Procjena neisporučene električne energije uzrokovane prekidom opskrbe u prijenosnoj ili distributivnoj mreži

Ostheimer, Ivan

Master's thesis / Diplomski rad

2018

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://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:280744

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-29**

Repository / Repozitorij:

Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek

zir.nsk.hr

Image not found or type unknown

SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU

FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK

Sveučilišni studij

PROCJENA NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE UZROKOVANE PREKIDOM OPSKRBE U PRIJENOSNOJ ILI DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

Diplomski rad

Ivan Ostheimer

Osijek, 2018.

Ovaj diplomski rad posvećujem svojim roditeljima Darku i Tajani,

bratu Domagoju, baki Dubravki, djedu Ivanu te djevojci Luciji.

Njima, koji su najviše doprinijeli tijekom mog studiranja,

ovim putem zahvaljujem što su bili uz mene.

Sadržaj

1. UVOD 1

1.1. Zadatak rada 1

2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE 2

2.1. Vođenje elektroenergetskog sustava 3

2.2. Model vođenja elektroenergetskog sustava 6

2.3. Planiranje rada elektroenergetskog sustava 6

3. POUZDANOST ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA 10

3.1. Prijenosna mreža 12

3.2. Pouzdanost prijenosne mreže 15

3.3. Pokazatelji pouzdanosti u prijenosu i distribuciji 18

4. PREKIDI NAPAJANJA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM 21

5. PROCJENA NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PRILIKOM PREKIDA 23

5.1. Izračun neisporučene električne energije na stvarnim primjerima 24

5.2. Neisporučena električna energija - TS 110/10 kV Osijek 3 25

5.3. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Požega 26

5.4. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Vukovar 28

5.5. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Županja 29

5.6. Rezultati procjene neisporučene električne energije 30

6. ZAKLJUČAK 32

LITERATURA 33

SAŽETAK 34

ŽIVOTOPIS 36

PRILOZI 37

1. UVOD

Elektroenergetski sustav je kompleksna cjelina koja se sastoji od velikog broja elemenata o kojima ovisi pouzdanost i pravilan rad sustava. Upravo zbog velikog broja elemenata, na kojima može doći do kvara, se događaju zastoji u sustavu koji mogu za posljedicu imati prekid napajanja potrošača. Prekid se može dogoditi na dijelu distribucijske mreže te kao takav ne mora pogoditi veliki broj potrošača, no prekidi na sučelju prijenos – distribucija u pravilu pogađaju veći broj potrošača i puno su pogubniji za isporuku električne energije potrošačima. Prekid opskrbe kao takav nije uvijek moguće izbjeći jer se događa zbog neplaniranih događaja. Cilj vođenja elektroenergetskog sustava je ovakve događaje svesti na minimum. Kada se jednom prekid dogodi vrlo je bitno prikupiti što više podataka kako bi se kasnije pomoću dobivenih podataka moglo utvrditi koliko je prekid bio poguban te kako ga u budućnosti izbjeći. Također je nakon prekida bitno što točnije procijeniti neisporučenu električnu energiju jer se uvidom u podatke može zaključiti da li sustav radi u zakonskim okvirima te kolike su štete prema potrošačima. U ovom radu će se analizirati nekoliko prekida isporuke električne energije na sučelju prijenos-distribucija Prijenosnog područja Osijek te analizirati metodu koja se koristi za procjenu neisporučene električne energije.

1.1. Zadatak rada

Elektroenergetski sustav nije savršen te se događaju zastoji koji mogu biti planirani i neplanirani. Svaki neplanirani zastoj počinje poremećajem koji može za posljedicu imati prekid napajanja korisnika prijenosne mreže ili prekid napajanja distribucijske mreže na sučelju prijenos-distribucija. U diplomskom radu treba analizirati jednu konkretnu trafostanicu u periodu 5 godina na sučelju prijenos-distribucija kod koje je došlo do prekida napajanja neovisno o uzroku poremećaja. Nakon ponovne uspostave napajanja potrebno je sagledati metode procjene neisporučene električne energije tijekom poremećaja. Podatke o prekidima napajanja u trajanju 5 godina jedne konkretne trafostanice osigurati će Prijenosno područje Osijek.

2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE

Elektroenergetski sustav (EES) je prema [1] skup s međusobno povezanima elektranama, mrežama i trošilima. Moguće ga je promatrati prema funkcionalnim cjelinama koje su izdvojene prema ekonomskom, tehničkom ili nekom drugom kriteriju.

Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske sastavljen je od objekata i postrojenja za proizvodnju električne energije, mreže distribucije i prijenosa te potrošača. Radi sigurne i kvalitetne opskrbe potrošača električnom energijom hrvatski EES je povezan sa sustavima susjednih zemalja i Europe u cjelini. Također, međusobna povezanost sustava je bitna i zbog međunarodne razmjene električne energije.

Članice Europske mreže operatora prijenosnih sustava za električnu energiju (ENTSO-E) tvore sinkronu mrežu Europe. Potrošači Republike Hrvatske opskrbljuju se električnom energijom proizvedenom u hrvatskim elektranama te elektranama iz susjednih zemalja koje su izgrađene za potrebe hrvatskih potrošača i nabavom električne energije iz inozemstva [2].

Prema [2] hrvatski elektroenergetski sustav je među manjima u Europi. Svojstveni zemljopisni položaj Republike Hrvatske i raspored proizvodnih objekata elektroenergetskog sustava prisiljava u većem dijelu godine smjer električne energije s juga prema sjeveru i obrnuto te u smjeru sjever - istok.

Nakon što su u rad puštene transformatorska stanica 400/220/110 kV Žerjavinec i obnovljena transformatorska stanica 400/110 kV Ernestinovo hrvatski elektroenergetski sustav je dobio dodatnu pouzdanost te mu se povećala energetska moć [2]. To je posebice značajno za sjeverozapadni i istočni dio Republike Hrvatske. Nakon ponovnog povezivanja 1. i 2. zone Unije za koordinaciju prijenosa električne energije (UCTE), zahvaljujući ovim transformatorskim stanicama, hrvatski elektroenergetski sustav je postao jedan od značajnijih tranzitnih sustava.

Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske je regulacijsko područje pod vodstvom Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS). Prema [2] elektroenergetski sustavi Hrvatske, Slovenije i Bosne i Hercegovine tvore upravljački blok SLO – HR – BIH unutar ENTSO-E udruženja.

Naponske razine hrvatskog elektroenergetskog sustava su sljedeće:

- Prijenosna mreža s naponima od: 400 kV, 220 kV i 110 kV
- Srednjenaponska (SN) distribucijska mreža s naponima od: 35 kV, 20 kV i 10 kV
- Niskonaponska (NN) distribucijska mreža s naponom od: 0,4 kV

2.1. Vođenje elektroenergetskog sustava

Pojam vođenja elektroenergetskog sustava obuhvaća širok i složeni spektar zahvata tijekom pogona elektroenergetskog sustava s ciljem održavanja zadanih parametara sustava i optimiziranja rada sustava. Izmjenična električna energija se ne može akumulirati, barem ne u većim količinama stoga je energiju potrošenu sa strane potrošača potrebno u tom istom trenutku i proizvesti u elektranama. Osnovna karakteristika prijenosa električne energije je ravnoteža proizvodnje i potrošnje u svakom trenutku. Najbitniji parametar prijenosa električne energije je frekvencija, koja mora biti stalna u svim točkama elektroenergetskog sustava. Potrebe konzuma za električnom energijom unutar sustava se stalno mijenjanju i ovise o ponašanju potrošača. Iako se potrošački zahtjevi pojedinih korisnika poprilično mijenjaju, rezultirajuća snaga opterećenja velikog broja potrošača u sustavu, s istom frekvencijom, je statički izjednačena. Osnovni zakon ravnoteže unutar elektroenergetskog sustava je postavljen tako da zbroj snaga agregata proizvodnje bude jednak zbroju snaga opterećenja sa strane potrošnje [3].

U pogonu elektroenergetskog sustava proizvodnja treba pratiti zahtjeve potrošača. To znači da je potrebna stalna regulacija izlazne djelatne snage elektrana i to je jedan od najvažnijih zadataka u pogonu sustava. Proizvodnja osim što treba pokriti potrošnju, treba pokriti i gubitke prilikom prijenosa električne energije. Stoga se za ravnotežu snaga sustava s n agregata, m potrošača i l mrežnih elemenata može napisati:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{pi} = \sum_{j=1}^{m} P_{tj} + \sum_{k=l}^{l} P_{gk} \tag{2.1}$$

Gdje je:

- P_{pi} – proizvedena snaga i-tog agregata (razlika između stvarno proizvedene snage i-tog agregata i njegovog udjela u pokrivanju snage opterećenja vlastitog potroška cijele elektrane)
- P_{tj} – snaga opterećenja j-tog potrošača

- P_{gk} – snaga gubitaka *k*-tog mrežnog elementa

Za pravilnu interpretaciju pogona elektroenergetskog sustava kao ravnotežnog stanja snaga, potrebno je sljedeće stavke uzeti u obzir:

- Snaga koju preuzimaju pojedini potrošači ostaje konstantna samo uz konstantnu frekvenciju. Ovo je najbolje prikazati na sljedećem primjeru. Ukoliko dođe do malog povećanja frekvencije povećava se i brzina vrtnje motora te ukoliko motor ima konstantan moment tereta dolazi do situacije da motor razvija veću snagu. Kod potrošača koji imaju ohmski karakter (žarulja, električni grijači, itd.) snaga će im se mijenjati s kvadratom naponu
- Napon, opterećenje i gubici u mreži su uzajamno ovisni. Ukoliko se promijeni opterećenje u mreži dolazi i do promjene napona, ali i gubitaka.
- Osnova voznog reda opterećenja prema [3] jesu statistički predvidljive promjene opterećenja u sustavu koje se mogu relativno točno prognozirati za sljedeći sat, sljedećih nekoliko sati ili sljedeće godišnje doba. Na ovaj način je moguće odrediti ukupnu potrebnu snagu agregata u ovisnosti o vremenu. No, nekada se može dogoditi situacija da je jeftinije kupiti električnu energiju od susjednih zemalja, ili sustava općenito, nego ju proizvesti u nekim elektranama. U tom slučaju plan voznog reda ne ovisi samo o očekivanom opterećenju nego i o tržištu električne energije. Zadatak planiranja pogona sustava je da se uzme u obzir cjelokupna situacija u sustavu i prema tome napravi vozni red koji je ekonomičan i pouzdan.
- Prilikom trenutačnih promjena snage potrošača ili skupina potrošača skup elektrana automatski pokušava izregulirati sustav. Ova regulacija nije savršeno točna, ali treba shvatiti da se frekvencija iz trenutka u trenutak mijenja, u uskim granicama, ali ipak je promjenjiva. Što je veća snaga elektroenergetskog sustava to će oscilacije frekvencija biti manje. Npr. u međunarodnim interkonekcijama (povezanima sustavima) s nekoliko desetaka GW-a proizvodne snage oscilacije su obično u granicama od ±0,05 Hz.

Uz prijenos djelatne snage od izvora do potrošača, potreban je i prijenos jalove snage jer znatan dio potrošača zahtjeva istu. Prema [3] izvori djelatne snage su turbine u elektranama, a izvori jalove snage su sinkroni generatori, FACTS uređaji i sinkroni kompenzatori kao dinamički izvori te kondenzatorske baterije i prigušnice kao statički izvori. Proizvedena jalova snaga uvijek mora biti u ravnoteži s potražnjom jalove snage od strane potrošača te jalovom snagom izgubljenom prilikom prijenosa. Razlog tomu je što prilikom povećanja jalove snage dolazi do

povećanja napona, i obrnuto. Također, prijenos jalove snage stvara dodatne gubitke u mreži pa je poželjno razliku između proizvedene i potrebne održavati što manjom. Olakšavajuća činjenica je da se i potreba za jalovom snagom može relativno točno predvidjeti pa je moguće postaviti vozni red jalove snage. Iz navedenog se može zaključiti da je održavanje napon i jalove snage u sustavu povezani pogonski zadatak. Automatski regulatori imaju za zadatak održavanje trenutačnih promjena unutar propisanih granica. Regulacija nije savršeno točna pa nije moguće u potpunosti izbjeći oscilacije, no sužavanje pojasa tih oscilacija je jedna od glavnih značajki kvalitetne opskrbe električnom energijom.

Upravljanje pogonom sustava je još jedan osnovni pogonski zadatak. Čvrsta povezanost cijelog sustava s mnogo elektrana i potrošača se ostvaruje elektroenergetskom mrežom koja se sastoji od više naponskih nivoa. Prijenosne mreže napona 400 kV, 220 kV i 110 kV povezuju elektrane i prisiljavaju ih na sinkroni pogon. Zbog osiguranja stabilnosti paralelnog rada elektrana i radi očuvanja čvrste veze između izvora u slučaju ispada mrežnog elementa, prijenosne mreže su dominantno zamkaste. Mreže distribucije su naponskih razina 35 kV, 20 kV i 10 kV. Ova mreža ostvaruje vezu između podstanica prijenosne mreže i potrošačkih podstanica. Mogu biti i zamkaste i radijalne. Upravljanje pogonom ovih mreža se sastoji od zatvaranja ili otvaranja petlji, postavljanja paralelnog ili odvojenog rada transformatora te promjena odcjepa regulacijskih transformatora [3].

Objedinjene zadatke pogona elektroenergetskog sustava provodi dispečerska služba. Prema [3] dispečerski centri imaju za zadatak upravljanje cjelokupnim elektroenergetskim sustavom Republike Hrvatske na način da postignu što veću sigurnost i pouzdanost sustava te, naravno, ekonomičnost. Provođenje tih zadataka je dijelom intervencijom čovjeka (dispečersko upravljanje, a dijelom pomoću automatskih regulacijskih uređaja). Naravno, napretkom tehnologije u današnje vrijeme je već prevagnulo automatsko upravljanje. Cilj svih mjera, automatskih i intervencija čovjeka, je sprječavanje raspada sustava.

2.2. Model vođenja elektroenergetskog sustava

U Republici Hrvatskoj prema [2] HOPS obavlja djelatnost prijenosa električne energije, proizvedene u Hrvatskoj ili uvezene iz inozemstva, hrvatskim kupcima ili po potrebi kupcima u drugim zemljama te tranzit električne energije preko hrvatskog prijenosnog sustava.

Kako bi funkcionirao prijenos električne energije u hrvatskom sustavu cijeli sustav u cjelini mora biti dobro vođen, od proizvodnje i distribucije pa do prijenosa. Također, bitno je usklađivanje sa susjednim državama i sinkronim područjem ENTSO-E regije.

Hrvatski model vođenja elektroenergetskog sustava je sastavljen od jednog glavnog centra i četiri centra druge razine. To je ustroj vođenja prema principu ″1+4″.

Prema [2] model vođenja hrvatskog EES-a ima hijerarhijsku organizaciju koja se provodi na tri razine. Nacionalni dispečerski centar (NDC) u Zagrebu je najviša razina, mrežni centri (MC) koji su u Osijeku, Splitu, Rijeci i u TS Žerjavinec su druga razina i naposljetku centri daljinskog upravljanja (CDU), elektroenergetska postrojenja i objekti, centri vođenja elektrana na slivovima i centri vođenja lanca elektrana su treća razina upravljanja.

NDC je zadužen za vođenje EES-a Republike Hrvatske kao cjeline. Planiranje i analiza rada EES-a je pod zaduženjem NDC-a. Također, zadužen je za koordinaciju sa susjednim sustavima drugih država te regija i Europskim sustavima u cjelini. MC-i prema nalogu NDC-a upravljaju 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežom u lokalnom prijenosnom sustavu, a samostalno upravljaju samo s 110 kV mrežom u lokalnom prijenosnom području.

2.3. Planiranje rada elektroenergetskog sustava

Prema vremenskom opsegu, planiranje rada elektroenergetskog sustava možemo podijeliti na kratkoročno, srednjoročno i dugoročno.

Kratkoročno planiranje [2]:

- Priprema tehničkih podloga za operativno vođenje elektroenergetskog sustava za sljedeći dan
- Izdavanje suglasnosti o tehničkoj izvodljivosti tržišnog plana i sklopnih operacija u mreži
- Izrada plana za rad sustava.

Ulazni podaci za operativno vođenje elektroenergetskog sustava su sljedeći: dnevni dijagram opterećenja elektroenergetskog sustava (plan dnevne potrošnje električne energije, dnevni plan gubitaka u mreži), planovi proizvodnje elektrana, planovi kupoprodaje električne energije, planovi prekogranične razmjene električne energije, zastoji proizvodnih jedinica/elektrana (planirani/neplanirani), zastoji elemenata mreže (planirani/neplanirani) [4].

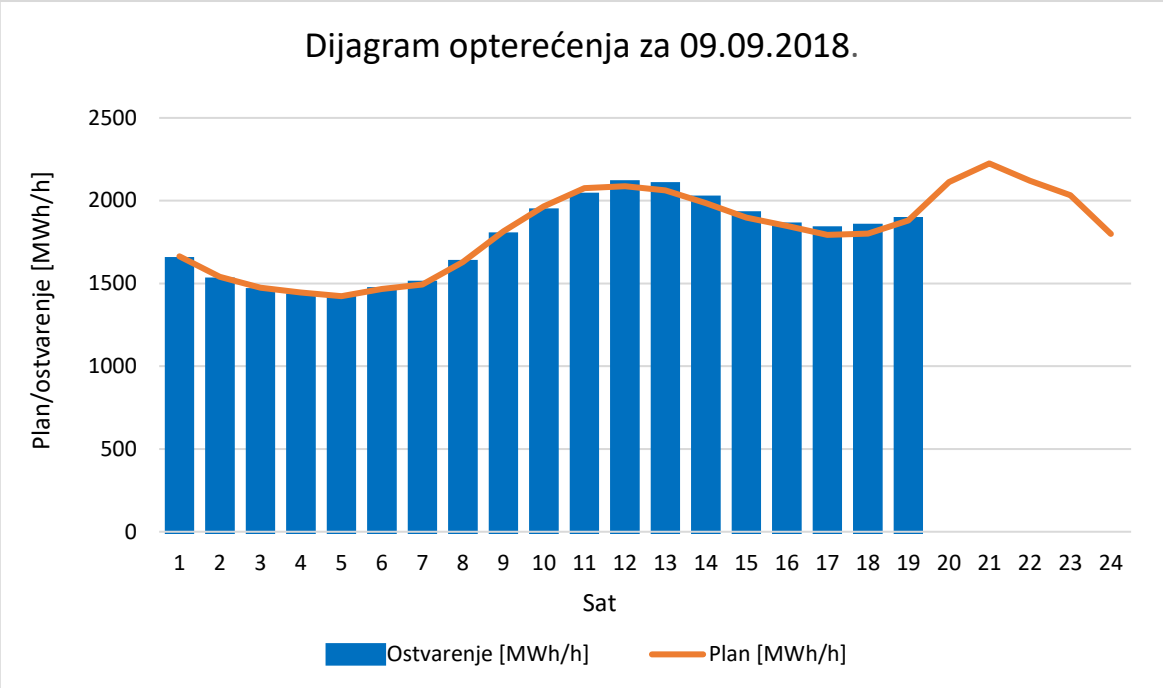
Srednjoročno planiranje [2]:

- Koordinacija izrade plana održavanja prijenosnih postrojenja i davanje suglasnosti za plan održavanja proizvodnih postrojenja
- Izrada plana podfrekvencijskog rasterećenja elektroenergetskog sustava
- Izrada plana ograničenja potrošnje električne energije kod velikih poremećaja u elektroenergetskom sustavu ili nedostatne dobave električne energije
- Izrada plana ponovne uspostave elektroenergetskog sustava

Dugoročno planiranje [2]:

- Izrada dugoročnih predviđanja potrošnje električne energije u funkciji planiranja razvoja prijenosne mreže
- Prepoznavanje i istraživanje mogućih slabih točaka u elektroenergetskom sustavu i odabir tehničkih rješenja za njihovo otklanjanje

Jedan od ulaznih podataka za operativno vođenje elektroenergetskog sustava sljedeći dan je dnevni dijagram opterećenja. Zahvaljujući velikoj količini podataka skupljenih unazad nekoliko desetaka godina i relativno predvidljivom ponašanju potrošača, moguće je napraviti plan potrošnje električne energije za sljedeći dan, za sustav u cjelini, za svaki sat. Na ovaj način je moguće napraviti vozni red elektrana u sustavu i zadovoljiti uvjet da proizvedena energija u svakom trenutku mora biti jednaka potražnji od strane potrošača. Na slici 2.1. je prikazan dijagram opterećenja za dan 09.09.2018.. Dijagram je napravljen prema podacima iz tablice 2.1. [2] s podacima za taj dan. Iz priloženog se može vidjeti da je metoda veoma precizna.



Slika 2.1. Dijagram opterećenja za dan 09.09.2018.

U tablici 2.1. [2] su prikazane točne vrijednosti preuzete iz dijagrama opterećenja za svaki pojedinačni sat. Upravo iz ovoga primjera se može vidjeti koliko je metoda pouzdana ukoliko je sustav u normalnom pogonu i nema neplaniranih prekida ili opterećenja.

Podaci koji se nalaze u tablici 2.1. [2] su vidljivi na internetskim stranicama HOPS-a u stvarnom vremenu. Prema podacima plana i ostvarenja potrošnje napravljen je izračun odstupanja. Prosječno odstupanje od predviđene vrijednosti je 1,65 % što je izuzetno precizno za jedan takav elektroenergetski sustav.

Tablica 2.1. Vrijednosti za svaki pojedinačni sat za dan 09.09.2018. do 19h

Sat	Plan [MWh/h]	Ostvarenje [MWh/h]	Odstupanje [%]
1	1664	1620	2,65
2	1540	1495	2,92
3	1474	1432	2,85
4	1446	1399	3,25
5	1423	1397	1,83
6	1467	1438	1,98
7	1494	1477	1,14
8	1629	1602	1,66
9	1815	1769	2,53
10	1965	1913	2,65
11	2075	2009	3,18
12	2088	2084	0,19
13	2062	2071	0,43
14	1984	1991	0,35
15	1897	1895	0,11
16	1847	1829	0,97
17	1793	1805	0,66
18	1801	1820	1,04
19	1880	1862	0,96
20	2113	-	
21	2225	-	
22	2120	-	
23	2033	-	
24	1800	-	
Ukupno	43635	32908	

3. POUZDANOST ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

Iako se pod pojmom pouzdanosti podrazumijevaju, često pogrešno, apstraktne značajke kao što su stalnost, vjernost, izvjesnost i sl., dakle nemjerljivi kvalitativni pojmovi, razvojem metoda i matematičkih modela sustava, u okviru teorije pouzdanosti, za svaki sustav ili njegovu komponentu moguće je objektivno, dakle kvantitativno, procijeniti pouzdanost, tj. proračunati pokazatelje pouzdanosti [5].

Pouzdanost komponente ili sustava matematička je vjerojatnost da će komponenta, odnosno sustav zadovoljavajuće raditi tijekom predviđenog vremenskog razdoblja uz definirane radne uvjete. Primjeni li se gornja definicija pouzdanosti na EES, može se definirati pouzdanost EES-a kao vjerojatnost da je sustav sposoban isporučiti električnu energiju potrošačima u promatranom vremenskom periodu uz prihvatljive radne uvjete (uz nazivnu snagu te napon i frekvenciju u dozvoljenim granicama) [5].

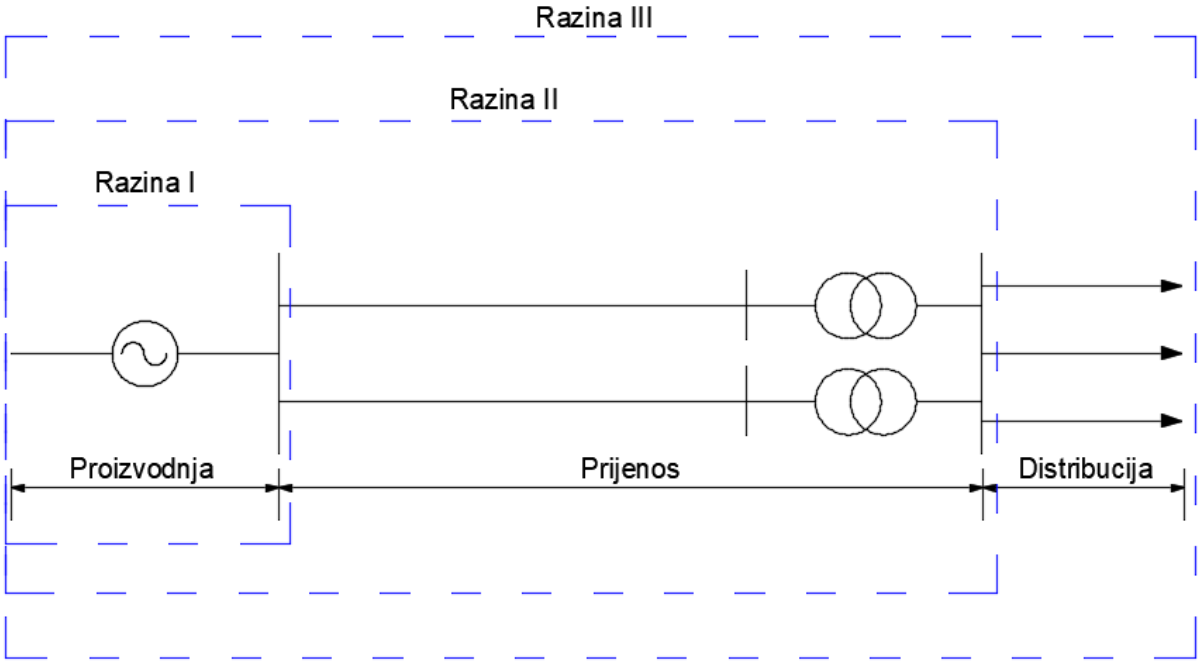
Tri su osnovna aspekta koji čine cjelinu pojma pouzdanosti [6]:

- *Dostatnost:* sposobnost EES-a da opskrbi potrošače električnom snagom i energijom s nazivnim vrijednostima opterećenja komponenata i naponskim ograničenjima, uzimajući u obzir planirane i prisilne otkaze u radu pojedinih komponenata u sustavu. S obzirom da se pri tome promatraju stanja dovoljno dugo nakon nastanka poremećaja u sustavu, ovaj se pojam naziva još i statička pouzdanost
- *Sigurnost:* sposobnost EES-a da se odupre iznenadnim poremećajima prilikom nepredviđenih otkaza komponenata, pri čemu se promatra razdoblje prijelazne pojave nakon nastanka poremećaja te se često naziva i dinamička pouzdanost
- *Cjelovitost:* sposobnost EES-a da održi zadovoljavajuće radne uvjete, prilikom rada u interkonekciji s drugim sustavima

Premda proračun dostatnosti ne daje potpune informacije o pouzdanosti EES-a, osobito jer zanemaruje prolazne zastoje, koji kad se eliminiraju omogućuju normalan rad sustava, ali u praksi često izazivaju značajne prekide u opskrbi potrošača, kao rezultat problema prijelazne stabilnosti ili nepotrebne prorade zaštite, zbog velikih poteškoća u utvrđivanju matematičkih modela za proračun sigurnosti, velika većina dosad razvijenih metoda za proračun pouzdanosti EES-a uzima u obzir samo proračun dostatnosti [7].

Općenito, svaki EES se sastoji od triju funkcionalnih područja: proizvodnje, prijenosa i distribucije. Osnovni je pristup proračunu pouzdanosti EES-a odabir područja ili kombinacije područja, na kojima će se vršiti proračun. Kombinacije područja, u smislu sadržaja uobičajeno nazivamo hijerarhijskim razinama, kako je prikazano na slici 3.1. prema kojoj je vidljivo da se proračun pouzdanosti može provoditi prema sljedećim hijerarhijskim razinama [7]:

- *hijerarhijska razina I (HL1):* proizvodnja električne energije
- *hijerarhijska razina II (HL2):* proizvodnja i prijenos električne energije do distributivnih transformatorskih stanica
- *hijerarhijska razina III (HL3):* proizvodnja, prijenos i distribucija električne energije do krajnjih potrošača (tj. transformatorskih stanica niskog napona).



Slika 3.1. Hijerarhijske razine EES-a prilikom proračuna pouzdanosti prema [7]

Bitno je napomenuti da postoje analitičke i simulacijske metode za proračun pouzdanosti sustava, ali te se metode neće obrađivati u ovome radu. Dvije najpoznatije su serijski model pouzdanosti (analitička) i Monte Carlo metoda (simulacijska).

3.1. Prijenosna mreža

Prije same procjene neisporučene električne energije treba se upoznati s prijenosnom mrežom Republike Hrvatske, s nekoliko osnovnih izraza iz pouzdanosti prijenosne i distribucijske mreže te s prekidima isporuke električne energije.

Prijenosna mreža hrvatskog elektroenergetskog sustava se sastoji od transformatorskih stanica, rasklopnih postrojenja te zračnih vodova i kablova. U tablici 3.1. [2] i 3.2. [2] su vidljivi podaci elektroenergetskog sustava u Hrvatskoj za prijenosnu mrežu u 2015. i 2016. godini.

Tablica 3.1. Proizvodnja električne energije u prijenosnoj mreži za 2015. i 2016. godinu

	2015. godina	**2016. godina**
Hidroelektrane	5466 GWh	5930 GWh
Termoelektrane	3059 GWh	3617 GWh
Vjetroelektrane	672 GWh	993 GWh
Industrijske elektrane	0,003 GWh	0,012 GWh
Ukupno proizvedeno u Hrvatskoj	9197 GWh	10540 GWh

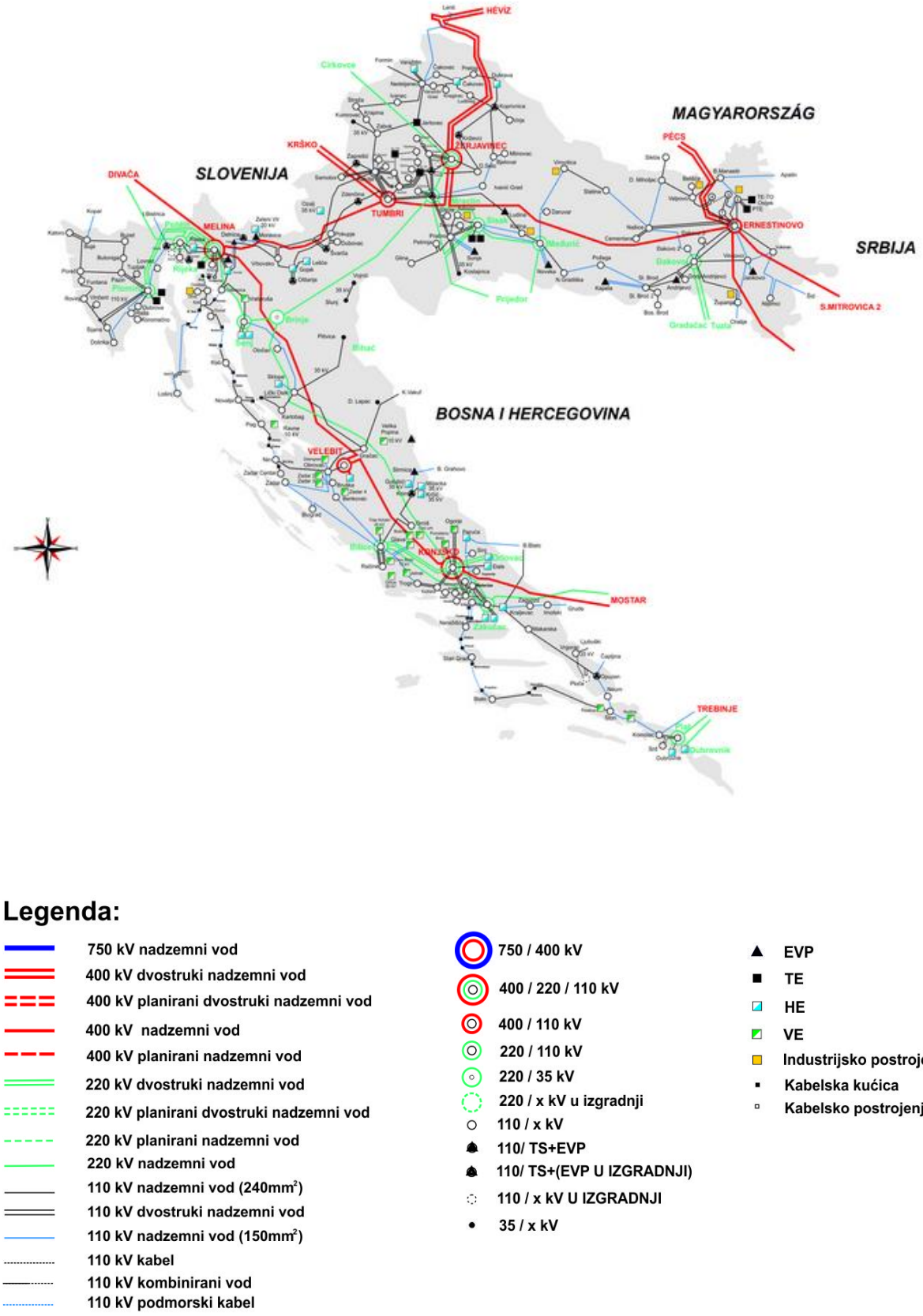
Tablica 3.2. Razmjena električne energije na prijenosnoj mreži za 2015. i 2016. godinu

	2015. godina	**2016. godina**
Uvoz	13165 GWh	12397 GWh
Izvoz	5532 GWh	6054 GWh
Razlika razmjene (uvoz-izvoz)	7633 GWh	6342 GWh
Ukupno (uvoz+izvoz)	18697 GWh	18451 GWh

Naponske razine prijenosnog sustava su: 400 kV, 220 kV i 110 kV. U tablici 3.3. [2] su prikazani vodovi na svim naponskim razinama prijenosne mreže te njihova duljina.

Tablica 3.3. Naponska razina i duljina vodova

Napon [kV]	Duljina [km]
400	1.247
220	1.213
110	5.223
Srednji napon	11
Ukupno	7.694



Slika 3.2. Shema prijenosne mreže Republike Hrvatske

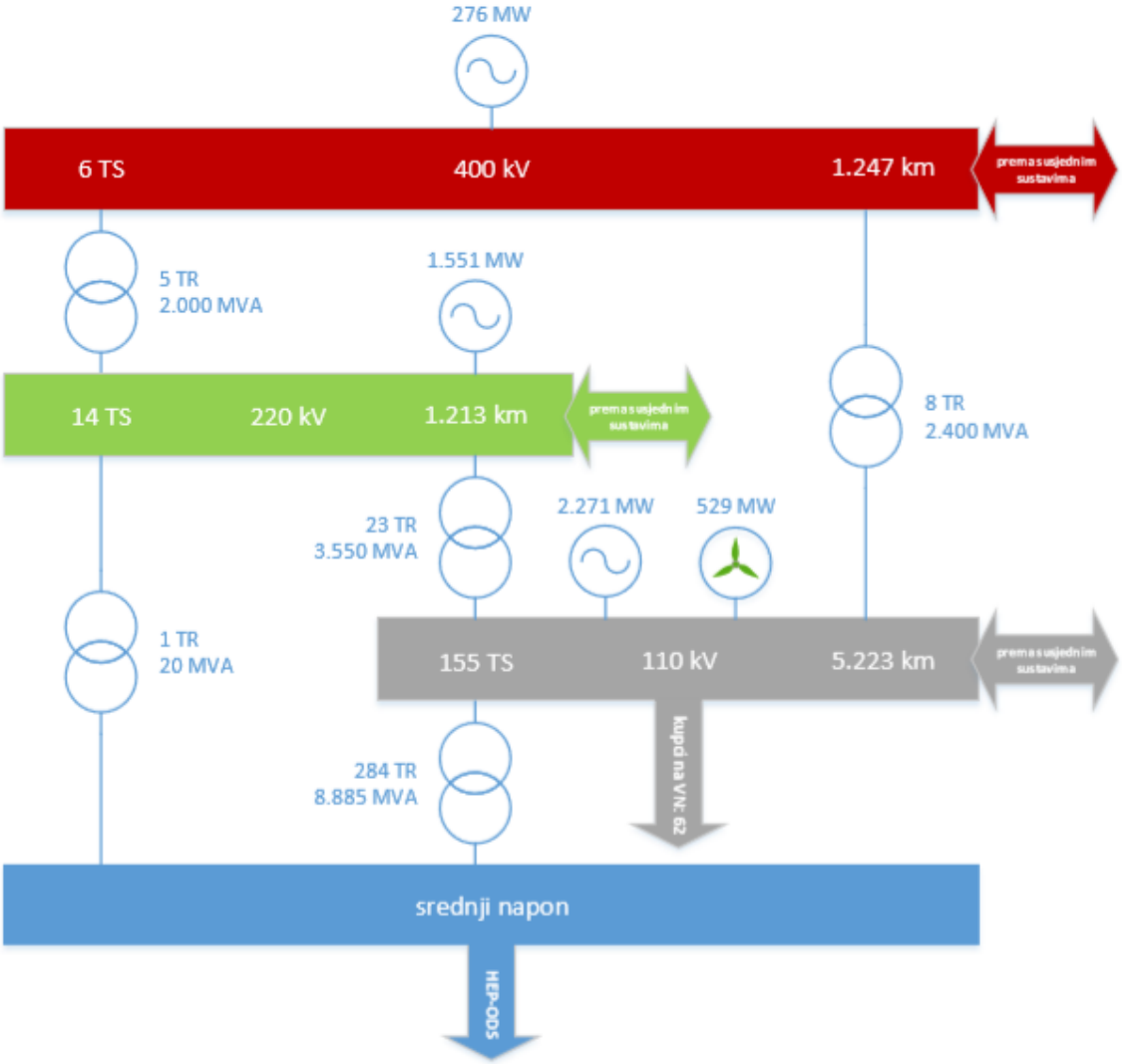
Na slici 3.2. [2] je prikazana prijenosna mreža Republike Hrvatske sa svim svojim vodovima, transformatorskim stanicama i elektranama. Vodovi iz tablice 3.3. su ovdje prikazani shematski te se tako može dobiti bolji uvid u mrežu. Navedene su oznake za sve naponske razine vodova, sve vrste transformatorskih stanica i svih elektrana priključenih na prijenosnu mrežu. Ovo stanje je snimljeno u siječnju 2018.

U tablici 3.4. [2] su dani podaci prijenosnog sustava, odnosno broj transformatorskih stanica na svim naponskim razinama prijenosne mreže te njihova prividna snaga. Prijenosni sustav hrvatske je umrežen s 6 transformatorskih stanica na 400 kV razini, 14 transformatorskih stanica na 220 kV razini i 180 rasklopnih postrojenja i transformatorskih stanica na 110 kV naponskoj razini.

Tablica 3.4 . Transformatorske stanice

Naponska razina	Broj	Snaga [MVA]
400/x kV	6	4.400
220/x kV	14	3.420
110/x kV	180	10.335
Ukupno	200	18.155

Na slici 3.3. [8] su prikazani tehnički pokazatelji hrvatskog elektroenergetskog sustava po naponskim razinama. Sa slike se može vidjeti da je na napon 400 kV priključena snaga generatora od ukupno 276 MW, na 220 kV priključeno je 1551 MW i na 110 kV je priključeno 2271 MW te 529 MW instalirane snage vjetroelektrana. Hrvatska prijenosna mreža je povezana na svim naponskim razinama sa susjednim državama.



Slika 3.3. Hrvatski elektroenergetski sustav po naponskim razinama – stanje krajem 2017. godine

3.2. Pouzdanost prijenosne mreže

Pouzdanost prijenosne mreže je jedan od parametara kvalitete prijenosne mreže uz traženi napon i konstantnu frekvenciju. Operatori prijenosnog sustava su razvili nekoliko mjerljivih indeksa pouzdanosti sustava. Ti indeksi pouzdanosti uključuju mjerenja trajanja prekida opskrbe, učestalost prekida, broj kupaca koji su bili zakinuti prekidom opskrbe i vrijeme odziva, odnosno, vrijeme potrebno za ponovno uključenje. IEEE (engl. *Institue of Electrical and Electronic Engineers*) definira indekse koji su prihvaćeni od strane struke. Indeksi su definirani u IEEE standardu [9]. Standard sadrži nekoliko važnih definicija za pouzdanost, uključujući što su kratkotrajni prekidi, dugotrajni prekidi itd.. Standardni indeksi za računanje pouzdanosti u distribuciji i prijenosu se prikupljaju i predstavljaju. Indeksi su namijenjeni za primjenu u

distribucijskim i prijenosnim sustavima, transformatorskim stanicama, mrežama i definiranim regijama [10].

U nastavku će biti navedene definicije osnovnih izraza iz pouzdanosti prijenosne i distribucijske mreže koji će biti korišteni u daljnjem tekstu rada.

Ovi izrazi imaju značenja utvrđena zakonima kojima se uređuje energetski sektor, regulacija energetskih djelatnosti i tržište električne energije, kao i propisima donesenim na temelju tih zakona [11]:

- Dugotrajni prekid napajanja – prekid napajanja koji traje dulje od tri minute
- Kratkotrajni prekid napajanja – prekid napajanja koji traje do uključivo tri minute
- Minimalni standard kvalitete opskrbe električnom energijom - razina kvalitete opskrbe električnom energijom s kojom se uspoređuje pokazatelj kvalitete opskrbe električnom energijom u svrhu regulacije kvalitete opskrbe električnom energijom, a koji može biti opći, zajamčeni ili zadani standard kvalitete opskrbe električnom energijom
- Neisporučena električna energija (ENS, engl. *Energy Not Supplied*) – procijenjeni iznos električne energije koji bi bio isporučen da nije došlo do dugotrajnog prekida napajanja
- Neplanirani prekid napajanja - svaki prekid napajanja koji nije najavljen na način i u rokovima propisanim Općim uvjetima [11] za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom
- Novčana naknada - novčani iznos koji energetski subjekt plaća pojedinom krajnjem kupcu na njegov zahtjev u slučaju kada je dokazano da pojedinačni pokazatelj kvalitete opskrbe električnom energijom nije postigao razinu zajamčenog standarda kvalitete opskrbe električnom energijom
- Planirani prekid napajanja – svaki prekid napajanja koji je najavljen na način i u rokovima propisanim Općim uvjetima [11]
- Prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIFI, engl. *System Average Interruption Frequency Index*) – opći pokazatelj prosječnog broja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže
- Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja (AIT, engl. *Average Interruption Time*) – opći pokazatelj trajanja dugotrajnih prekida napajanja u prijenosnoj mreži
- Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI, engl. *System Average Interruption Duration Index*) – opći pokazatelj prosječnog trajanja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže

- Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI, engl. *Customer Average Interrupiton Duration Index*) – opći pokazatelj prosječnog trajanja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže pogođenog prekidom napajanja
- SCADA sustav (engl. *Supervisory Control and Dana Acquisition*) – sustav za nadzor i upravljanje mrežom te prikupljanje podataka o mreži
- Ukupno prenesena električna energija na prijenosnoj mreži - zbroj električne energije isporučene iz elektrana priključenih na prijenosnu mrežu i električne energije preuzete iz drugih sustava u promatranoj kalendarskoj godini
- Zadani standard kvalitete opskrbe električnom energijom - propisana razina kvalitete opskrbe električnom energijom koju pojedinačni pokazatelj kvalitete opskrbe električnom energijom mora postići u najvećem broju slučajeva
- Zajamčeni standard kvalitete opskrbe električnom energijom - propisana razina kvalitete opskrbe električnom energijom koju pojedinačni pokazatelj kvalitete opskrbe električnom energijom mora postići u svakom pojedinom slučaju
- Opći standard kvalitete opskrbe električnom energijom – ciljana razina kvalitete opskrbe električnom energijom kojoj opći pokazatelj kvalitete opskrbe električnom energijom treba težiti

U tablici 3.5. [11] su prikazani opći pokazatelji pouzdanosti napajanja u prijenosnoj i distribucijskoj mreži te opći standardi vezani uz te pokazatelje. Iz priloženog se vidi da ENS ne bi trebao prelaziti 700 MWh na razini Republike Hrvatske, a AIT ne bi trebao prelaziti 17 minuta. Na slikama P. 6. i P. 7. su prikazani zajamčeni, odnosno zadani, standardi pouzdanosti napajanja u distribucijskoj i prijenosnoj mreži. Hrvatski operator prijenosnog sustava se mora pridržavati tih standarda jer ukoliko ne bude predviđena je novčana naknada za potrošače kojima nije zajamčena pouzdanost napajanja u ovim okvirima.

Tablica 3.5. Osnovni standardni vezani uz pouzdanost napajanja

Skupina	**Opći pokazatelj pouzdanosti napajanja**	**Opći standard pouzdanosti napajanja**	
Prijenosna mreža	ENS	700 MWh	
	AIT	17 min	
Skupina	**Opći pokazatelj pouzdanosti napajanja**	**Opći standard pouzdanosti napajanja**	
		Kabelski izvod	**Nadzemni izvod**
Distribucijska mreža	SAIFI	3 dugotrajna prekida napajanja/korisniku	6 dugotrajnih prekida napajanja/korisniku
	SAIDI	400 min/korisniku	700 min/korisniku
	CAIDI	130 min/prekidu	120 min/prekidu

3.3. Pokazatelji pouzdanosti u prijenosu i distribuciji

U daljnjem tekstu će biti opisani temeljni indeksi pouzdanosti u prijenosu i distribuciji te dane formule za izračun istih.

ENS (engl. *Energy Not Supplied*) je indeks koji ukazuje na vrijednost energije koja bi bila isporučena potrošačima da nije bilo prekida opskrbe energijom. Obično se izražava u MWh.

$$ENS = \sum_i P_i \cdot r_i = \sum_i E_i \quad [MWh] \tag{3.1}$$

Gdje je:

- P_i - prosječna snaga prilikom svakog prekida *i*
- r_i – trajanje svakog prekida *i*
- E_i – neisporučena električna energija prilikom svakog prekida *i*.

AENS (engl. *Average Energy Not Supplied*) je indeks koji ukazuje na vrijednost prosječne neisporučene električne energije po korisniku tijekom određenog vremenskog perioda. Obično se izražava u MWh.

$$AENS = \frac{\sum_i P_i \cdot r_i}{\sum_i N_i} = \frac{ENS}{\sum_i N_i} \quad [MWh] \tag{3.2}$$

Gdje je:

- P_i – prosječna snaga prilikom svakog prekida *i*
- r_i – trajanje svakog prekida *i*
- N_i – broj potrošača zahvaćenih svakim prekidom *i*

SAIFI (engl. *System Average Interruption Frequency Index*) je indeks koji ukazuje koliko često prosječni potrošač doživi dugotrajni prekid isporuke električne energije tijekom određenog vremenskog perioda, obično kroz godinu dana. Izračun može biti napravljen na svim naponskim razina ili samo na odabranim. Prema [10] SAIFI je obično vrijednosti između 1 i 2. Vrijednost ovisi o konfiguraciji distribucijske mreže, najveću vrijednost pokazatelja ima radijalna mreža pa onda podzemna mreža i najmanju vrijednost ima petljasta mreža.

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \tag{3.3}$$

Gdje je:

- N_i – broj potrošača zahvaćenih svakim dugotrajnim prekidom *i*
- N_T – ukupan broj potrošača u sustavu na kojemu se provodi izračun

AIT (engl. *Average Interruption Time*) je indeks koji ukazuje vrijeme trajanja dugotrajnih prekida opskrbe u prijenosnoj mreži na godišnjoj bazi. Vrijeme je iskazano u minutama.

$$AIT = \frac{60 \cdot \sum_i E_i}{P_T} = \frac{60 \cdot ENS}{P_T} \quad [min] \tag{3.4}$$

Gdje je:

- P_T – prosječna snaga isporučena od strane sustava
- E_i – neisporučena energija prilikom svakog dugotrajnog prekida *i*

SAIDI (engl. *System Average Interruption Duration Index*) je indeks koji ukazuje na prosječno vrijeme trajanja dugotrajnih prekida po korisniku. Prema [10] tipične vrijednosti za ovaj pokazatelj su između 1,5 i 3 sata godišnje.

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \cdot r_i}{N_T} \quad [h] \tag{3.5}$$

Gdje je:

- N_i - broj potrošača zahvaćenih svakim dugotrajnim prekidom *i*
- r_i – trajanje svakog dugotrajnog prekida *i*
- N_T – ukupan broj potrošača u sustavu na kojemu se provodi izračun

CAIDI (engl. *Customer Average Interruption Duration Index*) je indeks koji ukazuje na prosječno vrijeme trajanja dugotrajnog prekida po korisniku dijela distribucijske mreže pogođene prekidom napajanja. Odnosno, prosječno vrijeme se iskazuje samo na korisnicima koji su pretrpjeli prekid, a ne na ukupnom broju korisnika kao kod SAIDI indeksa. Iskazan je u jedinici vremena po prekidu, obično u minutama po prekidu. Tipične vrijednosti ovog pokazatelja su između 90 i 150 minuta po prekidu. Vrijednost ovoga pokazatelja također ovisi o konfiguraciji distribucijske mreže. Najveća je vrijednost za radijalnu mrežu, manja za podzemnu kabelsku i najmanja za petljastu mrežu.

$$CAIDI = \frac{\sum_i N_i \cdot r_i}{\sum_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad [h] \tag{3.6}$$

Gdje je:

- N_i - broj potrošača zahvaćenih svakim dugotrajnim prekidom *i*
- r_i – trajanje svakog dugotrajnog prekida *i*

4. PREKIDI NAPAJANJA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM

Prema [11] obveza je Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS) uspostaviti sustav za praćenje prekida napajanja električnom energijom na svakom obračunskom mjernom mjestu korisnika mreže, po godišnjem (odnosno petogodišnjem, kumulativno) broju takvih prekida i njihovu trajanju te objavljivanje godišnjih izvješća.

Prekidi napajanja električnom energijom su neizbježni u svakoj mreži. Ne mogu se u potpunosti izbjeći, ali ih je moguće svesti na što manju mjeru, i to tako da se poduzmu sve potrebne mjere (tehničke, organizacijske i druge). Što je upravljanje mrežom učinkovitije i što je mreža opremljenija modernim sustavima upravljanja i nadzora te izgrađenija, odnosno ima dovoljno rezerve u njoj, to je manja mogućnost da će se dogoditi prekid napajanja i ako se dogodi trajat će kraće.

Prekid napajanja je posljedica pogonskih događaja koji se zbivaju u mreži. Događaji se dijele na slučajne, iznenadne, neplanirane – to su događaji kojima se ne može predvidjeti trenutak nastupa (udar groma, proboj izolacije, pogreška čovjeka, itd.) te na planirane, unaprijed znane, najavljene (isklopi jedinice mreže radi održavanja, popravka, ispitivanja komponente, itd.). Ukoliko planirane zahvate nije moguće učiniti bez isklopa nekog dijela mreže, a čiji će isklop dovesti do prekida napajanja nekih potrošača, onda te prekide napajanja dijelimo na prisilne i planirane.

Tijekom godine svi prekidi se prate i arhiviraju. Prvu skupinu prekida čine prekidi za koje HOPS nije odgovoran. To su [13]:

- Prisilne i planirane prekide koji traju uključivo do tri minute, jer se uzima da su oni posljedica normalnih a neizbježnih manipulacija u mreži,
- Prisilne prekide u trajanju duljem od tri minute, je su posljedica okolnosti na koje HOPS nije mogao utjecati (grom, oluja, raspad elektroenergetskog sustava, itd.),
- Planirane prekide najavljene barem 48 sati prije početka njihovog planiranog nastupa.

Drugu skupinu prekida čine prekidi za koje HOPS je odgovoran [13]:

- Prisilni prekidi koji traju dulje od 3 minute, za koje HOPS nije izuzet od odgovornosti, u smislu Općih uvjeta (kvar uzrokovan dotrajalošću, nepažljivo rukovanje, pogrešna prorada zaštitnih uređaja, nepotreban isklop, itd.),
- Planirani prekidi koji nisu pravodobno najavljeni korisnicima mreže.

U dokumentu naziva „Izvješće o prekidima napajanja“ HOPS daje sumarne podatke za cijelu mrežu kroz godinu dana. U izvješću se nalaze kumulativni podaci o broju prekida, njihovom trajanju i neisporučenoj električnoj energiji zbog prekida i ukupan broj obračunskih mjernih mjesta (OMM). Također, prikazani su podaci o prosjeku trajanja prekida i prosječno neisporučena energija po jednom prekidu u promatranoj godini. Primjer izvješća za 2016. godinu se može vidjeti u tablici 4.1. [13]. Broj obračunskih mjesta za ovaj izvještaj je 482.

Tablica 4.1. Izvješće o prekidima napajanja u prijenosnoj mreži za 2016. godinu

Rb.	**Opis**	**Broj prekida**	**Trajanje [min]**	**Energija [MWh]**	**Prosječno trajanje [min]**	**Prosječna energija [MWh]**	**Br. prekida/OMM (SAIFI)**	**Trajanje/OMM (SAIDI) [min]**
1	HOPS nije odgovoran za prekide napajanja (2+3+4+5)	64	3729	309,70	58,270	4,839	0,133	7,737
2	Prisilni prekidi u trajanju do uključivo 3 minute	2	4	1,33	2,000	0,665	0,004	0,008
3	Planirani prekidi u trajanju do uključivo 3 minute	1	2	20	0	0	0	0,004
4	Prisilni prekidi u trajanju duljem od 3 minute	45	1240	128,68	27,562	2,860	0,093	2,573
5	Planirani prekidi u trajanju duljem od 3 minute	16	2483	160,09	155,188	10,006	0,033	5,151
6	HOPS je odgovoran za prekide napajanja (7+8)	16	922	56,94	57,613	3,559	0,033	1,912
7	Prisilni prekidi dulji od 3 minute	14	858	53,21	61,271	3,801	0,029	1,780
8	Prisilni prekidi kraći od 3 minute	2	64	3,73	32,000	1,865	0,004	0,133
9	Nenajavljeni planirani prekidi u trajanju duljem od 3 minute	0	0	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
10	Sveukupno u promatranoj mreži (1+6)	80	4651	366,64	58,139	4,583	0,1660	9,650
11	Ukupno zbog povoda u nepromatranoj mreži	5	158	6,50	31,600	1,300	0,010	0,328

5. PROCJENA NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PRILIKOM PREKIDA

Neisporučena električna energija je ona količina energije koja nije isporučena potrošačima zbog zastoja pojedinih jedinica u prijenosnom ili distribucijskom sustavu. Procjena neisporučene električne energije se radi na temelju trajanja prekida i dnevnog dijagrama opterećenja dijela mreže koji je bio zahvaćen prekidom opskrbe. Zastoji se dijele prema trajanju na kratkotrajne i dugotrajne, i prema razlogu na prisilne i planirane zastoje.

Naravno, prekid opskrbe električne energije je događaj koji se pokušava svesti na minimum jer on ima najpogubniji utjecaj na potrošače.

Podaci o štetama na strani potrošača se mogu dobiti anketiranjem istih, no u nekim državama prekidi su toliko rijetki da potrošači nemaju prethodnog iskustva. Kada se dogodi prekid mnogi potrošači moraju potražiti alternativni način osvjetljenja, grijanja, hlađenja, očuvanja hrane, itd. [14].

Zbog ovih razloga kratkotrajni prekidi su manje opasni nego oni dugotrajni. Prilikom svakog prekida se može procijeniti relativno točna vrijednost neisporučene energije prema dijagramu opterećenja koji je očekivan za to vrijeme trajanja prekida. Prekidi do 3 minute trajanja nemaju veliki utjecaj na mrežu i kod njih se vrlo lagano može procijeniti vrijednost neisporučene električne energije. Kod dugotrajnih prekida se već stvaraju problemi pri procjeni.

Kada se prekid dogodi na sučelju prijenos – distribucija, dio distribucijske mreže napajan od strane prijenosa gdje se dogodio prekid ostaje bez napajanja. Ukoliko se zna da će prekid potrajati jer se kvar ne može brzo otkloniti u taj dio distribucije će biti preusmjerena energija iz drugog izvoda prijenosa koji je povezan na tu distribucijsku mrežu. Takva operacija je moguća jedino ako je distribucijska mreža linijska.

Ako je takva operacija moguća onda neisporučenu električnu energiju nije tako lako procijeniti. Po pravilniku se i tu koristi metoda kao i za kratkotrajne prekide. Razlog što je tu kompliciranije procijeniti je taj što dio distribucije koji je pretrpio prekid kada dobije napajanje iz drugoga smjera ne možemo više gledati kao potrošače koji nemaju napajanje. Tu procjena neisporučene električne energije na ovaj način postaje upitna. Istina, dobivena procjena je u redu ako gledamo energiju koja nije predana iz smjera prijenosa prema distribuciji, ali ukoliko gledamo sa strane

potrošača svejedno je s koje strane su dobili napajanje, i onda ne možemo tu energiju više gledati kao neisporučenu potrošačima.

Također, ta situacija mijenja i krivulju opterećenja jer prilikom ponovnog uključenja napajanja krivulja više neće biti kao ona predviđena jer su potrošači sada snabdijevani električnom energijom iz drugog smjera.

5.1. Izračun neisporučene električne energije na stvarnim primjerima

U ovom dijelu rada napravit će se procjena neisporučene električne energije na primjerima stvarnih događaja u 2008. godini za prijenosno područje Osijek. Ukupno će se predstaviti šest prekida u četiri transformatorske stanice na sučelju prijenos – distribucija. Koristiti će se prilagođena formula za procjenu neisporučene električne energije koja je dana u [12]. U radu je formula prikazana pod (5.1). Prilagođene formule za ostale pokazatelje pouzdanosti u prijenosnoj i distribucijskoj mreži dane su u [12] te u nastavku rada prikazane pod (5.2), (5.3), (5.4) i (5.5).

Neisporučena električna energija:

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot \sum_{i}^{K} P_i \cdot T_i \quad [MWh] \tag{5.1}$$

Gdje je:

- *K* – ukupan broj dugotrajnih prekida napajanja
- *P*i – procijenjena snaga pri kojoj je došlo do dugotrajnog prekida napajanja na jedinici mreže
- *T*i – trajanje i-tog dugotrajnog prekida napajanja

Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja:

$$AIT = \frac{ENS}{\left(\frac{W_g}{T_g}\right)} \cdot 60 \quad [min] \tag{5.2}$$

Gdje je:

- *W*g – ukupno prenesena električna energija na prijenosnoj mreži u kalendarskoj godini
- *T*g – ukupan broj sati u kalendarskoj godini

Pokazatelji pouzdanosti u distribucijskoj mreži su:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{K} N_i}{N_{uk}} \quad \left[\frac{prekida}{korisniku}\right] \tag{5.3}$$

Gdje je:

- N_i – broj korisnika mreže kod kojih je došlo do *i*-tog dugotrajnog prekida napajanja
- N_{uk} – ukupan broj korisnika mreže

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{K} N_i \cdot T_i}{N_{uk}} \quad \left[\frac{min}{korisniku}\right] \tag{5.4}$$

Gdje je:

- N_i – broj korisnika mreže kod kojih je došlo do *i*-tog dugotrajnog prekida napajanja
- T_i - trajanje i-tog dugotrajnog prekida napajanja
- N_{uk} - ukupan broj korisnika mreže

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad \left[\frac{min}{prekidu}\right] \tag{5.5}$$

5.2. Neisporučena električna energija - TS 110/10 kV Osijek 3

Prvi primjer je TS 110/10 kV Osijek 3. Na dan 26.06.2008. se dogodio prekid isporuke električne energije prema distribuciji. Prekid se dogodio ujutro u 08:19 h i trajao je 3 minute, što znači da je kratkotrajni prekid. Vrsta prekida je poremećaj i HOPS nije bio odgovoran. Povod je bio kvar na zaštiti na 10 kV strani. Ovi podaci su prikazani na slici P.1. [15]

Za procjenu neisporučene električne energije prilikom ovog prekida koristit ćemo formulu (5.1). Na slici P.1. je prikazano analogno mjerenje radne snage na TR2 na kojemu se dogodio prekid. Zahvaljujući ovim podacima možemo izračunati srednju snagu za sat vremena prije prekida kako bi se dobila što točnija procjena.

Izračun:

$$P_{sr} = \frac{17{,}41 + 18{,}90 + 20{,}54 + 29{,}51 + 18{,}90 + 20{,}67}{6} = 20{,}99\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 3 \cdot 20{,}99 = 1{,}05\ MWh$$

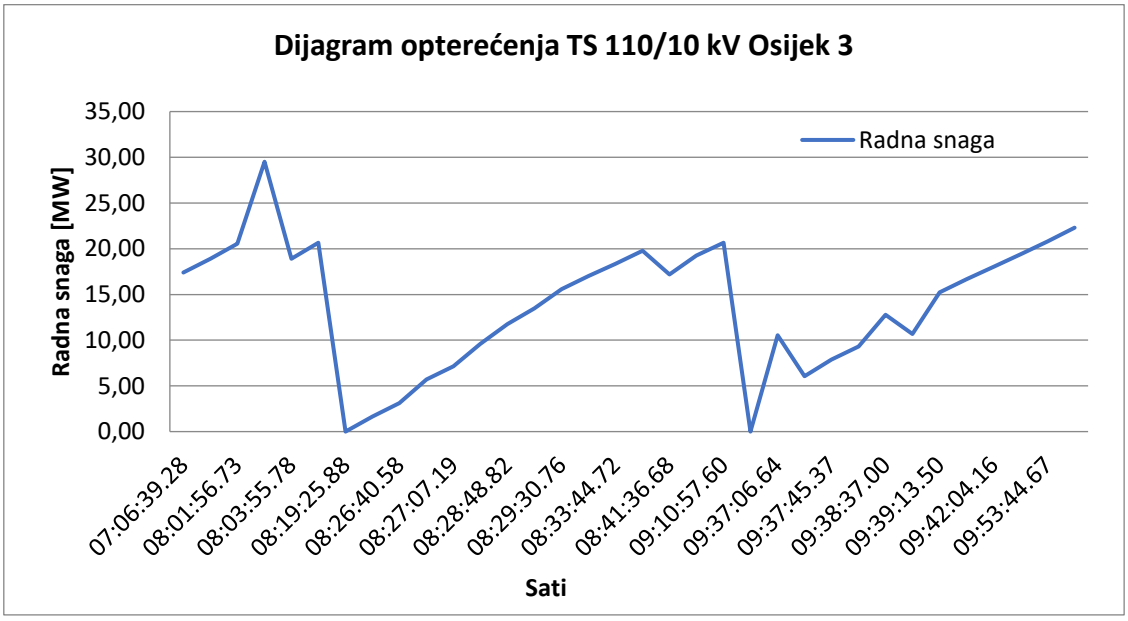
Na istoj TS se nešto kasnije dogodio još jedan prekid. Srednja snaga je opet izračunata zahvaljujući analognim mjerenima koja su prikazana na slici P.1.. Njegov izračun je prikazan u nastavku.

Izračun:

$$P_{sr} = \frac{17 + 18{,}36 + 19{,}79 + 17{,}20 + 19{,}24 + 20{,}67}{6} = 18{,}71\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 3 \cdot 18{,}71 = 0{,}94\ MWh$$

Na slici 5.1. se može vidjeti kada su se dva prekida dogodila.



Slika 5.1. Radna snaga TS 110/10 kV Osijek 3

5.3. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Požega

Drugi primjer je TS 110/35/10 kV Požega. Prekid se dogodio 15.07.2018. u 14:02 h. Trajao je 6 minuta što ga svrstava u dugotrajne prekide. Povod poremećaju je bila greška prilikom ispitivanja zaštite na TP1 110 kV. HOPS je bio odgovoran za ovaj prekid.

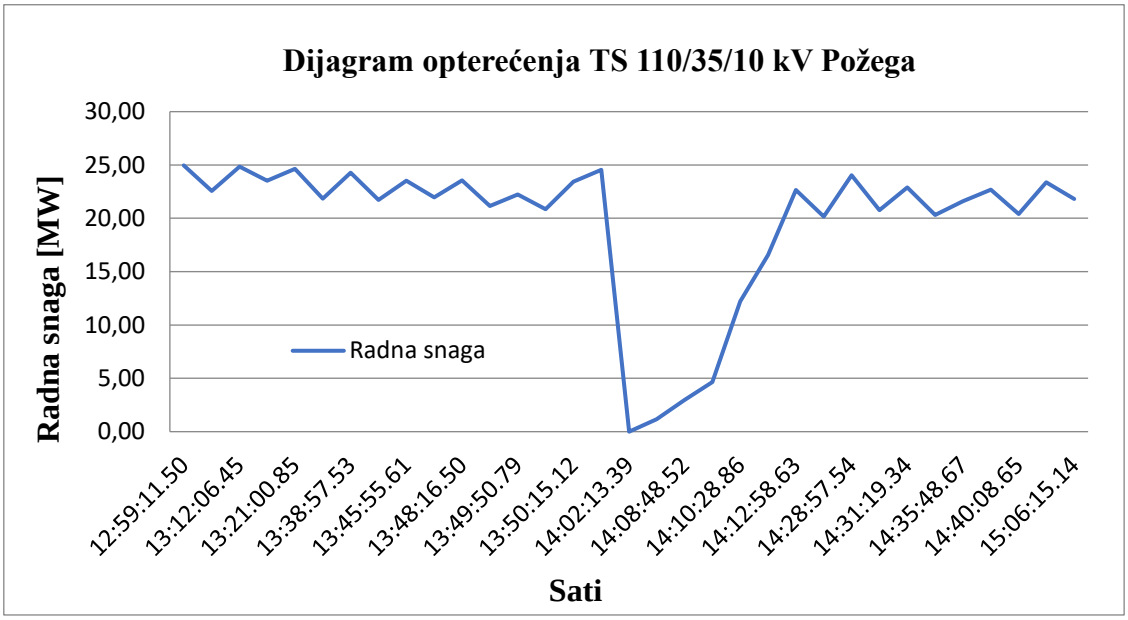
Na slici P. 2. su prikazane vrijednosti analognog mjerenja radne snage na TR2 U nastavku slijedi izračun neisporučene električne energije za koji će se koristiti formula (5.1).

Izračun:

$$P_{sr} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{n} = \sum_{i=1}^{16} \frac{P_i}{16} = \frac{369{,}64}{16} = 23{,}10\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 6 \cdot 23{,}10 = 2{,}31\ MWh$$

Na slici 5.2. se vidi kada se prekid dogodio.



Slika 5.2. Radna snaga TS 110/35/10 kV Požega – prvi prekid

Drugi prekid na TS 110/35/10 kV Požega se dogodio 09.07.2008. u 06:53 h. Trajao je 29 minuta što ga svrstava u dugotrajne prekide. Povod poremećaju je bio kvar na distributivnom dijelu i HOPS nije bio odgovoran za prekid.

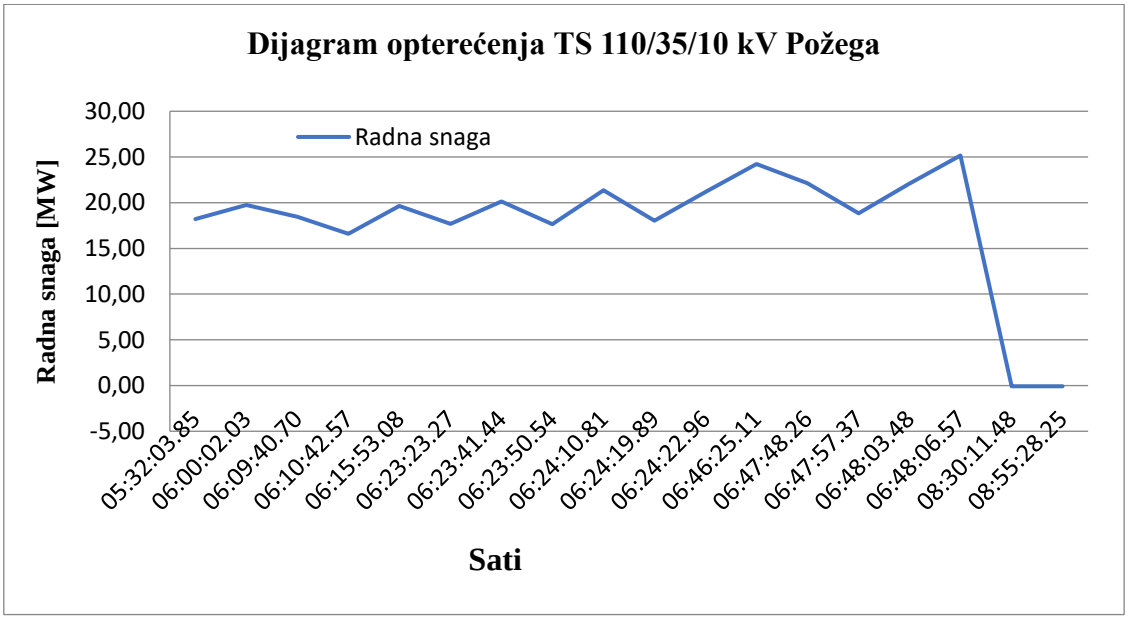
Na slici P. 3. su prikazana analogna mjerena radne snage na TR1. Koristeći izmjerene vrijednosti može se izračunati prosječna snaga zadnjeg sata prije prekida i nakon toga neisporučena električna energija.

Izračun:

$$P_{sr} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{n} = \sum_{i=1}^{16} \frac{P_i}{16} = \frac{321{,}12}{16} = 20{,}07\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 29 \cdot 20{,}07 = 9{,}70\ MWh$$

Na slici 5.3. su prikazane vrijednosti snage prije i poslije prekida te se može vidjeti točan trenutak prekida napajanja.



Slika 5.3. Radna snaga TS 110/35/10 kV Požega – drugi prekid

5.4. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Vukovar

Treći primjer je TS 110/35/10 kV Vukovar. Prekid se dogodio 14.10.2008. u 13:56 h. Trajao je 7 minuta što ga svrstava u dugotrajne prekide. Povod poremećaju je bio kvar u distributivnoj mreži te HOPS nije bio odgovoran za prekid.

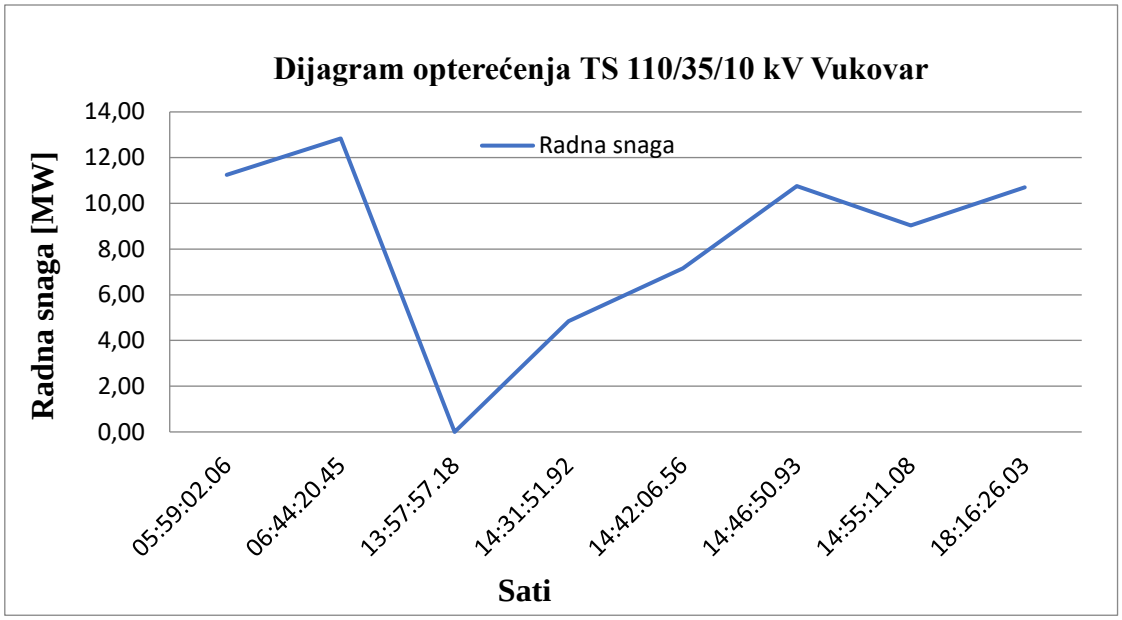
Na slici P. 4. su prikazane vrijednosti analognog mjerenja radne snage na TR 2.

Izračun:

$$P_{sr} = \frac{11{,}24 + 12{,}84}{2} = 12{,}04\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 7 \cdot 12{,}04 = 1{,}40\ MWh$$

Na slici 5.4. su prikazane vrijednosti radne snage tijekom vremena te se može vidjeti kada se prekid dogodio.



Slika 5.4. Radna snaga TS 110/35/10 kV Vukovar

5.5. Neisporučena električna energija - TS 110/35/10 kV Županja

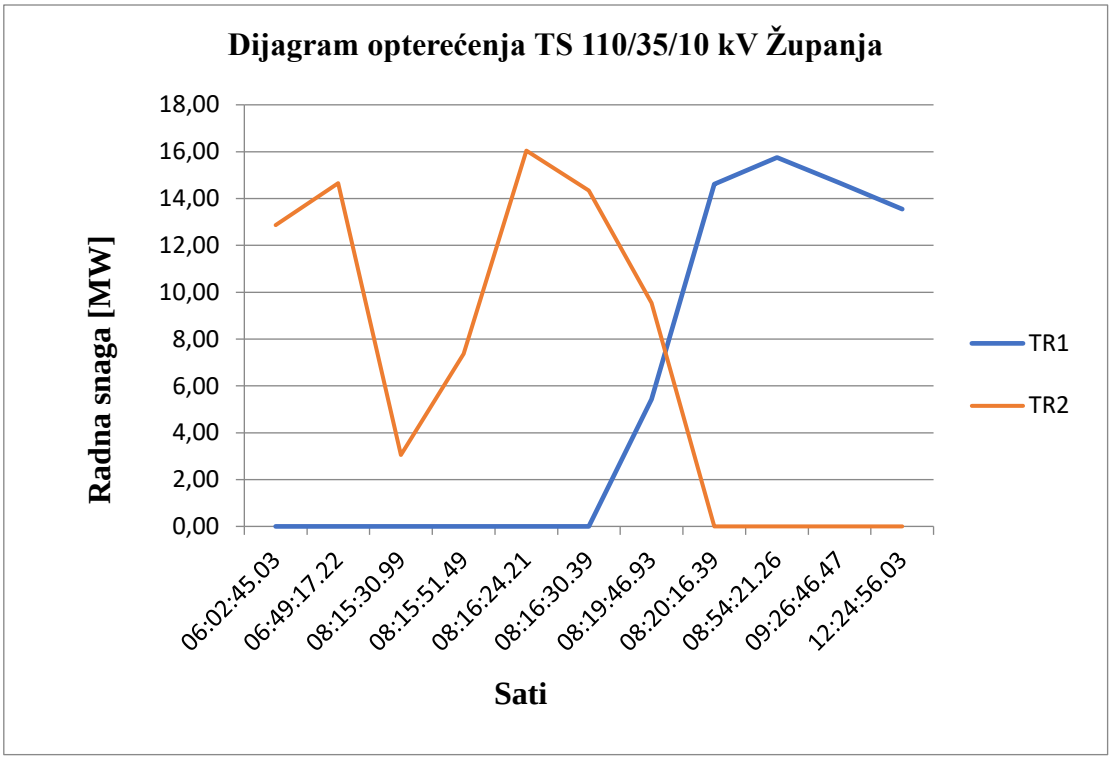
Četvrti primjer je TS 110/35/10 kV Županja. Prekid se dogodio 03.12.2008. u 08:12 h. Trajao je 2 minute što ga svrstava u kratkotrajne prekide. Povod poremećaju je bio krivi manevar pri prelasku s TR2 na TR1. HOPS je u ovom slučaju bio kriv za prekid. Na slici P. 5. su prikazane vrijednosti analognog mjerenja radne snage na transformatorskom polju 1 i 2.

Izračun:

$$P_{sr} = \frac{12{,}86 + 14{,}65}{2} = 13{,}76\ MW$$

$$ENS = \frac{1}{60} \cdot 1 \cdot 2 \cdot 13{,}76 = 0{,}46\ MWh$$

Na slici 5.5 su prikazana izmjerene vrijednosti radne snage na TR1 i TR2.



Slika 5.5. Radna snaga TR1 i TR2 u TS 110/35/10 kV Županja

5.6. Rezultati procjene neisporučene električne energije

Sumarni prikaz procjene neisporučene električne energije je dan u tablici 5.1..

Tablica 5.1. Sumarni prikaz procjene ENS-a

	Trajanje prekida [min]	ENS [MWh]
TS 110/10 kV Osijek 3	3	1,05
TS 110/10 kV Osijek 3	3	0,94
TS 110/35/10 kV Požega	6	2,31
TS 110/35/10 kV Požega	29	9,70
TS 110/35/10 kV Vukovar	7	1,40
TS 110/35/10 kV Županja	2	0,46

Korištena metoda procjene neisporučene električne energije je jednostavna i brzo se može doći do traženih podataka. Zahvaljujući analognim mjerenjima koja se vrše u stvarnom vremenu na transformatorima moguće je doći do prosječne snage koja je bila zadnji sat prije prekida te tako dobiti točnije rezultate. U posljednje vrijeme prema [16] dolazi do povećanih zahtjeva za

stalnom isporukom električne energije od strane potrošača te je vrlo bitno imati što preciznije i pouzdanije podatke za daljnji proračun pouzdanosti sustava u cijelosti, a upravo je ENS jedan od parametara za izračun pouzdanosti.

Ova metode procjene je sukladna Zakonu o tržištu električne energije i kao takva se koristi u dispečerskim centrima za procjenu neisporučene električne energije prilikom prekida opskrbe na sučelju prijenos – distribucija.

Dok je kod kratkotrajnih prekida metoda u potpunosti točna kod dugotrajnih prekida može stvarati probleme. Kao primjer može se navesti sljedeći slučaj. Recimo da dođe do prekida opskrbe na sučelju prijenos – distribucija zbog kvara na kritičnom elementu sustava te se zna da daljnja opskrba električnom energijom preko te transformatorske stanice neće biti moguća na dulje razdoblje. U tom slučaju dispečerski centar je dužan, ukoliko je moguće, pronaći alternativni smjer električne energije do potrošača i koliko god je moguće smanjiti vrijeme trajanja prekida isporuke na strani potrošača.

Uzmimo za primjer da je prekid trajao 10 sati, a da su dispečeri za 20 minuta uspjeli osposobiti alternativni smjer električne energije do potrošača. Ovom metodom bi se ENS računao kao da je prekid trajao 10 sati što s potrošačke strane nije istina. U ovoj situaciji bi se procjeni ENS-a trebalo pristupiti drugačije jer će se inače dobiti pogrešni rezultati procjene. Ukoliko je dostupan podatak o vremenu koje je trebalo za pronalazak alternativnog pravca opskrbe električne energije, odnosno stvarno vrijeme koje su potrošači bili bez napajanja, onda bi se to vrijeme trebalo uzeti kao vrijeme trajanja prekida u formuli (5.1.). No, mogućnost pronalaska alternativnog smjera napajanja ovisi o razvijenosti sustava i njegovoj pouzdanosti.

Valja napomenuti kako i prilikom dugotrajnih prekida, ali vremenski nešto kraćih npr. 1-2h, se mijenja ponašanje potrošača. To se najbolje može vidjeti na dijagramima opterećenja prilikom ponovne uspostave napajanja. U trenutku kada potrošači opet dobiju napajanje manje je opterećenje nego što je bilo prije prekida isporuke jer su se prilikom prekida isključili električni uređaji, strojevi i ostali potrošači električne energije pa se prilikom ponovne uspostave napajanja opterećenje postepeno povećava.

6. ZAKLJUČAK

Procjena neisporučene električne energije je bitna stavka cjelokupnog vođenja elektroenergetskog sustava. Iako se na prvu čini kao jednostavan podatak za izračunati može doći do komplikacija. Podatak o količini neisporučene električne energije na godišnjoj bazi je bitan kako bi se dobio uvid u pravilno ili nepravilno vođenje sustava te kako bi se znalo je li vođenje sustava u zakonskim okvirima prema potrošačima električne energije. Što je elektroenergetski sustav moderniji, dobro upravljan i pravilno održavan to je mogućnost prekida koji bi uzrokovali prekid isporuke energije na sučelju prijenos – distribucija manja. U radu je prikazana metoda procjene neisporučene električne energije koja je zakonski propisana i u upotrebi u trenutnom upravljanju prijenosnog sustava Republike Hrvatske. Također su prikazani načini izračuna ostalih parametara pouzdanosti kako za prijenosnu tako i za distribucijsku mrežu. Izračun ENS-a prilikom kratkotrajnih prekida je jednostavan i pouzdan, no kod dugotrajnih prekida dolazi do pitanja može li se ova metoda primjenjivati iako je zakonski propisana. Tu problem stvaraju prekidi koji su neplanirani i zna se da kvar neće moći biti otklonjen nekoliko sati. U tom slučaju dispečeri su dužni ili pokušati pronaći alternativni smjer električne energije do potrošača koji su pretrpjeli prekid u distribuciji, ukoliko je to moguće, ili ukoliko je na mjestu kvara moguće tok energije prebaciti s transformatora u kvaru na rezervni transformator. Koristeći ovu metodu tu bi se kao vrijeme trajanja neisporučene električne energije uzelo vrijeme koje je potrebno da se otkloni kvar na transformatoru, ili bilo kojem elementu sustava koji je uzrok prekida, no realno vrijeme trajanja prekida sa strane potrošača je ono od početka kvara do pronalaska alternativnog smjera isporuke električne energije. Propisanom metodom ne bi se dobili realni podaci za ENS. Navedeno upućuje na nužnost izvrsne komunikacije odnosno razmjene informacija između dispečera prijenosne i distribucijske mreže. Olakšavajuća činjenica je da su velika većina prekida na sučelju prijenos – distribucija kratkotrajni (uključivo do 3 minute) ili dugotrajni ali od 3 minute pa do sat vremena, rijetko se događa prekid koji traje po nekoliko sati jer je prijenosna mreže dobro vođena i održavana pa je mogućnost takvih prekida smanjena. U posljednje vrijeme prikupljanje ovakvih podataka kao što je ENS postaje sve bitnije za daljnji proračun pouzdanosti mreže i za pravilnu interpretaciju istih kako bi se sustav mogao što kvalitetnije voditi te pronaći načine njegovog unaprjeđenja jer sustavi prijenosa i distribucije nikada nisu bili kompleksniji.

LITERATURA

[1] Mrežna pravila prijenosnog sustava (NN 67/2017): https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2017_07_67_1585.html (pristupljeno 16.09.2018.)

[2] Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.: https://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees (pristupljeno 16.09.2018.)

[3] Jozsa, L. Vođenje pogona elektroenergetskog sustava, Osijek, 2005.

[4] Kovač, Z. Predavanje kolegij Elektrane, Osijek, 2017.

[5] Šljivac, D. Vjerojatnosna analiza troškova prekida opskrbe električnom energijom, doktorski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb 2005.

[6] Nikolovski, S. Osnove analize pouzdanosti elektroenergetskog sustava, ETF Osijek, 1995.

[7] Topić, D. Unaprijeđeni simulacijski model predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane, doktorski rad, Elektrotehnički fakultet, Osijek, 2014.

[8] Godišnje izvješće o sigurnosti opskrbe hrvatskog EES-a za 2017. godinu, Verzija: 1, Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., lipanj 2018.

[9] IEEE Std 1366 (2003) IEEE guide for electric power distribution reliability indices, IEEE

[10] Čepin, M. Assessment of Power System Reliability – Methods and Applications, Springer, London, 2011.

[11] Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN 85/2015): https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2015_08_85_1666.html (pristupljeno 19.09.2018.)

[12] Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom (NN 37/2017) https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2017_04_37_795.html (pristupljeno 16.09.2018.)

[13] Izvješće o prekidima napajanja u prijenosnoj mreži, Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., 2016.

[14] Nahman, J., Mijailović, V. Razvodna postrojenja, Akademska misao ETF, Beograd 2005.

[15] Podaci ustupljeni od strane HOPS-a, Prijenosno područje Osijek

[16] Kovač, Z., Knežević, G., Topić, D. Modelling of Power System Reliability Assessment, Technical Gazette 20, 1(2013), 93-98

SAŽETAK

U ovome radu je opisan elektroenergetski sustav Republike Hrvatske, njegova pouzdanost i prekidi napajanja električnom energijom. Analizirana je metoda proračuna ENS-a koja se koristi u prijenosnoj mreži prilikom prekida opskrbe električne energije na sučelju prijenos – distribucija. Na stvarnim primjerima prekida opskrbe električne energije su napravljene procjene neisporučene električne energije te su dani glavni razlozi prednosti korištenja metode ali isto tako i nedostaci.

Ključne riječi: elektroenergetski sustav, pouzdanost elektroenergetskog sustava, neisporučena električna energija, procjena ENS-a

Estimation of expected energy not served due to power supply interruption in transmission or distribution network

Abstract

This paper describes the Republic of Croatia power system, its reliability and power supply interruption. The ENS assessment method used in the transmission network after power supply interruption at the transmission/distribution interface is analyzed. Assessments are made on the real examples of power supply interruptions and advantages and disadvantages of this method are given.

ŽIVOTOPIS

IVAN OSTHEIMER

Rođen je 9. kolovoza 1993. u Đakovu. U Đakovu, 2008. završava osnovnu školu „Ivan Goran Kovačić“. Iste godine upisuje prirodoslovno-matematičku gimnaziju Antuna Gustava Matoša u Đakovu, koju završava 2012. godine. Tijekom cijelog osnovnoškolskog obrazovanja ostvaruje izvrstan uspjeh, a tijekom srednjoškolskog vrlo dobar.

2012. godine upisuje preddiplomski sveučilišni studij elektrotehnike na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku te ga završava 2016. godine. Iste godine upisuje, sada s novim imenom Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek, sveučilišni diplomski studij elektrotehnike, smjer elektroenergetika, izborni blok održiva elektroenergetika.

Aktivno se služi engleskim jezikom te pasivno njemačkim. Informatički je pismen te se odlično služi programskim paketom Microsoft Office (Excel, Word, PowerPoint, Visio) i AutoCAD-om. Poznaje programe Relux, EPLAN Electric P8 i EasyPower.

2016. godine sudjeluje u finalu Software StartUp Akademije s kolegama. Aktivni član IEEE studenskog ogranka Osijek. 2017. godine proglašen za potpredsjednika PES (Power and Energy Society) studentskog ogranka, a nakon toga 2018. za predsjednika PES studentskog ogranka.

S dvojicom kolega napravio stručni rad pod nazivom Primjena računalnog programa Thorium A+ za određivanje optimalnih mjera energetske učinkovitosti pri održavanju stambenog objekta. Rad je predstavljen na međunarodnom skupu održanom u svibnju 2017. godine pod organizacijom Fakulteta elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija. Naziv skupa: 26. Međunarodni znanstveno-stručni skup „Organizacija i tehnologija održavanja“ - OTO 2017.“

Nakon završetka diplomskog studija želja mu je raditi u području elektroenergetike u renomiranoj tvrtki koja posluje na svjetskoj razini.

Trenirao plivanje 11 godina. Osvojio mnoge medalje na gradskim, županijskim i regionalnim natjecanjima te posjeduje dvije zlatne medalje s državnog natjecanja.

PRILOZI

Analogno mjerenje radne snage na TR 2						
STANICA	NAZIV POLJA	ELEMENT	MJ	DATUM	VRIJEME	VRIJEDNOST
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	07:06:39.28	17,41
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	07:32:16.00	18,90
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:01:56.73	20,54
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:03:52.67	29,51
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:03:55.78	18,90
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:19:15.87	20,67
OS4	TP2 111	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:19:25.88	0,00
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:26:19.20	1,63
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:26:40.58	3,13
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:26:55.92	5,71
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:27:07.19	7,14
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:27:16.34	9,59
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:28:48.82	11,76
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:28:51.93	13,46
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:29:30.76	15,57
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:33:11.06	17,00
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:33:44.72	18,36
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:40:00.52	19,79
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:41:36.68	17,20
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	08:42:32.53	19,24
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:10:57.60	20,67
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:34:35.91	0,00
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:37:06.64	10,54
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:37:10.86	6,05
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:37:45.37	7,89
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:37:54.51	9,32
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:38:37.00	12,78
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:38:40.06	10,68
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:39:13.50	15,23
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:40:12.46	16,66
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:42:04.16	18,02
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:44:14.86	19,38
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	09:53:44.67	20,81
OS3	TP2 110	RADNA SNAGA	MW	26.6.2008	10:45:25.09	22,30

Slika P. 1. Analogno mjerenje radne snage na TR2 – TS 110/10 kV Osijek 3 [15]

Analogno mjerenje radne snage na TR 2						
STANICA	NAZIV POLJA	ELEMENT	MJ	DATUM	VRIJEME	VRIJEDNOST
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	12:59:11.50	24,96
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:11:28.14	22,56
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:12:06.45	24,84
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:19:00.87	23,52
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:21:00.85	24,64
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:38:48.42	21,84
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:38:57.53	24,28
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:45:49.50	21,72
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:45:55.61	23,52
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:48:13.43	21,96
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:48:16.50	23,56
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:49:44.69	21,16
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:49:50.79	22,24
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:50:09.05	20,84
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:50:15.12	23,44
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	13:54:53.45	24,56
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:02:13.39	0,00
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:08:33.21	1,16
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:08:48.52	2,96
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:09:31.89	4,64
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:10:28.86	12,20
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:11:50.42	16,56
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:12:58.63	22,64
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:28:06.26	20,16
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:28:57.54	24,04
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:30:42.06	20,76
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:31:19.34	22,88
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:35:24.27	20,32
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:35:48.67	21,60
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:35:57.78	22,68
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:40:08.65	20,40
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	14:49:12.30	23,36
POŽEGA	TP 2 35 KV	RADNA SNAGA	MW	15.7.2008	15:06:15.14	21,80

Slika P. 2. Analogno mjerenje radne snage na TR2 – TS 110/35/10 kV Požega [15]

Analogno mjerenje radne snage na TR 1						
STANICA	NAZIV POLJA	ELEMENT	MJ	DATUM	VRIJEME	VRIJEDNOST
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	05:32:03.85	18,20
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:00:02.03	19,76
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:09:40.70	18,44
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:10:42.57	16,60
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:15:53.08	19,64
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:23:23.27	17,68
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:23:41.44	20,12
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:23:50.54	17,64
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:24:10.81	21,36
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:24:19.89	18,04
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:24:22.96	21,20
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:46:25.11	24,24
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:47:48.26	22,12
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:47:57.37	18,84
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:48:03.48	22,08
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	06:48:06.57	25,16
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	08:30:11.48	-0,08
POŽEGA	TP1 35	RADNA SNAGA	MW	9.7.2008	08:55:28.25	-0,08

Slika P. 3. Analogno mjerenje radne snage na TR1 – TS 110/35/10 kV Požega [15]

Analogno mjerenje radne snage na TR 2						
STANICA	NAZIV POLJA	ELEMENT	MJ	DATUM	VRIJEME	VRIJEDNOST
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	05:59:02.06	11,24
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	06:44:20.45	12,84
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	13:57:57.18	0,00
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	14:31:51.92	4,84
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	14:42:06.56	7,16
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	14:46:50.93	10,76
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	14:55:11.08	9,04
VUKOV	TP2 110/35	RADNA SNAGA	MW	14.10.2008	18:16:26.03	10,70

Slika P. 4. – Analogno mjerenje radne snage na TR2 – TS 110/35/10 kV Vukovar [15]

Analogno mjerenje radne snage									
STANICA	ELEMENT	MJ	DATUM	VRIJEME		NAZIV POLJA	VRIJEDNOST		NAZIV POLJA	VRIJEDNOST
				06:02:45.03		TP1 35	0,00		TP2 35	12,86
				06:49:17.22		TP1 35	0,00		TP2 35	14,65
				08:15:30.99		TP1 35	0,00		TP2 35	3,05
				08:15:51.49		TP1 35	0,00		TP2 35	7,37
				08:16:24.21		TP1 35	0,00		TP2 35	16,04
				08:16:30.39		TP1 35	0,00		TP2 35	14,34
@UPAN	RADNA SNAGA	MW	3.12.2008	08:19:46.93		TP1 35	5,43		TP2 35	9,55
@UPAN	RADNA SNAGA	MW	3.12.2008	08:20:16.39		TP1 35	14,61		TP2 35	0,00
@UPAN	RADNA SNAGA	MW	3.12.2008	08:54:21.26		TP1 35	15,75		TP2 35	0,00
@UPAN	RADNA SNAGA	MW	3.12.2008	09:26:46.47		TP1 35	14,67		TP2 35	0,00
@UPAN	RADNA SNAGA	MW	3.12.2008	12:24:56.03		TP1 35	13,55		TP2 35	0,00

Slika P. 5. – Analogno mjerenje radne snage na TP1 i TP2 – TS 110/35/10 kV Županja [15]

Skupina	Pojedinačni pokazatelj pouzdanosti napajanja	Zajamčeni/zadani standard pouzdanosti napajanja	Novčana naknada [kn]
Prijenosna mreža	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog planiranog prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na visokom naponu, $T_{p1,i}$	480 min	3.000 kn
	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog neplaniranog prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na visokom naponu, $T_{p2,i}$	3 min	30.000 kn
	Ukupno trajanje svih pojedinačnih dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na visokom naponu u promatranoj godini, T_p	3 min/god.	-
	Ukupan broj dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na visokom naponu u promatranoj godini, N_p	1 dugotrajni prekid napajanja/god.	-

Slika P. 6. Zajamčeni standardi pouzdanosti napajanja u prijenosnoj mreži [12]

Skupina	Pojedinačni pokazatelj pouzdanosti napajanja	Zajamčeni/zadani standard pouzdanosti napajanja		Novčana naknada [kn]
		Kabelski izvod	Nadzemni vod	
Distribucijska mreža	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog planiranog prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na srednjem naponu, $T_{p1,i}$	360 min	600 min	1.000 kn
	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog neplaniranog prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na srednjem naponu, $T_{p2,i}$	600 min	900 min	1.000 kn
	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog planiranog prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na niskom naponu, $T_{p2,i}$	360 min	600 min	300 kn
	Trajanje pojedinačnog dugotrajnog neplaniranog prekida napajanja pojedinog krajnje kupca na niskom naponu, $T_{p2,i}$	600 min	900 min	300 kn
	Ukupno trajanje svih pojedinačnih dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na srednjem naponu u promatranoj godini, T_s	240 min/god.	720 min/god.	Prema članku 62. ovih Uvjeta
	Ukupno trajanje svih pojedinačnih dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na niskom naponu u promatranoj godini, T_n	240 min/god.	720 min/god.	
	Ukupan broj dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na srednjem naponu u promatranoj godini, N_I	4 dugotrajna prekida napajanja/god	9 dugotrajnih prekida napajanja/god.	-
	Ukupan broj dugotrajnih neplaniranih prekida napajanja pojedinog krajnjeg kupca na niskom naponu u promatranoj godini, N_n	4 dugotrajna prekida napajanja/god	9 dugotrajnih prekida napajanja/god.	-

Slika P. 7. Zajamčeni standardi pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži [12]