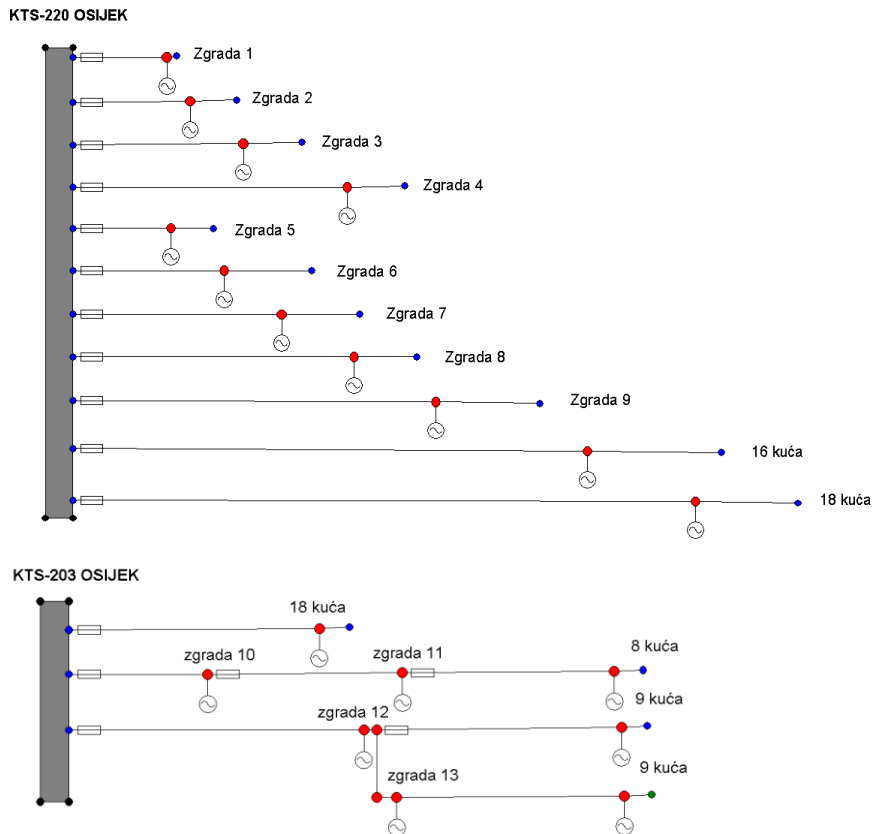


Slika 108. Sadašnje stanje NN distribucijske mreže u 2017.g.

Rezultat analize za sadašnju 2017.godinu pokazuje da je svako opterećenje u dopuštenim granicama i da nema nikakvih poteškoća u radu ove NN distribucijske mreže.

- Buduće stanje 2030.g.** – U zamišljenoj 2030.g. za NN distribucijsku mrežu situacija se počinje znatno mijenjati jer se za 50% kućanstava pretpostavlja da imaju solarne elektrane (svaka kuća instalirano po 10 kW), dok za svaku višestambenu zgrada se pretpostavlja da ima instaliranu solarnu elektranu na krovu zgrade vršne snage od 30 kW. Ovo je prikazano na slijedećoj Slici 109.



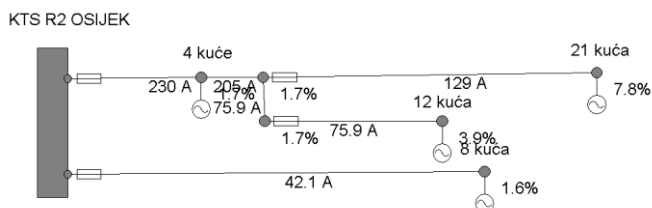


Slika 109. Buduće stanje NN distribucijske mreže u 2030.g.

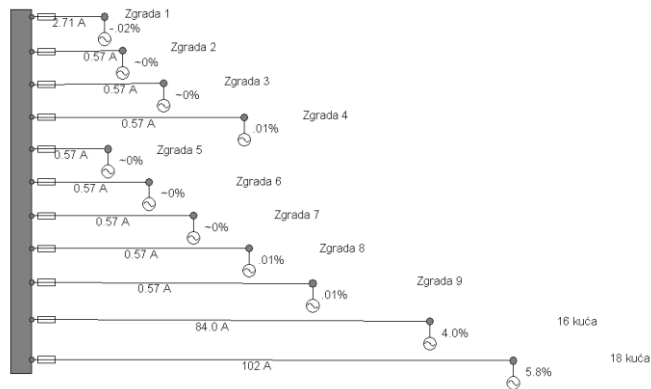
Nakon analize rada ovakve distribucijske mreže konačni rezultat uvelike pokazuje tri vrlo važne činjenice koje se mogu primijetiti kod ovakvog oblika promjene opterećenja distribucijske mreže, a to je:

- izrazito smanjenje struje opterećenja radijalnih napojenih vodova za višestambene zgrade (struja I je skoro 0 A)
- znatno povećanje struje opterećenja serijskih napojenih vodova za kućanstva (porast od dva do tri puta od nekadašnje vrijednosti)
- suprotno situaciji bez solarnih elektrana, umjesto da se na krajevima napojenih vodova očituje pad napona  $\Delta U$ , zbog serijskih priključenih solarnih elektrana pojavljuje se porast napona (cca 8%) i približava se kritičnoj vrijednosti (do +10%)

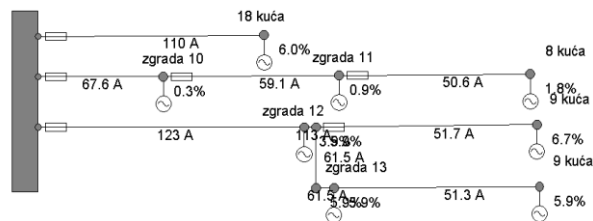
Ovo je prikazano na slijedećoj slici 110.



KTS-220 OSIJEK



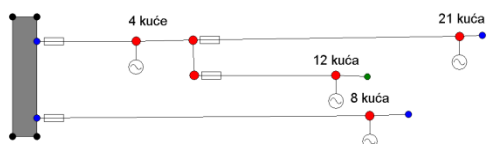
KTS-203 OSIJEK



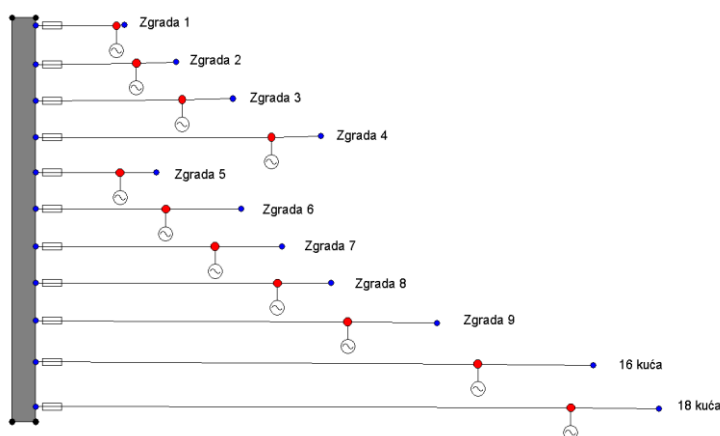
Slika 110. Rezultati analize budućeg stanja NN distribucijske mreže u 2030.g.

3. **Buduće stanje 2050.g.** - U zamišljenoj 2050.g. situacija distribucijske mreže je drastično promijenjena jer se pretpostavlja da svako domaćinstvo ima solarnu elektranu (svaka kuća instalirano po 10 kW), dok se za svaku višestambenu zgradu pretpostavlja da ima instaliranu solarnu elektranu na krovu zgrade vršne snage od 30 kW. Pored ovoga, u naselju su dodane dvije punionice električnih vozila (2 x 22 kW) Ovo je prikazano na slijedećoj Slici 111.

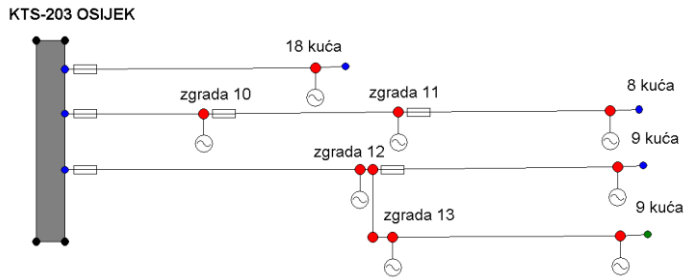
KTS R2 OSIJEK



KTS-220 OSIJEK





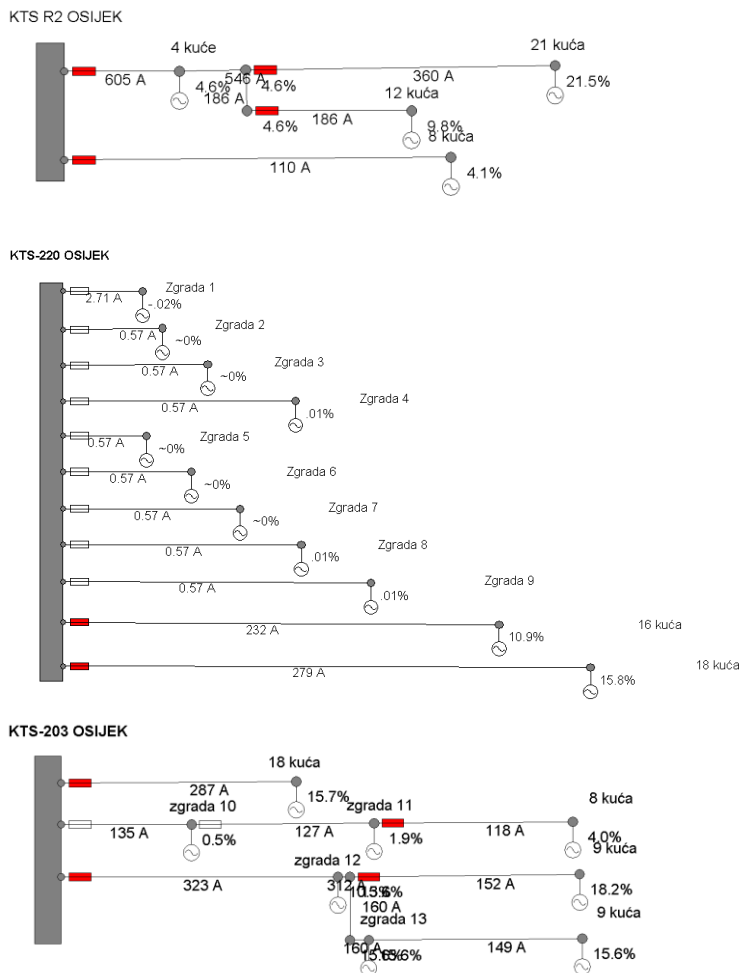


Slika 111. Buduće stanje NN distribucijske mreže u 2050.g.

Nakon analize rada ovakve distribucijske mreže konačni rezultat pokazuje slijedeće činjenice , a to je:

- izrazito smanjenje opterećenja radijalnih napojenih vodova za višestambene zgrade (vrijednosti struje I su blizu 0 A)
- znatno strujno povećanje opterećenja serijskih napojenih vodova za kućanstva (porast vrijednosti struje I preko 300 A)
- zbog serijski priključenih solarnih elektrana pad napona  $\Delta U$  je u strahovitom porastu i prelazi kritičnu vrijednost od +10% (cca od 15 do 18%)

Ovo je prikazano na slijedećoj Slici 112.



Slika 112. Rezultati analize budućeg stanja NN distribucijske mreže u 2050.g.

4. **Buduće stanje 2050.g. – Unaprijeđena mreža** – S obzirom da je sa instaliranjem maksimalnog broja solarnih elektrana znatno narušena energetska ravnoteža između trafostanica i potrošača, te trafostanica i proizvođača električne energije, (izrazito preko strujno opterećenje vodova i nedopustiva ogromna vrijednost povišenja napona), pokazalo se nužno provesti potrebne zahvate u smislu unaprjeđenja postojeće distribucijske mreže. To znači primijeniti napredne metode za povećanje razine integracije obnovljivih izvora energije, npr. koordinacijom više metoda, npr. regulacija napona sa regulacijom djelatne i jalove snage, sustav upravljanja energijom (korištenje spremnika energije), i sustav upravljanja potrošnjom (napajanje električnih automobila). Sa ovim potezima zapravo dolazimo do željenog funkcioniranja distribucijske mreže bez velikih ulaganja (bez izgradnje novih vodova i trafostanica), a to je traženi *model urbane distribucijske mreže* koji zadovoljava sve uvjete optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije.

Tek sada, sa usporedbom dvije analizirane situacije, prvo iz krajnje buduće situacije u 2050. g., a onda iz početne situacije iz 2017.g., a u smislu ostvarenja stanja prijelaza sa postojećeg stanja urbane distribucijske mreže prema stanju virtualne pametne mreže (smart grid), mogu se izvesti slijedeći zaključci:

A. STANJE NULTE POTROŠNJE, "ZERO ENERGY"

Nakon instaliranja izvora obnovljive energije (solarne elektrane) na krov svake više stambene zgrade, strujno opterećenje radijalnih napojenih vodova je svedeno na minimum, tj. struja je iznosila skoro 0 A. Stoga smo praktično postigli teorijsko stanje *nulte potrošnje*, odnosno „*zero energy*“. Treba imati na umu da je korištenje solarne energije moguće samo za vrijeme dnevnog perioda, odnosno, malo veće opterećenja pojedinih vodova bi se moglo očekivati za vrijeme noćnog perioda, a to je vrijeme u kojem su znatno manja opterećenja od vršnih dnevnih opterećenja, te gotovo svi potrošači spavaju, pa je stoga potrošnja električne energije minimalna. Odnosno, u idealnom slučaju kada ne bi htjeli koristiti napajanje iz distribucijskih trafostanica, nego samo sa električnom energijom dobivenom iz obnovljivih izvora energije, takvo vrlo kratkotrajno povećanje opterećenja (u odnosu na cjelokupni period od 24 h) moglo bi biti riješeno sa posebno ugrađenim akumulatorskim baterijama.

B. ENERGETSKO (STRUJNO) PREOPTEREĆENJE VODOVA

Ugradnjom maksimalnog broja solarnih elektrana na sve krovove domaćinstava i njihovom proizvodnjom električne energije, postiže se drastično *strujno preopterećenje* projektirane niskonaponske distribucijske mreže, odnosno njenih napojenih vodova. Promatrani napojni vodovi su prvenstveno izvedeni sa kabelima XP00-A 4x150 mm<sup>2</sup>, a njihovo strujno opterećenje (štićenje je osiguračima) je maksimalno od 250 A. S obzirom da su vrijednosti struje premašile i više od 300 A, nužno je primijeniti napredne metode povećanja razine integracije energije ili investirati u izgradnju novih NN izvoda, po mogućnosti većeg strujnog opterećenja (pričuva za eventualno buduće povećanje potrošnje). Tek kada se ovo osnovno pitanje preopterećenja riješi, onda će biti postignuta tehnička sigurnost, odnosno da su svi NN izvodi pravilno štićeni

osiguračima, tj. da je zadovoljen uvjet selektivnosti štíćenja dionica od točke izvora energije (trafostanice) do krajnjeg potrošača u distribucijskoj mreži.

#### C. PREVELIKI NEDOPUŠTENI IZNOSI PADOVA NAPONA, $\cos \varphi$ , P,Q

Analogno prethodnom strujnom preopterećenju svih NN napojenih vodova distribucijske mreže zbog izrazito povećane proizvodnje električne energije na osnovu izvora obnovljive energije (solarnih elektrana), ovdje se pojavio problem da se serijski podupiru novi izvori električne energije solarnih elektrana i da na osnovu toga, umjesto da na krajevima izvoda imamo pad napona, očituje se problem kao znatno povišenje napona, i to preko dopuštenih +10 %. S toga je također i zbog ovoga problema nužno primijeniti odgovarajuće napredne metode povećanja razine integracije energije (npr. upravljanje naponom, regulacija djelatne i jalove snage sa  $\cos\varphi$ ), te napraviti preraspodjelu odnosa snage izvora NN izvoda (trafostanice), snage potrošača (domaćinstva) i snage proizvođača (solarne elektrane). Tek nakon toga, preuređena i unaprijeđena NN distribucijska mreža biti će u očekivanom funkcionalnom stanju i moći će zadovoljiti i potražnju za električnom energijom od svih potrošača, a isto tako i omogućiti otkup proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije (solarnih elektrana).

#### D. ENERGETSKA NERAVNOTEŽA DISTRIBUCIJSKIH IZVORA ENERGIJE

Pored ovih prethodno navedenih problema koji su se pojavili sa pretpostavkom porasta opterećenja u budućnosti, ali i sa izrazitim korištenjem izvora obnovljivih energija (u ovome slučaju solarne energije), narušena je energetska ravnoteža između postojećih distribucijskih izvora energije, njihove isporuke električne energije (tri trafostanice, svaka snage po 630 kVA), potrošnje električne energije od svih cca 120 domaćinstava, nekoliko manjih poslovnih prostora, određenog broja više stambenih zgrada i cjelokupne sume proizvedene električne energije iz solarnih elektrana (kuće i više stambene zgrade). Prvobitna energetska situacija je bila takva da smo imali tri energetska izvora (tri trafostanice) koja je sa snagom 3 x 630 kVA, odnosno 1890 kVA, uz pretpostavljeni  $\cos\varphi=0,9$ , napajala novo urbano naselje sa samo dvije instalirane solarne elektrane ukupne snage cca 20 kW. Nakon pretpostavljenog višegodišnjeg perioda u budućoj 2050. godini, imamo instaliranih 1540 kW, što je figurativno skoro 2,5 trafostanica koje napajaju naselje. Dakle, figurativno opisano, 3 trafostanice distribuiraju električnu energiju u naselje, a 2,5 trafostanice proizvode električnu energiju u naselju (obnovljivi izvori energije) i isporučuju energiju nazad u distributivnu mrežu. Na osnovu ove činjenice lako se zaključi da nam u 2050. godini više neće trebati tri (3) trafostanice, nego će uz korištenje pametne mreže kao operativnog regulatora, biti sasvim moguće postići otočni režim rada velikog broja mikro mreža (naselja), odnosno stanje nulte potrošnje „zero energy“.

Na osnovu svih navedenih zaključaka (A,B,C,D), može se zaključiti da je navedeni primjer urbane distribucijske mreže (mikro mreže), u potpunosti kao primjer općeg modela optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije, zadovoljio u smislu razvoja i prijelaza urbane distribucijske mreže u *novo optimalizirano stanje*, odnosno,

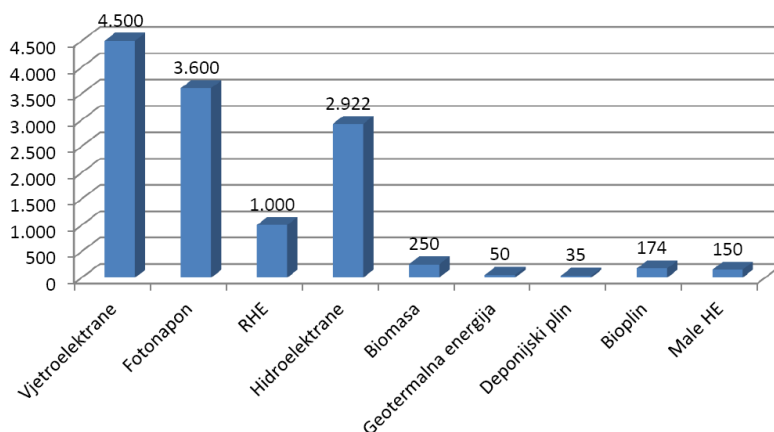
zahtijevanostanje nulte potrošnje, „zero energy“. To je sada uspješni prijelaz na otočni režim rada bez napajanja iz distribucijske mreže, a regulacija svih uvjeta normalnog rada mikro mreže vodila bi se na osnovu programa rada pametne mreže.

#### 5.4. Budućnost razvijanja planiranja modela urbane distribucijske mreže

Općenito, u sadašnjem razdoblju 21. stoljeća odvija se svojevrsni ubrzani razvoj primjene svih mogućih obnovljivih izvora energije, tako da s toga gledišta planiranje modela urbane distribucijske mreže prema ostvarenju pojma pametne mreže u Republici Hrvatskoj još nije dosegno točku za svoju potpunu afirmaciju. Gledano ovakvo stanje integracije, može se reći da je integracija tek u začetku cjelokupne globalne primjene obnovljivih izvora energije.

Sama *budućnost pametne mreže* je ovdje već utemeljena sa *primjenom naprednih metoda* povećanja razine integracije energije iz obnovljivih izvora (upravljanje naponom,  $\cos\Phi$ , itd...) Posljedica toga je to, da je moguće razmatrati stanje prijelaza postojeće razvijene distribucijske mreže u pametnu mrežu u okvirima modela moderne razvijene urbane mreže, a moguća je u regulaciji odnosa između postignutih iskoristivosti različitih izvora obnovljivih izvora prema određenoj dinamici njihovog rada.

Za planiranje modela urbane distribucijske mreže u njenoj budućnosti, nužno je poznavati predviđeni porast instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora, a koji se temelji na ključnim dokumentima kao što su to Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske, te Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine [Lit. 325., 326., 330.] U obzir se uzimaju sve postojeće hidroelektrane u Republici Hrvatskoj, kao i hidroelektrane čija se izgradnja očekuje do 2050. godine. Instalirani kapacitet novih hidroelektrana kao i procjene očekivane godišnje proizvodnje električne energije iz hidroelektrana temelje se na dostupnim podacima iz Programa iskorištenja slobodnog hidro potencijala u Republici Hrvatskoj [Lit. 325.] Na osnovu navedenih dokumenata, predviđeni rast instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj, (pretpostavljen linearno), prikazan je na Slici 113.



Slika 113. Predviđena instalirana snaga svih izvora energije (MW), po tipu tehnologije u Republici Hrvatskoj u 2050. godini

Sa stajališta proizvodnje električne energije iz energije vjetra, vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj dijele se na tri područja sa pripadajućim faktorom iskorištenja (capacity

factor). Sve tri regije se odnose na priobalni dio Republike Hrvatske, a s obzirom da je potencijal vjetra u kontinentalnom području relativno mali, te se tamo ne očekuje značajna gradnja vjetroelektrana, predviđen je jednaki razvoj za sve tri regije, tako da je za svaku određeno 1.500 MW instalirane snage.

Glede proizvodnje električne energije korištenjem foto naponskih sustava, u Republici Hrvatskoj se također razlikuju tri područja s pripadajućim faktorom iskorištenja (capacity factor). U ovom slučaju se podjela provodi na kopneni dio, sjeverni Jadran i južni Jadran, a instalirana snaga svakog područja predviđa se da je 1.200 MW.

Prema većini trenutačnih studija u svijetu očekuje se veća instalirana snaga sunčevih elektrana u odnosu na vjetroelektrane do 2050, ali u Republici Hrvatskoj se zbog trenutačno relativno velike razlike između instalirane snage vjetroelektrana i sunčevih elektrana, te očekivane još veće razlike u bliskoj budućnosti pretpostavlja da će instalirana snaga vjetroelektrana ostati veća nego sunčevih elektrana, čak i uz brži razvoj sunčevih elektrana u budućnosti. Imajući sve dostupne podatke u vidu, a prema procijeni i pretpostavkama nedostupnih podataka napravljeni su kandidati – elektrane sa pripadajućim osnovnim investicijskim parametrima, Tablica 52., [Lit. 325., 326., 327.]

Tip elektrane	Snaga (MWe/MWt)	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2030.g.	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2040.g.	Trošak izgradnje (kn/kW) do 2050.g.	Tehnički vijek (god.)	Ekonomski vijek (god.)
VE	10	9880	9120	8740	25	15
SE 0,1 MW	0,1	10640	8626	7220	30	15
SE 10 MW	10	6840	6080	5510	30	20

Tablica 52. Osnovni investicijski parametri kandidata – elektrana

Iz navedenih podataka, Tablice 52. lako se može zaključiti ono što je predviđano i u samome začetku razvoja primjene tehnologije obnovljivih izvora, a to je tvrdnja da će se cijena investicijske vrijednosti tehnologije obnovljivih izvora energije s vremenom smanjiti. Odnosno postati će znatno jeftinija i na taj način pristupačnija mnogim zainteresiranim ulagačima, što je također jedan od vrlo bitnih temeljnih točaka same pametne mreže.

Također treba globalno, sa višeg stajališta pametne mreže, promatrati cijelu seriju ovih mogućih situacija, a to je činjenica da je zapravo ova modelom predviđena proizvodnja električne energije u stvari samo jedan dio elektroenergetskog sustava. Mnoge prilike koje se otvaraju sa ovim energetske tranzicijama vezane su za ostale dijelove sustava, kao što su električna vozila, proizvodnja bio goriva, sintetičkih goriva ili vodika, građevinarstvo, skladištenje energije, centralizirani i individualni toplinski sustavi, rasvjeta, energetska učinkovitost u industriji, te napredno vođenje i integracija energetske sustava.

Sve ovo govori da će sa primjenom obnovljivih izvora energije do svoje 100% mogućnosti (predviđeno 2050. godine), postizanjem stanja nulte potrošnje – „zero energy“, upotrebom naprednih metoda za povećanje razine integracije, primjenom pametne mreže u svim mogućim energetske područjima, doći do znatnog približavanja stanja potpunog prijelaza razvijene urbane distribucijske mreže u virtualnu pametnu mrežu.

### 5.5. 3. Znanstveni doprinos

Treći znanstveni doprinos glasi: *Primjena i potvrda modela na primjeru urbane distribucijske mreže.*

U svrhu dokazivanja znanstvenog doprinosa u 5. poglavlju napravljeno je slijedeće:

- odabrana je moderna urbana distribucijska mreža naselja Uske njive u Osijeku (mikro mreža)
- u navedenom naselju tek počinje izgradnja novih izvora obnovljive energije, odnosno u ovome slučaju panela solarne energije
- ovdje se proučava niz različitih vremenskih situacija promatrane distribucijske mreže kao općeg modela integracije (poglavlje 4.3.4.), stanje 2017.g, stanje 2030.g., stanje 2050.g.
- model se optimalizira i prilagođava svim uvjetima optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije, a kao sumarno optimalizacija zahtijeva da se u 2050 g. obavi *unaprijeđenje mreže* kao konačno oblikovanje njene strukture koja zadovoljava uvjet *nulte potrošnje*, „*zero energy*“ za promatranu mikro mrežu
- ovakav model unaprijeđene mreže dokazuje i potvrđuje uspješnost optimalizacije integracije obnovljivih izvora energije, što je zapravo *ostvarenje njegove primjene i potvrde* kao modela koji je razvijen za *otočni režim rada* i njegovo upravljanje sa programom *pametne mreže*

## 6. ZAKLJUČAK

U prvom dijelu disertacije u svrhu prijelaza sa postojećeg stanja urbane distribucijske mreže prema virtualnoj pametnoj napravljena je temeljita energetska analiza i optimiranje tokova snaga sa teorijske podloge na primjenu kod stvarne distribucijske mreže grada Osijek na 10(20) kV nivou.

Također, u svrhu postizanja najboljeg eneretskog stanja u budućnosti, ovaj disertacijski rad daje prijedlog svoga plana unaprjeđenja, rekonstrukcije i razvoja promatrane 10(20) kV mreže grada Osijeka, odnosno kao pretpostavku mogućnosti postizanja energetske tehničkog stanja za budući prijelaz sa postojećeg stanja urbane distribucijske mreže prema virtualnoj pametnoj mreži.

U drugom dijelu disertacije, prikazan je opći model integracije obnovljivih izvora energije i njegova optimalizacija s obzirom na niz uvjeta (tehnički uvjeti, minimalizacija troškova investicije, minimalizacija troškova poslovanja operatera). U toj analizi, promatran je model distribucijske mreže koji se mijenja i razvija kroz različite uvjete, a svaki period je odražavao stanje posebne energetske situacije jer se mreža razvijala sa novim potrošačima, ali i sa novim izvorima obnovljivih izvora energije. Predloženi model nije do sada postavljen u realnoj domeni, isto tako ni kroz dostupnu literaturu, stoga on sa svim svojim atributima predstavlja vertikalnu iz postojećih modela u domenu originalnog znanstvenog doprinosa.

Cijela analiza dovodi do općeg zaključka da je optimalizacija modela integracije obnovljivih izvora energije do željenog stanja *nulte potrošnje*-, „zero energy“ i otopnog rada svake mikro mreže u potpunosti uspješno izvodiva uz strogo definirane kriterije i mjerila, te sa primjenom novih digitalnih tehnologija moguće je postići uspješnu primjenu pametne mreže u budućnosti svake urbane distribucijske mreže. Za usporedbu, kao stvarni primjer sa iskustvom iz prakse operatora HEP-d.d. opisan je model integracije obnovljivih izvora energije u postojeću urbanu distribucijsku mrežu sa prikazom različitih situacija NN mreže u odnosu na različite vrijednosti snage integracije obnovljivih izvora energije.

U trećem dijelu disertacije, kao primjena i potvrda modela na primjeru urbane distribucijske mreže, promatrana je energetska infrastruktura dijela distribucijske mreže kroz različite periode, a kao takva sa poštivanjem svih uvjeta optimalizacije potpuno se približila željenom stanju nulte potrošnje -, „zero energy“ i otopnom režimu rada.

Općenito se zaključuje da je sa daljnjom primjenom digitalnih tehnologija i naprednih metoda za povećanje razine integracije (npr. regulacija napona, upravljanje djelatnom i upravljanje jalovom snagom) moguće postići situaciju da se svaka postojeća urbana distribucijska mreža razvije i postigne ostvarenje virtualne pametne mreže.



## 7. LITERATURA

1. T. Gonen and A.A. Mahmoud. Bibliography of Power Distribution System Planning. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, PAS-102(6):1778-1787, 1983
2. Wood AJ, Wollenberg BF (1996) Power generation, operation, and control, 2<sup>nd</sup> edn. Wiley, New York;
3. Shahidehpour M. Yamin H., Li Z. (2002) Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management. Wiley-IEEE Press, New York
4. Grigsby LL (ed) (2007) Power system stability and control, 2<sup>nd</sup> edn. CRC Press, Taylor & Francis group, Florida
5. Greenwood A. (1991) Electrical transients in power systems, 2<sup>nd</sup> edn. Wiley, New York
6. Saadat H. (2002) Power system analysis, Mc Graw Hill, Boston
7. Weedy BM, Cory BJ (1998) Electric power systems, 4<sup>th</sup> edn. Wiley, Chichester;
8. Grainger J. Stevenson JW (1994) Power system analysis. McGraw Hill, New York;
9. Elgerd O., Van Der Puije PD (1997) Electric power engineering, Kluwer Academic press, New York
10. Wang X., McDonald J. (1994) Modern power system planning, McGraw Hill, New York
11. Willis HL (2004) Power distribution planning reference book, 2nd edn. Marcel Dekker, New York
12. Hillier FS, Lieberman GJ (2010) Introduction to operations research, 9th edn. Mc Graw Hill, New York,
13. Rao SS (2009) Engineering optimization, 4th edn. Wiley, New Jersey
14. Chong EKP, Zak SH (2001) An introduction to optimization, 2nd edn. Wiley, New York,
15. Branke J. Deb K. Miettinen K., Slowinski R (eds) (2008) Multiobjective optimization, Springer, Berlin
16. Bartholomew-Biggs M (2008) Nonlinear optimization with engineering applications. Springer, Boston
17. Willis HL (2002) Spatial electric load forecasting. Marcel Dekker, New York,
18. Weron R (2006) Modeling and forecasting electricity load and prices: a statistical approach (the Wiley finance series), Wiley, Chichester
19. Gross G. Galiana FD (1987) Short-term load forecasting. Proc IEEE 75(12):1558-1573
20. El-magd A. Sinha MA, Naresh K (1982) Short-term load demand modeling and forecasting: A review, IEEE: Trans Syst Man Cybernet 12(3):370-382
21. Moghram I. Rahman S (1989) Analysis and evaluation of five short-term load forecasting techniques. IEEE trans PowerSyst 4(4): 1484-1491,
22. Hippert HS, Pedreira CE, Souza RC (2001) Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation, IEEE Trans power Syst 16(1):44-55
23. Daneshdoost M. Lotfalian M. Bumroongit G. Ngoy JP (1998) Neural network with fuzzy set-based classification for short-term load forecasting. IEEE Trans Power Syst 13(4):1386-1391
24. Solimon SA, Al-Kandari AM (2010) Electrical load forecasting: modeling and model

- construction. Elsevier Inc, Burlington
25. Willis HL, Engel MV, Buri MJ (1995) Spatial load forecasting. *IEEE Comput Appl Power* 882:40-43
  26. Willis HL, northcore-Green JED (1983) Spatial electric load forecasting: a tutorial review. *proc IEEE* 71(2):232-253
  27. IEEE Committee Report. (1980) Load forecast bibliography phase I. *IEEE trans power Apparatus and Syst PAS-99(1):53-58,*
  28. IEEE Committee Report (1981) Load forecast bibliography, phase II. *IEEE Trans power Apparatus Syst. PAS-10087):3217-3220*
  29. Carpinteeiro OAS, leme RC, de Souza ACZ, Pinheiro CAM, Morereira EM (2007) Long-term load forecasting via a hierarchical neural model with time integrators, *Electr Power Syst Res*77(3-4):371-378
  30. Al-Hamadi HM, Soliman SA (2005) Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlatiom and annual growth, *Electr Power Syst Res* 74(3):353-361
  31. Ghods I, Kalantar M (2008) Methods for long-term electric load demand forecasting: a comprehensive investigation. In: *IEEE international conference on industrial technology – ICIT*
  32. Shi Y, Yang H, Ding Y, Pang N (2008) Research on long term load forecasting based on improved genetic neural network. In: *proceeding of pacific-Asia workshop on computational intelligence and industrial application – PACIIA, vol2, pp 80-84*
  33. Khoa TQD, Phuong LM, Binh PTT, Lien NTH (2004) Application of wavelet and neural network to long –term load forecasting. In: *Proceeding of international conference on power system tehnology – PowerCon vol 1, pp 840-844*
  34. Kandil MS, El-Debeiky SM, Hasanien NE (2002) Long-term load forecasting for fast developing utility using a knowledge-based expert system. *IEEE trans Power Syst* 17829:491-496
  35. Zhang S, Wang D (2009) Medium and long-term load forecasting based on PCA and BP neural network method. In: *proceeding of international conference on energy and environment technology – ICEET vol 3, pp 389-391*
  36. Sevilgen SH, Erdem HH, Cetin B, Akkaya AV, Dagdas A (2005) Effect of economic parametrs on power generation expansion planning. *Energy Convers Manag* 46(11-12):1780-1789,
  37. Li W, Billinton R (1993) A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion system expansion planning. *IEEE Trans Power Syst* 8(2):628-635,
  38. Samarakoon HMDRH, Shrestha RM, Fujiwara O (2001) A mixed integer linear programming model for transmission expansion planning with generation location selection. *Int J Electr Power Energy Syst* 23(4):285-293,
  39. Liu G, Sasaki H, Yorino N (2001) Application of network topology to long range composite expansion planning of generation and transmission lines. *Electr Power Syst Res* 57(3):157-162,
  40. Ramachandran K. Sharma JD (1978) A method for generation and transmission planning. *Comput Electr Eng* 5(2):171-178,
  41. Murugan P, Kannan S, Baskar S (2009) Application of NSGA-II algorithm to single-

- objective transmission constrained generation expansion planning. IEE Trans Power Syst 24(4): 1790-1797,
42. Sepasian MS, Seifi H, Foround AA, Hatami AR (2009) A multiyear security constrained hybrid generation transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs, IEEE Trans Power Syst 24(3):1609-1618.
  43. Billinton R, Allan RN (1996) Reliability evaluation of power systems, second edition, Plenum Press, New York
  44. International Atomic Energy Agency (IAEA) (2001) Wien Automatic System Planning (WASP), User manual, [www-pub.iaca.org/MTCD/publications/PDF/CMS-16.pdf](http://www-pub.iaca.org/MTCD/publications/PDF/CMS-16.pdf),
  45. Montfort B, Lederer P (1986) generation planning at Electricite de France – a sharper focus for the coming decades. Int J. Electr Power Energy Syst 8(2):75-92,
  46. Park YM, Park JB, Won JR (1998) A hybrid genetic algorithm/dynamic programming approach to optimal long-term generation expansion planning. Int J. Electr Power Energy Syst 20(4):295-303,
  47. Antunes CH, Martins AG, Brito IS (2004) A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. Energy 29(4):613-627
  48. Morugan P, Kannan S, Baskar S (2009) NSGA-II algorithm for multi –objective generation expansion planning problem, Electr Power Syst Res 79(4):622-628,
  49. Kannan S, Slochanal SMR, Subbaraj P, Padhy NP (2004) Application of particle swarm optimization technique and its variants to generation expansion planning problem. Electr Power Syst Res 70(3).203-210
  50. Kandil MS, Farghal SA, Abdel-Aziz MR (1992) Knowledge base of an expert system for generation expansion planning. Electr Power Syst Res 23(1):59-70,
  51. Zhu J, Chow M (1997) A review of emerging techniques on generation expansion planning. IEEE Trans Power Syst 12(4):1722-1728,
  52. Kannan S, Slochanal SMR, Padhy NP (2005) Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem. IEEE Trans Power SYST 20(1).466-475 ,
  53. Pereira MVF, Pinto LMVG, Cunha SHF, Oliveira GC (1985) A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning. IEEE Trans Power Apparatus Syst PAS-104811):3074-3083
  54. Billington R, Allan RN (1996) Reliability evaluation of power systems, 2nd edn. Plenum Press, New York
  55. Sevilgen SH, Erdem HH, Cetin B, Akkaya AV, Dagdas A (2005) Effect of economic parametrs on power generation expansion planning. Energy Convers Manage 46 (11-12): 1780-1789.
  56. Liu G., Sasaki H, Yorino N (2001) Application of network topology to long range composite expansion planning of generation and transmission lines. Electr Power Syst Res 57(3): 157-162
  57. Ramachandran K, Sharma JD (1978) A method for generation and transmission planning, Comput Electr Eng 5(2):171-178,
  58. Murugan P, Kannan S, Baskar S (2009) Application of NSGA-II algorithm to single-objective transmission constrained generation expansion planning. IEEE Trans Power Syst 24(4).1790-1797

59. Samarakoon HMDRH, Strestha RM, Fujiwara O (2001) A mixed integer linear programming model for transmission expansion planning with generation location selection. *Int J. Electr Power Energy Syst* 23(4): 285-293
60. Sepasian MS, Seifi H, Foround AA, Hosseini SH, Kabir EM (2006) A approach for substation expansion planning *IEEE Trans Power Syst* 21(2):997-1004,
61. Navarro A, Rudnick H (2009) large-scale distribution planning – part I. simultaneous network and transformer optimization. *IEEE Trans Power Syst* 24(2):744-751
62. Najafi S, Hosseinian SH, Abedi M, Vahidnia A, Abachezadeh S (2009) A framework for optimal planning in large distribution networks. *IEEE Trans Power Syst* 24(2):1019-1028
63. Hsu Y-Y, Chen J-L (1990) Distribution planning using a knowledge-based expert system. *IEEE Trans Power Deliv* 5(3):1514-1519
64. Willis HL, Tram H, Engel MV, Finley L (1995) Optimization applications to power distribution. *Comput Appl Power IEEE* 8(4):12-17
65. Gonen T, Ramirez-Rosando IJ (1986) Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. *IEE Proc Gener Transm Distrib* 133(7):397-408,
66. Khator SK, Leung LC (1997) power distribution planning: a review of models and issues. *IEEE Trans Power Syst* 12(3):1151-1159
67. El-fouly THM, Zeineldin HH, El-Saadany EF, Salama MMA (2008) A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing. *Int J Electr Power Energy Syst* 30(5):308-315
68. Temraz HK, Salama MMA (2002) A planning model for siting, sizing and timing of distribution substations and defining the associated service area. *Electr Power Syst Res* 62(2):145-151
69. Khodr HM, Melian JA, Quiroz AJ, Picado DC, Yusta JM, Urdaneta AJ (2003) A probabilistic methodology for distribution substation location, *IEEE Trans Power Syst* 18819:388-393
70. Quintana VH, Temray HK, Hipel KW (1993) Two stage power system distribution planning algorithm. *IEE proc gener Trnsm Distrib* 140(1):17-29
71. Ramirez-Rosado IJ, Bernal-Agustin JL (1998) genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Trans Power Syst* 13(2):696-703
72. Hongwei D, Yixin Y, Chunhua H, Chengshan W, Shaoyun G, Jim X, Y i Z, Rui X (1996) Optimal planning of distribution substation locations and sizes – model and algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 1886):353-357
73. Zifa L, Jianhua Z (2006) optimal planning of substation of locating and sizing based on GIS and adaptive mutation PSO algorithm. In: *Proceeding of internationalan conference on power system tehnology – PowerCon*
74. Haghifam M.R. Shahabi M (2002) Optimal location and sizing of HV7MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm. *Electr Power Syst Res* 63(1):37-50
75. Seifi H, Sepasian MS, Haghightat H, Foroud AA, Yousefi GR, Rae S (2007) Multi-voltage approach to long-term network expansion planning. *IET Gener Transm Distrib* 1(5):826-835 ,

76. Li W, Lu J (2005) Risk evaluation of combinative transmission network and substation configurations and its application in substation planning. *IEEE Trans Power Syst* 20(2):1144-1150
77. Sepasian MS, Seifi H, Foround AA, Hatami AR (2009) A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs, *IEEE Trans Power Syst* 24(3):1609-1618
78. Xie M, Zhong J, Wu FF (2007) Multiyear transmission expansion planning using ordinal optimization. *IEEE Trans Power Syst* 22(4):1420-1428
79. Villasana R, Garver LL, Salon SJ (1985) Transmission network planning using linear programming *IEEE Trans Power Appar Syst PAS-104(2):349-356* ,
80. Latorre G, Cruz RD, Areiza JM, Villegas A (2003) Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Trans Power Syst* 18(2):938-946
81. Romero R, Monticelli A, Garcia A, Haffner S (2002) Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEE Proc Gener Transm Distrib* 149(1):27-36
82. Rider MJ, Garcia AV, Romero R (2008) Transmission system expansion planning by a branch and bound algorithm. *IET Gener Transm Distrib* 2(1):90-99 ,
83. Haffner S, Monticelli A, Garcia A, Mantovani J, Romero R (2000) Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. *IEE Proc Gener Transm Distrib* 147(3):149-156
84. Alguacil N, Motto AL, Conejo AJ (2003) Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. *IEEE Trans Power Syst* 18(3):1070-1077
85. Romero R, Monticelli A (1994) A hierarchial decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Trans Power Syst* 9(3):373-380
86. Oliveira GC, Costa APC, Binato S (1995) Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques. *IEEE Trans Power Syst* 10(4):1828-1834,
87. Sum-Im T, Taylor GA, Irving MR, Song YH (2009) Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning. *IET Gener Transm Distrib* 3(4):365-384,
88. Romero R, Rider MJ, Silva Idej (2007) Metaheuristic to solve the transmission expansion planning. *IEEE Trans Power Syst* 22(4):2289-2291
89. Galiana FD, McGillis DT, Marin, MA (1992) Expert systems in transmission planning. *Proc IEEE*: 80(5):712-726 ,
90. Gallego RA, Monticelli A, Romero R (1998) Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission network expansion planning. *IEEE Trans Power Syst* 13(3): 822-828
91. Saadat H (1999) power systems analysis. McGraw-Hill, New York,
92. Miller THE (ed) (1982) Reactive power control in electric systems, Wiley, New York,
93. Zhang W, li Tolbert LM (2007) Review of reactive power planning: objectives, constraints and algorithms, *IEEE Trans Power Syst* 22(4):2177-2186,
94. Lee KY, Yang FF (1998) Optimal reactive power planning using evolutionary algorithms: a comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithm and linear programming, *IEEE Trans Power Syst* 13(1):101-108,
95. Eghbal m, El-Araby EE, Yorino N, Zoka Y (2007) Application of metaheuristic

- methods to reactive power planning: a comparative study for GA, PSO and EPSO. In: IEEE international conference on Systems, man and cybernetics – ISIC,
96. Fernao PD, Henggeler AC, gomes MA (2007) Multi-objective evolutionary approaches for reactive power planning in electrical networks – an overview. In: International conference on Power engineering, energy and electrical drives – Power eng.
  97. Osborn DL (1989) factors for planning a static VAR system. *Electric power Syst res* 17(1):5-12
  98. Ajarapu V, Ping LL, Batula S (1994) An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. *IEEE Trans Power Syst* 9(2):906-917
  99. Ebrahimi S., Farsangi MM, Nezamabadi-Pour H, Lee KY (2006) Optimal allocation of static Var compensators using modal analysis, simulated annealing and tabu search. In: *Proceeding of IFAC symposium on Power plants and power systems*, 5(1):377-382,
  100. Yousefi GR, Seifi H, Sepasian Ms, Haghighat H, Riahi R, Hosseini H, Kazerouni AK, Mohseni E, Akhavan A (2004) A new reactive power planning procedure for Iranian power grid. *Electric Power Syst Res* 72(3):225-234 ,
  101. El-Dib AA, Yousef HKM, El-metwally MM, Osman Z (2007) Optimum VAR sizing and allocation using particle swarm optimization. *Electric Power syst Res* 77(8):965-972 ,
  102. Fernandes RA, Lange F, Burcheu RC, Happ HH, Wirgau KA (1983) large scale reactive power planning. *IEEE Trans Power Appar Syst PAS-102(5)*.1083-1088
  103. Nadira R, Austria RR, Dortolina CA. *Transmission planning today: A challenging undertaking*. *The Electricity Journal* 2004; 17 (4): 24-32.
  104. CIGRE WG C1.7. *Managing the complexity and uncertainties of load, generation and markets in system development planning*. Paris: CIGRE Publication; 2008.
  105. CIGRE WG 37.30. *Network planning in a deregulated environment*. Paris: CIGRE Publication; 2003.
  106. U.S. Department of Energy. "Smart Grid/Department of Energy"  
(<http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>).
  107. "Smart Grids European Technology Platform / [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)"  
(<http://www.smartgrids.eu/>).
  108. Legal Information Institute [LII], Cornell University Law School,  
(<http://www.law.cornell.edu/uscode/text/42/chapter-152/subchapter-IX>)
  109. J.Torriti, Demand Side Management for the European Supergrid,  
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512000651>) *Energy Policy*, vol.44, pp.199-206, 2012.
  110. Michael T.Burr, "Reliability demands drive automation investments", *Public Utilities Fortnightly*, Technology Corridor department, Nov. 1, 2003.,  
<http://www.fortightly.com/fortightly/2003/11/technology-corridor>
  111. Federal Energy Regulatory Commission staff report (August 2006). *Assessment of Demand Response and Advanced Metering (Docket AD06-2-000)*  
(<http://www.ferc.gov/legal/staff-reorts/demand-response.pdf>) (PDF). United States Department of Energy. p. 20.
  112. National Energy Technology Laboratory (August 2007). *NETL Modern Grid Initiative*

– Powering Our 21st-Century Economy

([http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Modern%20Grid%20Benefits\\_Final\\_v1\\_0.pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Modern%20Grid%20Benefits_Final_v1_0.pdf)) (PDF).

United States Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability.p.17.

113. "Gridwise History: How did GridWise start?" (<http://web.archive.org/web/20081027235841/http://gridwise.pnl.gov/foundations/history.stm>) Pacific Northwest National laboratory. 2007-10-30. Archived from original (<http://gridwise.pnl.gov/foundations/history.stm>) on 2008-10-27.
114. Qixun Yang, Bord Chairman, Beijing Sifang Automation Co. Ltd., China and. Bi Tianshu, Professor, North China Electric Power University, China. (2001-06-24). "WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection" ([http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/2007GM/2007GM\\_china\\_intro.pdf](http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/2007GM/2007GM_china_intro.pdf)) (PDF). Panel Session: Developments in Power Generation and Transmission – Infrastructures in China, IEEE 2007 General Meeting, Tampa, FL, USA, 24-28 June 2007 Electric Power, ABB, Power T&D Company, and Tennessee Valley Authority (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
115. N.A. Sinitsyn. S. Kundu, S.Backhaus (2013). "Safe Protocols for Generating Power Pulses with Heterogeneous Populations of Thermostatically Controlled Loads". Energy Conversion and Management 67:297-308. arHiv:1211.0248 (<http://arxiv.org/abs/1211.0248>). (<http://dx.doi.org/10.1016/2Fj.enconman.2012.11.021>).
116. Energy Future Coalition, "Challenge and Opportunity: Charting a New Energy Future", Appendix A: Working Group Reports, Report of the Smart Grid Working Group. ([http://web.archive.org/web/20080910051559/http://www.energyfuturecoalition.org/pubs/app\\_smart\\_grid](http://web.archive.org/web/20080910051559/http://www.energyfuturecoalition.org/pubs/app_smart_grid)).
117. "Why the Smart Grid Won't Have the Innovations of the Internet Any Time Soon": Cleantech News and Analysis, (<http://earth2tech.com/2009/06/05/why-the-smart-grid-wont-have-the-innovations-of-the-internet-any-time-soon/>). Earth2tech.com(2009-06-05).
118. Cisco's Latest Consumer Play:The Smart Grid: Cleantech News and Analysis (<http://earth2tech.com/2009/04/21/ciscos-latest-consumer-play-the-smart-grid/>). Earth2tech.com.
119. Silver Spring Networks: The Cisco of Smart Grid?: Cleantech news and Analysis (<http://earth2tech.com/2008/05/01/silver-springes-the-cisco-of-smart-grid/>).Eart2tech.com (2008-05-01)
120. Utility Perspective: Why partner With Google Power Meter?: Cleantech News and Analysis (<http://earth2tech.com/2009/05/20/utility-perspective-why-partner-with-google-powermeter/>) Earth2tech.com(2009-05-20)
121. E-Commerce News: Deals: Utility Companies Plug In to Google PowerMeter (<http://www.ecommercetimes.com/story/67126.html?wlc=124096400&wlc=1245366756>) Ecommercetimes.com.
122. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Modern Grid Initiative, [http://www.netl.doe.gov/moderngrid/opportunity/vision\\_technologies.html](http://www.netl.doe.gov/moderngrid/opportunity/vision_technologies.html)

123. F.R.Yu, P. Zhang, W.Xiao, and P. Choudhury, "Communication Systems for Grid Integration of Renewable Energy Resources" ([http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs\\_all.jsp?arnumber=6033032](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=6033032)), IEEE Network, vol.25, no.5, pp.22-29, Sep. 2011.
124. Yilu Liu, Lamine Mili, Jaime Dela Ree, Reynaldo Francisko Nuqui, Reynaldo Francisco Nuqui (2001-07-12). "State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurement", Research paper from work sponsored by Amwrican Electric Power, ABB, Power T&D Company, and Tennessee Valley Authority (PDF) (Virginia Polytechnic Institute and State University). CiteSeerX: 10.1.1.2.7959 (<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.2.7959>). "Simulations and field experiences suggest that PMUs can revolutionize the way power systems are monitored and controlled"
125. Patrick Mazza (2005-04-27). [Powering Up the Smart Grid: A Northwest Initiative for Job Creation, Energy Security, and Clean, Affordable Electricity](#). (doc). Climate Solutions. p. 7.
126. [Wide Area Protection System for Stability](#) (PDF). Nanjing Nari-Relays Electric Co., Ltd. 2008-04-22. p. 2.
127. Zhao, Jinquan; Huang, Wenying; Fang, Zhaoxiong; Chen, Feng; Li, Kewen; Deng, Yong (2007-06-24). *On-Line Voltage Stability Monitoring and Control (VSMC) System in Fujian power grid*. "2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting". *Proceedings, Power Engineering Society General Meeting, 2007*. (PDF) (Tampa, FL, USA: IEEE): 1. doi:10.1109/PES.2007.385975. ISBN 1-4244-1296-X. [Lay summary](#).
128. Klimstra, Jakob; Hotakainen, Markus (2011). *Smart Power Generation*. Helsinki: Avain Publishers. ISBN 9789516928466.
129. [Toomas Hõbemägi, Baltic Business News](#), (<http://www.balticbusinessnews.com/?PublicationId=df120449-877c-42ce-a752-9b7bfef6abf6&ref=rss>)
130. Electric Power Research Institute, [IntelliGrid Program](#) (<http://www.epri.com/IntelliGrid/default.asp>)
131. <http://www.energy.gov/>
132. U.S. Department of Energy, [National Energy Technology Laboratory](#) , (<http://www.netl.doe.gov/moderngrid>)
133. U.S. Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, ["Grid 2030" A National Vision for Electricity's Second 100 Years](#), July 2003
134. U.S. Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, ["National Electric Delivery Technologies Roadmap"](#)
135. <http://www.gridwise.org/>
136. U.S. Department of Energy, [Office of Electricity Delivery and Energy Reliability](#); [GridWise Program fact sheet](#); and [GridWise Alliance](#). (<http://www.electricdistribution.ctc.com/index.htm>); (<http://www.electricdistribution.ctc.com/pdfs/GridWise%20Fact%20Sheet%20Sheet%20Jan05.pdf>): and GridWise Alliance (<http://www.gridwise.org/>)
137. (<http://www.gridwiseac.org/>)



138. U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, [Gridworks](#)
139. Paul Bourguine; David Chavalarias; Edith Perrier; Frederic Amblard; Francois Arlabosse; Pierre Auger; Jean-Bernard Baillon; Olivier Barreteau et al. (2009). "French Roadmap for complex Systems 2008–2009". (<http://arxiv:0907.2221>)
140. 1 Protection Systems that verify and supervise themselves, Pelqim Spahiu, Ian R. Evans – IEEE ISGT Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011
141. 2 IED based Protection & Control equipment with Non-Standard primary system arrangements – An approach to application, Pelqim Spahiu, Namita Uppal – 10th IET International Conference on DPSP in Manchester, April 2010
142. Giovanni Filatrella; Arne Hejde Nielsen; Niels Falsig Pedersen (2008). "Analysis of a power grid using the Kuramoto-like model". *European Physical Journal B* **61** (4): 485–491. [arXiv:0705.1305](#). [doi:10.1140/epjb/e2008-00098-8](#).
143. Florian Dorfler; Francesco Bullo (2009). "Synchronization and Transient Stability in Power Networks and Non-Uniform Kuramoto Oscillators". [arXiv:0910.5673](#) [[math.OC](#)].
144. David Lusseau (2003). "The emergent properties of a dolphin social network". *Proceedings of the Royal Society of London B* **270**: S186–S188. [arXiv:cond-mat/0307439](#). [doi:10.1098/rsbl.2003.0057](#).
145. Olaf Stenull; Hans-Karl Janssen (2001). "Nonlinear random resistor diode networks and fractal dimensions of directed percolation clusters". *Phys. Rev. E* **64**. [arXiv:cond-mat/0104532](#). [doi:10.1103/PhysRevE.64.016135](#).
146. Werbos (2006). "Using Adaptive Dynamic Programming to Understand and Replicate Brain Intelligence: the Next Level Design". [arXiv:q-bio/0612045](#) [[q-bio.NC](#)].
147. Claire Christensen; Reka Albert (2006). "Using graph concepts to understand the organization of complex systems". [arXiv:q-bio.OT/0609036](#) [[q-bio.OT](#)].
148. Vito Latora; Massimo Marchiori (2002). "Economic Small-World Behavior in Weighted Networks". *European Physical Journal B* **32** (2): 249–263. [arXiv:cond-mat/0204089](#). [doi:10.1140/epjb/e2003-00095-5](#).
149. Vito Latora; Massimo Marchiori (2002). "The Architecture of Complex Systems". [arXiv:cond-mat/0205649](#) [[cond-mat](#)].
150. Miao He; Sugumar Murugesan; Junshan Zhang (2010). "Multiple Timescale Dispatch and Scheduling for Stochastic Reliability in Smart Grids with Wind Generation Integration". [arXiv:1008.3932](#) [[cs.SY](#)].
151. Barreiro; Julijana Gjorgjieva; Fred Rieke; Eric Shea-Brown (2010). "When are feedforward microcircuits well-modeled by maximum entropy methods?". [arXiv:1011.2797](#) [[q-bio.NC](#)].
152. Jianxin Chen; Zhengfeng Ji; Mary Beth Ruskai; Bei Zeng; Duanlu Zhou (2010). "Principle of Maximum Entropy and Ground Spaces of Local Hamiltonians". [arXiv:1010.2739](#) [[quant-ph](#)].
153. Sahand Haji Ali Ahmad; Mingyan Liu; Yunnan Wu (2009). "Congestion games with resource reuse and applications in spectrum sharing". [arXiv:0910.4214](#) [[cs.GT](#)].
154. Sahand Ahmad; Cem Tekin; Mingyan Liu; Richard Southwell; Jianwei Huang (2010). "Spectrum Sharing as Spatial Congestion Games". [arXiv:1011.5384](#) [[cs.GT](#)].

155. ["Report: Smart Grid Market Could Double in Four Years"](#). *Zpryme Smart Grid Market*.
156. [D. Kannberg]; M. C. Kintner-Meyer, D. P. Chassin, R. G. Pratt, J. G. DeSteele, L. A. Schienbein, S. G. Hauser, W. M. Warwick (November 2003). *GridWise: The Benefits of a Transformed Energy System* (PDF). [Pacific Northwest National Laboratory](#) under contract with the [United States Department of Energy](#). p. 25. [arXiv:nlin/0409035](#).
157. *Smart Grid and Renewable Energy Monitoring Systems*, SpeakSolar.org, 03rd September 2010.
158. ["U.S. Infrastructure: Smart Grid"](#). *Renewing America*. Council on Foreign Relations. 20 January 2012.
159. Gorman, Siobahn (6 April 2008). ["Electricity Grid in U.S. Penetrated by Spies"](#). *Wall Street Journal*. 20 January 2012.
160. James Grundvig (2013-04-15). ["Detecting Power Theft by Sensors and the Cloud: Awesense Smart System for the Grid"](#). *Huffington Post* (Huffington Post): 2. 2013-06-05.
161. ["Building for the future: Interview with Andres Carvallo, CIO — Austin Energy Utility"](#). *Next Generation Power and Energy* (GDS Publishing Ltd....) (244). 2008-11-26.
162. Betsy Loeff (March 2008). "AMI Anatomy: Core Technologies in Advanced Metering". *Ultrimetrix Newsletter* (Automatic Meter Reading Association (Ultrimetrix)).
163. Betsy Loeff, [Demanding standards: Hydro One aims to leverage AMI via interoperability](#), PennWell Corporation
164. ["E-Energy Project Model City Mannheim"](#). *MVV Energie*. May 16, 2011.
165. [SA Government \(http://tonsleypark.southaustralia.biz/news\)](#)
166. [Évora InovCity - Smart Energy Living \(http://www.inovcity.pt/pt/Pages/homepage.aspx\)](#)
167. [Portuguese Smart City \(http://blogs.wsj.com/tech-europe/2011/03/24/microsoft-powers-portuguese-smart-city/\)](#)
168. [E-Energy: Startseite](#). E-energy.de. 2011-05-14. ([http://www.e-energy.de/en/index.php](#)).
169. [Massachusetts rejects utility's prepayment plan for low income customers](#), *The Boston Globe*, 2009-07-23
170. [Smart Energy Collective](#). Smartenergycollective.nl. 2011-05-14.
171. Enbysk, Liz (April 20, 2011). ["China Smart Grid Playbook: Should we steal a page or two?"](#). *SmartGridNews*. December 1, 2011.
172. John, Jeff (February 28, 2011). ["Open Source Smart Grid Goes to China, Courtesy of Honeywell"](#). *Giga Om*. December 1, 2011.
173. Lundin, Barbara (January 24, 2012). ["Honeywell builds on smart grid success in England"](#). *Fierce SmartGrid*. March 7, 2012.
174. "Honeywell and Southern California Edison Team up to Curb Electricity Demand". *The Wall Street Journal*. March 27, 2007.
175. John, Jeff (November 17, 2009). ["Honeywell's OpenADR Plans for SoCal Edison"](#). *Greentechgrid*. January 25, 2012.

176. Richman, Gerald (February 23, 2010). ["Smart Grid: The Devil Is In the Details"](#). *New America Foundation*. November 29, 2011.
177. John, Jeff (February 2, 2012). ["Balancing Hawaiian Wind Power with Demand Response"](#). *GreenTechMedia*. March 7, 2012.
178. Kelly, K. "Out of Control: The Rise of Neo-Biological Civilization", New York, NY. Addison-Wesley, 1994.
179. Newcomb, J., and W. Byrne. "Real-time Pricing and Electric Utility Industry Restructuring: Is the Future Out of Control?" E Source Strategic Issues Paper, Boulder, CO: E Source (April), 1995.
180. George, K.L. CELECT: "Intelligent and Invisible Load Control", PP-96-3, Boulder, CO: E SOURCE (September) 1996.
181. Howe, B. "Communications Protokol for Home Automation: From the Power Line to the Television." TM-94-5. Boulder, CO: E SOURCE (Augustus) 1994.
182. Rowland, L.R. "BACnet Opens Doors for Controls: But Watch Your Step!" TU-96-6. Boulder, CO: E SOURCE (May) 1996.
183. Vishwanath, P." Smart Residential Appliances: Will the information Superhighway Dead End into a Dumb House?" TU-95-4. Boulder, CO: E SOURCE (June) 1995.
184. [www.SolarAccess.com](http://www.SolarAccess.com). 2001. "Small Renewable Generators Get Low-Cost Connection" (9 September)
185. Flavin, C., and N.Lenssen. "Powering the Future: Blueprint for a Sustainable Electricity Industry" World Watch Paper 119. Washington, DC: Worldwatch Institute (June) 1994.
186. Haase, P. "Breakthrough in Stability Assessment", EPRI Journal (July) 1996.
187. Lenssen, N. "Distributed Load Control: How Smart Appliances Could Improve Transmission Grid Operations." SM-97-3. Boulder, CO: E SOURCE (March). 1997.
188. EIA, 2001." Annual Energy Review 2000." Washington, DC:EIA (August), p.247, [www.eia.doe.gov/emeu/aer/](http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/).
189. EEI, 1997. "Statistical Yearbook of the Electric Utility Industry 1995." Washington, DC:EEI.
190. Lovins, A.b. 2001. "California Electricity Facts, Myths, and National Lessons." Address to Worldwatch, Aspen, CO, 22 July, RMI Pub. U01-2. [www.rmi.org/images/other/E-WorldwatchPPT.pdf](http://www.rmi.org/images/other/E-WorldwatchPPT.pdf). Slightly updated from Commonwealth Club of San Francisco address, 11 July. [www.rmi.org/images/other/E-CwealthClub.pdf](http://www.rmi.org/images/other/E-CwealthClub.pdf).
191. Biewald, B. 1997. "Competition and Clean Air:the Operating Economics of Electricity Generation" The Electricity Journal 10(1), January.
192. Lovins, A.B. 1999. "Profiting from a Nuclear-Free Third Millenium" Power Economics (November), [www.rmi.org/images/other/E-ProfitNukeFree.pdf](http://www.rmi.org/images/other/E-ProfitNukeFree.pdf).
193. Sant, R., AES Corporation. 1997. Personal communication (19 February and 7 July)
194. Linden, H.R., Retired President of the Gas Reasearch Institute, Chicago. 1997. personal communication (7 July).
195. EIA, 2000. Electric Power Annual 1999. Vol.II DOE/EIA-0348(99)/2, Washington, DC EIA (October). [www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav2/epav2.pdf](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav2/epav2.pdf), p.9.
196. Lenssen, N. 1995. "Local Integrated Resource Planning: A New Tool for a Competitive

- Era." Boulder, CO: E SOURCE (November)
197. Willis, H.L., and W.G.Scott. 2000. Distributed Power Generation, New York: Marcel Dekker, p. 9.
  198. Osborn, D.E. 1995. "Implementation of Utility PV: A Tutorial." Carbondale, CO: Solar Energy International (March), bullet list adapted from Part IV, p.37.
  199. Osborn, D.E., SMUD. 1997. Personal communication (22 July)
  200. Bancroft B., M.Shepard, A.B. Lovins, and R.C. Bishop.1991. "The State of the Art: Water Heating". Snowmass, CO:RMI (Rocky Mountain Institute), September.
  201. Lovins, A.B. 1978. Annual Review of Energy and the Environment. Palo Alto, CA: Annual Reviews.
  202. RMI, 1991. "Visitors' Guide." RMI Pub. H-1. Snowmass, CO:RMI.
  203. Lovins, A. B. 1995. "The Super –Efficient Passive Building Frontier." RMI Pub. E95-28. ASHRAE Journal 37(6):79-81 (June).
  204. RMI, 1991. "Visitors' Guide." RMIPub. H-1. Snowmass, CO:RMI
  205. Lovins, A.B. 1996. "Hypercars: The Next Industrial Revolution." RMI Pub. T96-9. Snowmass, CO: RMI. [www.rmi.org/images/other/HC-NextIndRev.pdf](http://www.rmi.org/images/other/HC-NextIndRev.pdf).
  206. Lovins, A.B. , M.M. Brylawski, D.C. Cramer, and T.C. Moore. 1996. Hypercars: Materials, Manufacturing, and policy Implications, Snowmass, CO: RMI (March).
  207. Williams, B.D., T.C. Moore, A.B. Lovins. 1997. "Speeding the Transition: Designing A Fuel-Cell Hypercar." National Hydrogen Association's 8th Annual U.S. Hydrogen Meeting, Alexandria, VA, 11-13 March, RMI Pub, T97-9, [www.rmi.org/images/other/HC-SpeddTrans.pdf](http://www.rmi.org/images/other/HC-SpeddTrans.pdf).
  208. [www.hypercar.com](http://www.hypercar.com).
  209. Hawken, P., A.B. Lovins, and L.H. Lovins. 1999. Natural Capitalism: Creating the next Industrial Revolution. Boston. New York, and London: little, Brown and Company.
  210. Hollands, K.G.T. and J.F. Orgill. 1977."Potential for Solar Heating in Canada" 77-01/4107-1, 2. Waterloo, Ontario: University of Waterloo Research Institute.
  211. OTA. 1978. Application of Solar Tehnology to Today' Energy Needs. OTA.
  212. Lovins, A.B. 1978. Annual Review of Energy and the Environment. Palo Alto, CA: Annual Reviews.
  213. Chapman, C. and S. Ward. 1996. "Valuing the Flexibility of Alternative Sources of Power Generation". Energy Policy 24, no, 2 (February)
  214. BusinessWeek. 1980. "The Utilities are Building Small" (17 March), p.148.
  215. Kahn, E. 1979. Project Lead Times and Demand Uncertainty: Implications for Financial Risk of Electric Utilies Berkeley, CA: LBL/University of California (8 March).
  216. Hayes, W.C. 1978. "What Happened?" Electrical World 190(7):3 (1 October)
  217. Sutherland, R.J., A. Ford, S.V.Jackson, C.A. Mangeng, R.W.Hardie, and R.E.Malefant, 1985. The Future Market for Electric Generating Capacity: Tehnical Documentation, Los Alamos, NM: Los Alamos National Laboratory (March)
  218. Boyd, R., and R. Thompson, 1980. "The Effect of Demand Uncertainty on the relative Economics of Electrical Generation Tehnologies with Differing Lead Times." Energy Systems and Policy 4(1-2): 99-124.

219. A. Ford and A. Youngblood, "Simulating the Planning Advantages of Shorter Load Time Generating Technologies" (Energy Systems and Policy 6, 1982), p.360, figs. 7 and 8
220. Hoag, J. and K. Terasawa, 1981. "Some Advantages of Systems With Small Module Size." JPL 900-990, vol, 8, review draft, Economics Group, Pasadena, CA: CalTech Jet Propulsion Laboratory (June).
221. Komanoff, C. 1981. "Power Plant Cost Escalation: Nuclear and Coal Capital Costs, Regulations and Economics." New York, NY: Komanoff Energy Associates.
222. Mooz, W.E. 1978. Cost Analysis of Light Water Reactor Power Plants, R-2304-DOE. Santa Monica: The RAND Corporation.
223. Ford, A., and T. Flaim. 1979. An Economic and Environmental Analsis of Large and Small Electric Power Stations in the Rocky Mountain West. Los Alamos National Laboratory (October).
224. Hoff, T.E. 1997. "Using Distributed Resources to Manage Risks Caused by Demand Uncertainty" PEG (May).
225. T.E. Hoff, Integrating Renewable Energy Tehnologies in the Electric Supply Industry: A Risk Management Approach (NREL, March 1997), p.39, fig. 5-5. [www.clean-power.com/research/riskmanagement/iret.pdf](http://www.clean-power.com/research/riskmanagement/iret.pdf)
226. RMI analysis from Eq. 5.6 in T.E. Hoff, "Using Distributed Resources to Manage Risks Caused by Demand Uncertainty" (PEG, 1997.)
227. D.E. Osborn, "Implementation of Utility PV:A Tutorial" (Solar Energy International, March 1995), p.22
228. Netherlands Agency of Energy and the Environment, 1995, "Building With Photovoltaics". Amsterdam: Netherlands Agency of Energy and the Enviroment (October).
229. Awerbuch, S. 1996. How to Value Renewable Energy: A Handbook and Action-Oriented Matrix for State Energy Officials (draft edition 1.0). Interstate Renewable Energy Council (March)
230. Zaininger, H.W. 1992. "Distributed Renewables Project." Distributed Utility – Is This the Future? EPRI, PG&E, and NREL conference, Berkeley, CA, 2-3 December.
231. Wan, Y., and B.K. Parsons. 1993. Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies. TP-4634953. Golden, CO: NREL (August), p.3. [www.nrel.gov/docs/legosti/old/4953](http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/4953). pdf.
232. Chinery, G.T., and J.M. Wood.1985. "Estimating the Value of Photovoltaics to Electric Power Systems." 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, 21-25 October.
233. R.W. Thresher, "Wind as a Distributed Resource" (EPRI 2nd DR Conference, 6 November 1996)
234. Kahn, E. 1978. Reliability Planning in Distributed Electric Energy Systems. LBL-7877. Berkely, CA: LBL (Lawrence Berkeley Laboratory)
235. Sorensen, B. 1976. "Dependability of Wind Energy Generators with Short-Term Energy Storage." Science 194, pp. 935-937.
236. Cavallo, A.J., 1996. "Transforming Intermittent Wind Energy to a baseload Power Supply Economically." In Power-Gen'96, 4-6 December Orlando, Fl: Penwell.



237. Krohn, S. 2000. "Seasonal Variation in Wind Energy." Danish Wind Industry Association website. [www.windpower.dk/tour/env/birds.htm](http://www.windpower.dk/tour/env/birds.htm).
238. Lovins, A.B. and L.H. Lovins. 1982. *Brittle Power*, Andover, MA: Brick House. Reposted with related readings at [www.rmi.org/sitepages/pid533.php](http://www.rmi.org/sitepages/pid533.php)
239. Mott, L.H. 2001. Northern Power Systems, Waitsfield, VT, Personal communication (30 October).
240. Grubb, M.J. 1987. "The Integration and Analysis of Intermittent Source on Electricity Supply Systems." Ph.D. thesis, Kings College, University of Cambridge, Cited in Y. Wan and B.K. Parsons, *Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies* (Golden, CO: NREL, 1993), p. 47.
241. Sorensen, B. 1979. *Renewable Energy*. New York, NY: Academic Press
242. Metz, W.D. 1978. "Energy Storage and Solar Power:An Exaggerated Problem." *Science* 200: 1471-1473.
243. Hoffman, S., and B. Banerjes. 1997. "The Written-Pole Revolution." *EPRI Journal* 22(3): 27-34 (May-June).
244. Chapel, S.W., L.R.Coles, J. Iannucci, and R.L. Pupp, 1993. "Distributed Utility Valuation Project Monograph." EPRI, NREL, and PG&E (August), p.1.
245. Carruthers, J. 1996. Personal communication (9 October)
246. Federal Energy Regulatory Commission, [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov)
247. Willis, H.L. and W.G. Scoot. 2000, *Distributed Power generation*, New York: Marcel Dekker.
248. Morris, P. 1996. "Optimal Strategies for Distribution Investment Planning." EPRI Second Annual Distributed Resources Conference. Vancouver, Canada, 6 November, TR-107585. [www.epri.com](http://www.epri.com)
249. EEI, 2000. *Statistical Yearbook of the Electric Utility Industry 1999*. Washington, DC: EEI, p. 76.
250. Hodge, G., and M. Shepard. 1997. "The Distributed Utility." *E SOURCE Strategic Issues Paper IX*, Boulder, CO: E SOURCE (June)
251. Wenger, H., T.Hoff, and R.Perez. 1992. "Photovoltaics as a Demand-Side Management Option: Benefits of a Utility-Customer Partnership." *World Energy Engineering Congress* (October), p.iv.
252. Shugar, D., R.Orans, A. Jones, M.El-Gassier, and A. Suchard, 1992. "Benefits of Distributed Generation in PG&E's Transmission and Distribution System: A Case Study of Photovoltaics Serving Kerman Substation." PG&E (November).
253. EEI, *Statistical Yearbook of the Electric Utility Industry 2001* (EEI, 2002), p.70
254. El-Gasseir, M.M. 1992. *Molten carbonate Fuel Cells as Distributed-Generation Resources. Case Studies for the Los Angeles Department of Water and Power*, TR-100686. Palo Alto, CA: EPRI (May).
255. Donnelz, M.K., J.E. Dagle, and D.J. Trunowski. 1995. *Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability*. Richland, WA: PNL (Pacific Northwest Laboratory), January.
256. Wenger, H.J., T.E. Hoff, and B.K. Farmer. 1994. "Measuring The Value of Distributed Photovoltaic Generation: Final Results of the Kerman Grid-Support Project." *First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, HI, December.

257. Clemmensen, J.M. 1989. "A Systems Approach to Power Quality." Power Quality 1989 Conference. Cited in N.Lenssen, Distributed Load Control: How Smart Appliances Could Improve Transmission Grid Operations (Boulder, CO: E SOURCE, 1997). ref.7.
258. Clemmer, S. 1995. "Fueling Wisconsin's Economy with Renewable Energy." Wisconsin Department of Administration, Energy Bureau. proceedings of the American Solar Energy Society's Solar '95 Conference, Minneapolis, MN, 15-20 July. Updates a longer 1994 state report by S. Clemmer and D. Wicher, "The Economic Impacts of Renewable Energy Use in Wisconsin."
259. Hoffman, S. 1996. "Enhancing Power Grid Reliability." EPRI Journal 21 (November).
260. Pratt, R.G., Z.Taylor, L.A.Klevgard, and A.G. Wood. 1994. "Potential for Feeder Equipment Upgrade Deferrals in a Distributed Utility." American Council for an Energy Efficient Economy (July): 2229-2240.
261. Fuldner, A.H. 1997. "Upgrading transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade." Washington, DC: EIA (9 April).  
[www.eia.doe.gov/cneaf/pubs\\_html/feat\\_trans\\_capacity/w\\_sale.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_trans_capacity/w_sale.html).
262. D. Shugar, "Grid-Support Applications for Photovoltaics in the Electric Utility System: A Test Case at Kerman Substation" (Distributed Utility – is This the Future? EPRI, PG&E, and NREL conference: December 1992)
263. Puntel, W.R., and V.J. Longo. 1996. "Distributed Resources: Reliability Implications." EPRI Second Annual Distributed Resources Conference, Vancouver, Canada, 7 November, TR-107585, [www.epri.com](http://www.epri.com).
264. Dagle, J., D.W. Winiarski, and M.K. Donnelly. 1997. "End-Use Load Control for Power System Dynamic Stability Enhancement." PNNL-11488. Richland, WA: PNNL (Pacific Northwest National Laboratory). February.
265. Danish Wind Industry Association, "Income from Wind Turbines."  
[www.windpower.org/tour/econ/income.htm](http://www.windpower.org/tour/econ/income.htm)
266. Boardman, R.W., R.Tatton, and D.H. Curtice. 1981. Impact of Dispersed Solar and Wind Systems on Electric Distribution Planning and Operation. Sub-7662/1, Oak Ridge, TN: ORNL (February).
267. Ma, F.S. and Curtice, D.H. 1982. "Distribution Planning and Operations with Intermittent Power Production." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-101(8):2931-2940 (August). Cited in Y. Wan and B.K.Parsons, Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies (Golden, CO:NREL, 1993), p.70.
268. Henrichsen, E.N., and J. Nolan. 1981. Dynamics of of Single and Multi-Unit Wind Energy Conversion Plants Supplying Electric Utility Systems. DOE/ET/20466-78/1 (August).
269. Hilson, D.W., Sadanandan, N. D. et al. 1983. "Impact Assessment of Wind Generation on the Operation of A Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-102, no. 9 (September), pp. 2905-2911. Cited in Y. Wan and B.K. Parsons, Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies (Golden, CO:NREL, 1993), p. 30.

270. Shula, W. 1991. Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeder. Volume 2: Analysis Methods and Results. EI-6754. Palo Alto, CA: EPRI (September).
271. Datta, K., and D. Gabaldon. 2001. "Risky Business: The Business Customer's Perspective on U.S. Electricity Deregulation." San Francisco, CA: Booz, Allen & Hamilton.
272. Deb, R. 2000. "Rethinking Asset Values in a Competitive Environment." Public Utilities Fortnightly (1 February).
273. Cyganski, D., J.A. Orr, A.K. Chakravorti, A.E. Emanuel, E.M. Gulachenski, C.E. Root, R.C. Bellemare. 1989. "Current and Voltage Harmonic Measurements and Modeling at the Gardner Photovoltaic Project." IEEE Transaction on Power Delivery 4(1): 800-809 (January). Cited in D.Shugar, et al., Benefits of Distributed Generation in PG&E's Transmission and Distribution System: A Case Study of Photovoltaics Serving Kerman Substation (PG&E, 1992), p.B9.
274. PG&E Management Committee. 1989. PG&E Management Committee meeting minutes (30 October). Cited in D.Shugar, et al., Benefits of Distributed Generation in PG&E's Transmission and Distribution System: A Case Study of Photovoltaics Serving Kerman Substation. (PG&E, 1992), p. B9.
275. Chapel, S.W., L.R. Coles, J. Iannucci, and R.L. Pupp. 1993. "Distributed Utility Valuation Project Monograph." EPRI, NREL, and PG&E (August), p.1.
276. Edworthy, J. 1999/2002. Personal communications (May).
277. Meyer, R.1996. "Distributed Generation: What's the Role of Natural Gas." EPRI Second Annual Distributed Resources Conference, Vancouver, Canada, 6 November, TR-107585. [www.epri.com](http://www.epri.com)
278. [Epstein, N. 1993. "Pioneers of Power." Rural Electrification 52\(2\):20-24 \(November\).](#)
279. [Hoff, T.E., and M. Cheney. 1999. "The Electric Co-op Market: Replacing Rural Lines with PV." UPEX '99, Tucson, AZ, 5 October. www.clean-power.com/research/microgrids/ ReplacingRuralLinesPV-UPEX99.pdf.](#)
280. [EIA, 1997. Renewable Energy Annual 1996. Washington, DC: EIA \(April\), p.72.](#)
281. EIA (Energy Information Administration). 1994. "Form 860 dana for 1994." File name: 186094.exe.ftp.eia.doe.gov/pub/electricity/.
282. EIA. 1995. "Household Energy Consumption and Expenditures 1993." File Grouping: Conel (July). [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
283. EIA. 1995. Electric Power Annual 1994. Washington, DC:EIA, p. 65.
284. Thomas, S. , Directed Tehnologies, Inc. 1997. Personal communication.
285. Shula, W. 1991. Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeder Volume 2, Analysis Methods and Results. EI-6754. Palo Alto, CA: EPRI (September).
286. Audin, L. 1996. "New Metal Halide Track Lights Cut Display Lighting Wattage." TU-96-2. Boulder, CO: E SOURCE (January)
287. Audin, L., D. Houghton PE, M.Shepard, and W. Hawthorne. 1994. Lighting: Technology Atlas. Boulder, CO:E SOURCE, p. 138.
288. Calwell, C. 1996. "Halogen Torchieres: Cold Facts and Hot Ceilings." TU-96-10. Boluder, CO: E SOURCE (September).
289. EIA, 1995. "Perfomance Issues for a Changing Electric Power Industry." Washington, DC: EIA (January), pp. 2-13.



290. Fuchs, E.F. 1987. Investigations on the Impact of Voltage and Current Harmonics on End-Use Devices and Their Protection. DOE-RA-50150-23.DOE.
291. EIA, 1996. Annual Energy Review 1995. Washington, DC: EIA (July), p. 229, dijagram 5. converted at 3,413 BTU/kWh. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
292. Status of Power System Transformation 2017, System integration and local grids, International Energy Agency, [www.iea.org](http://www.iea.org)
293. HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. Elektroslavonija Osijek, Služba za razvoj i investicije, Služba za vođenje pogona, Služba za održavanje, Tehnička dokumentacija, Osijek, 2010. g.
294. Granska norma Direkcije za distribuciju Hrvatske elektroprivrede, N. 012.01. klas.broj: 4.02/92., "Tehnički uvjeti za TS 10(20)/0,4 kV, 630 kVA – kabelska izvedba", Zagreb, 6. srpnja 1992. g.
295. Elektroenergetska analiza mreže grada Osijeka do 2010. godine, 1.dio: Uklapanje TS 110/10(20) kV Osijek-4 u distribucijsku mrežu grada Osijeka, Dr.sc. Damir Pečvarac, dipl.ing., HEP d.d., Elektroslavonija Osijek, srpanj 2001.
296. Elektroenergetska analiza mreže grada Osijeka do 2010. godine, 2.dio: Elektroenergetske okolnosti u središnjem dijelu grada Osijeka, Dr.sc. Damir Pečvarac, dipl.ing., HEP d.d., Elektroslavonija Osijek, prosinac 2001.
297. Elektroenergetska analiza mreže grada Osijeka do 2010. godine, 3.dio: Elektroenergetske okolnosti u istočnom dijelu grada Osijeka, Dr.sc. Damir Pečvarac, dipl.ing., HEP d.d., Elektroslavonija Osijek, lipanj 2002.
298. Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, NN broj 177/04, Zagreb, 06.03.2006.
299. Preliminarna analiza mogućnosti priključenja energetskog transformatora TR-3 u TS OSIJEK-3 na prijenosnu elektroenergetsku mrežu, HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o., Sektor za izgradnju i investicije, Služba za korisnike mreže i priključenja, Zagreb, listopad 2010. godine.
300. Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije, NN 22/2013.
301. EIA (Energy Information Administration). 1994. "Form 860 dana for 1994." File name: 186094.exe.ftp.eia.doe.gov/pub/electricity/.
302. EIA. 1995. "Household Energy Consumption and Expenditures 1993." File Grouping: Conel (July). [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
303. EIA. 1995. Electric Power Annual 1994. Washington, DC:EIA, p. 65.
304. Thomas, S. , Directed Tehnologies, Inc. 1997. Personal communication.
305. Shula, W. 1991. Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeder Volume 2, Analysis Methods and Results. EI-6754. Palo Alto, CA: EPRI (September).
306. Audin, L. 1996. "New Metal Halide Track Lights Cut Display Lighting Wattage." TU-96-2. Boulder, CO: E SOURCE (January)
307. Audin, L., D. Houghton PE, M.Shepard, and W. Hawthorne. 1994. Lighting: Technology Atlas. Boulder, CO:E SOURCE, p. 138.
308. Calwell, C. 1996. "Halogen Torchieres: Cold Facts and Hot Ceilings." TU-96-10. Boluder, CO: E SOURCE (September).
309. EIA, 1995. "Perfomance Issues for a Changing Electric Power Industry." Washington, DC: EIA (January), pp. 2-13.
310. Fuchs, E.F. 1987. Investigations on the Impact of Voltage and Current Harmonics on End-Use Devices and Their Protection. DOE-RA-50150-23.DOE.

311. EIA, 1996. Annual Energy Review 1995. Washington, DC: EIA (July), p. 229, dijagram 5. converted at 3,413 BTU/kWh. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
312. R. E. P. N. for the 21st Century, "Renewables 2010 Global Status Report," Tech. Rep. 2010, REN21.
313. C. Hernandez-Aramburo, T. Green, and N. Mugniot, "Fuel consumption minimization of a microgrid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 3, pp. 673–681, May-Jun. 2005
314. Ontario Bill 150, Green Energy and Green Economy Act, , 2009 [Online]. Available: [http://www.ontla.on.ca/web/bills/bills\\_detail.do?locale=en&BillID=2145&detailPage=bills\\_detail\\_the\\_b](http://www.ontla.on.ca/web/bills/bills_detail.do?locale=en&BillID=2145&detailPage=bills_detail_the_b)
315. P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, "Network integration of distributed power generation," *J. of Power Sources*, vol. 106, no. 1–2, pp. 1–9, 2002.
316. J. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electric Power Syst. Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
317. N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul./Aug. 2007.
318. C. Wang and M. Nehrir, "Power management of a stand-alone wind/ photovoltaic/fuel cell energy system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 3, pp. 957–967, Sep. 2008.
319. Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede, klasa br. 4.25/97, N.073.01, od 20. siječnja 1998.
320. HEP-ODS d.o.o. Elektroslovanija Osijek, Služba za razvoj i investicije, Odjel za razvoj i pristup mreži, Osijek, 2015.
321. Tehnički uvjeti i upute za izgradnju niskonaponske mreže sa samonosivim kabelskim snopom, norma N.020.07., klasifikacijski broj 4.06/92, 1993.
322. FERIT, Osijek, Integracija OIE i napredne mreže, 2016.
323. Aktivna distribucijska mreža kao izazov ustaljenim funkcijama vođenja, zaštite i automatizacije, Damir Karavidović, dipl.ing.el., 9. Dani inženjera elektrotehnike Pula , 29.09.2016. – 01.10.2016.
324. Integration of distributed generation in the power system, Math Bollen and Fainan Hassan, John Wiley & sons, inc., June 2011.
325. Prelazak Hrvatske na 100% obnovljivih izvora energije, Analiza mogućnosti korištenja obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj, Zelena energetska udruga, Zagreb, prosinac 2015., [www.zez.coop](http://www.zez.coop)
326. HROTE – Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. , Ministarstvo gospodarstva, Prijedlog – Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine, listopad 2013.g.
327. Hrvatska komora inženjera građevinarstva – Program iskorištenja slobodnog hidropotencijala u Republici Hrvatskoj, Zagreb, [www.hkig.hr](http://www.hkig.hr)
328. Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora i kogeneracije, NN 67/2007.
329. Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije, NN 120/2012.
330. Strategija energetskega razvitka Republike Hrvatske, NN 130/2009.
331. Energetski institut Hrvoje Požar, (EIHP), [www.eihp.hr](http://www.eihp.hr)



## 8. ŽIVOTOPIS

Damir Crnković, rođen u Osijeku, 01. veljače 1971. godine, od oca Luke i majke Marice Crnković, po nacionalnosti Hrvat. Srednju školu je pohađao u Osijeku, matematička gimnazija, tadašnji CUO „Braća Ribar”, gdje je maturirao 1990. godine. Iste godine upisuje elektrotehnički fakultet u Osijek, gdje je na VII/1 stupnju diplomirao 1996. godine.

U tijeku studiranja, na trećoj godini studija, dobio je stipendiju od HEP-a d.d., DP Elektroslavonije Osijek, te je nakon diplomiranja odmah stupio u radni odnos.

Prvih deset godina, od 1996 do 2006. godine, radio je kao samostalni inženjer u tadašnjem Pogonu Osijek, u Odjelu za upravljanje, na slijedećim poslovima:

- Idejna rješenja energetske razrade izgradnje novih distribucijskih mreža
- Idejna rješenja energetske razrade proširenja postojećih distribucijskih mreža
- Kreiranje projektnih zadataka i recenzije projekata niskonaponske i visokonaponske mreže
- Sukladnost tehničkih rješenja sa imovinsko-pravnim poslovima, upravnim postupcima ishoda lokacijskih dozvola, građevnih dozvola i uporabnih dozvola
- Ekonomsko-financijska analiza svih odobrenih sredstava za korištenja
- Ugovaranje svih vrsta radova: elektro, građevni, geodetski, te nabavka odgovarajućeg materijala
- Dana 28.12.1999. godine, polaže stručni ispit, redni broj evidencije: 1939
- Dana 11.06.2003. godine, pristupa članstvu Hrvatske komore arhitekata i inženjera u graditeljstvu, u Imenik ovlaštenih inženjera elektrotehnike pod rednim brojem: E1900
- Nakon toga obavlja sve poslove glavnog nadzornog inženjera za izgradnju trafostanica 10(20)/0,4 kV, kablskih i zračnih dalekovoda 10(20)/0,4 kV, kablskih i zračnih dalekovoda 10(20) kV i niskonaponskih mreža i priključaka 0,4 kV
- Nakon prve reorganizacije HEP-a d.d. u 2006. godini, prelazi u Službu za razvoj i investicije, Odjel za planiranje i investicije, gdje radi sedam godina na spomenutim poslovima.
- Nakon druge reorganizacije HEP-a d.d. u 2013. godini, postaje rukovoditelj Odjela za razvoj i pristup mreži, tako da kao rukovoditelj intenzivno radi na svim poslovima priključenja novih potrošača, te planiranju, razvoju i izgradnji distribucijskih mreža na svim naponskim nivoima.
- Na ovome radnom mjestu rukovoditelja ostaje 4 godine, odnosno do nove reorganizacije u 2017. godini, kada postaje koordinator za realizaciju investicijskih projekata i također glavni nadzorni inženjer, gdje radi i danas.

## 9. SAŽETAK

Ovaj disertacijski rad se sastoji od tri osnovna dijela kojima je cilj ostvariti opći model distribucijske mreže i njegovu optimalizaciju prema postizanju uvjeta ostvarenja pametne mreže. U prvom dijelu disertacije je napravljena temeljita energetska analiza i optimiranje tokova snage distribucijske mreže sa ciljem njenog unaprijeđenja i otklanjanja svih postojećih i potencijalnih poteškoća u njenom radu. Za primjer i podlogu promatranja je odabrana 10(20) kV distribucijska mreža grada Osijek. Analiziran je rad distribucijske mreže za trenutke najvećih registriranih strujnih opterećenja, te raznim situacijama (n-1) stanja visokonaponskih dalekovoda, ali također i energetske situacija (n-1) stanja visokonaponskih distribucijskih trafostanica, te su predočena konkretna rješenja za unapređenje postojeće distribucijske mreže, te planiranje i razvoj njenog modela.

U drugom dijelu disertacije, napravljen je teorijski model integracije obnovljivih izvora energije s obzirom na: optimalizaciju tehničkog stanja, optimalizaciju troškova investicije, te optimalizaciju troškova poslovanja. Ovaj opći model postiže očekivano stanje nulte potrošnje - „zero energy“ i prijelaz sa distribucijskog rada mikro mreže na otočni režim rada. Za usporedbu, sa iskustvom iz prakse distribucije HEP-d.d. opisan je model integracije obnovljivih izvora energije u postojeću urbanu distribucijsku mrežu sa prikazom različitih situacija NN mreže u odnosu na različite vrijednosti snage integracije obnovljivih izvora energije.

U trećem dijelu disertacije, napravljena je primjena i potvrda općeg modela urbane distribucijske mreže, odnosno njena optimalizacija sa stvarnim parametrima iz postojeće distribucijske mreže. Model se promatrao u različitim vremenskim razdobljima koja se bitno razlikuju sa svojim udjelom instalirane snage obnovljivih izvora energije. Ovi rezultati pokazuju uspješno postizanje stanja nulte potrošnje-„zero energy“ i uspješni prijelaz razvijene urbane distribucijske mreže u virtualnu pametnu mrežu.

**Ključne riječi:** urbana distribucijska mreža, tokovi snaga, model, optimalno stanje, tehničko stanje, investicije, poslovno, troškovi, nulta potrošnja, „zero energy“, otočni režim, planiranje, razvoj, pametna mreža

## 10. SUMMARY

This dissertation consists of three main parts which have the aim to achieve the universal model of distribution network which will fulfill the conditions of the advanced smart grid.

In the first part of these science paper, it is done a complete energy analysis and optimization of power flow through the distribution network. The aim is to improve the present distribution network and elimination of all existing and potential difficulties which can occur in its functioning. For observation example and as a groundwork concept this work has chosen high voltage 10(20) kV distribution network of city Osijek. It has been analyzed the operation of distribution network for the special moments of the greatest registered currents in the network and the others special situations (n-1) of high voltage power lines and special situations (n-1) of high voltage substations. As a result, following labour offers enhancement of existing distribution network and planning and developing of its model in the future.

In the second part of this dissertation, it is made theoretical model of integrated renewable energy sources from the different point of view: optimal technical states, optimal investment costs, optimal business costs. This theoretical model achieves the state of zero energy consumption, and it is turn on from working in distribution mode to insular mode. For the purpose of comparison with the experience in practice of distribution company HEP d.d., it is presented the universal model of urban distribution network with integration of renewable energy sources, which is created for all different power values from integrated renewable energy sources.

In the third part of this dissertation, it is done the optimization of the universal model of distribution network with the true parameters from the present distribution network, which result with the improvement of the implementation and confirmation of universal model.

After that, this work presents the analysis of working model of low voltage distribution network for the several time period which distinguish with its share of installed renewable energy sources. On the base of this observations, and successfully reaching the state of zero energy consumption, obtained results determine direction and course of development urban distribution network toward the future smart grid.

**Key words:** urban distribution network, power flow, model, optimal states, technical states, investment, business, costs, zero energy consumption, insular mode, planning, development, smart grid