

UTJECAJ DISTRIBUIRANIH IZVORA NA PLANIRANJE RAZDJELNE MREŽE

1. UVOD

Ponekad u tehnici jednako kao i u modnom svijetu određeni trendovi koji su u nekim prošlim vremenima bili "in" to ponovno postaju i danas. Naravno da se pri tom ne radi o čistom preslikavanju jer je tehnološki razvoj napravio moderniji, efikasniji, jeftiniji i zbog toga pristupačniji proizvod širem tržištu. Upravo se to dogodilo u proizvodnji električne energije. Sad već tako daleko, u drugoj polovici 19. stoljeća, upravo je T.A. Edison i njegova *Edison Electric Light Company* kao prva kompanija za proizvodnju i distribuciju električne energije istisnula uporabu plina za rasvjetu i grijanje kao "prljave energije". Električna energija proizvodila se blizu mjesta potrošnje i tako je predstavljala prvi primjer distribuirane proizvodnje. Međutim, primjenjeni istosmjerni sustav, stalno povećanje potražnje za električnom energijom i Edisonovo bahato odbacivanje Teslinog izuma višefaznog sustava izmjeničnih struja i pripadajućih strojeva doveo je do odumiranja distribuirane proizvodnje. Kraj devetnaestog i gotovo cijelo dvadeseto stoljeće obilježeno je centraliziranom proizvodnjom električne energije u velikim termoelektranama blizu nalazišta fosilnih goriva ili u hidroelektranama na prikladnim mjestima u vodotocima. Blizina nalazišta fosilnog goriva je eliminirala troškove njegovog prijevoza i proizvodnju električne energije napravila ekonomičnom. Iako je prijenos električne energije na velike udaljenosti bio riješen, kako bi se smanjili gubici u prijenosu, termoelektrane koje su koristile naftu kao pogonsko gorivo i nuklearne elektrane grade se bliže centrima potrošnje električne energije. I baš u trenutku kada su konačno i laici od 7 do 77 godina shvatili funkcioniranje elektroenergetskog sustava – da se električna energija proizvodi u velikim elektranama koje se nalaze daleko od gradova, da se dalekovodima ta energija prenosi do gradova i naselja i transformira na niži napon kako bi se razdjelnim mrežama dovela do krajnjeg korisnika ponovo se pojavljuje distribuirana proizvodnja električne energije – mogućnost da bilo tko može proizvoditi električnu energiju, priključiti se bilo gdje na elektroenergetsku mrežu i tu energiju prodavati te da ima netko tko će tu energiju negdje u

elektroenergetskoj mreži kupovati. Da li se sustav koji su jedva spoznali dok je bio "jednosmjerni" uvođenjem distribuirane proizvodnje zakomplicirao? Što je uzrokovalo ponovnu pojavu distribuirane proizvodnje? Koji su preduvjeti trebali da se ona pojavi? Koje se tehnologije koriste? Da li je distribuirana proizvodnja postala "noćna mora" distribucije? Kakvi su utjecaji distribuirane proizvodnje na razdjelnu mrežu i na njezino planiranje? Koliko i da li zaostajemo za razvijenim svijetom? To su samo neka od pitanja na koja će se u ovom radu pokušati naći odgovor.

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK PLANNING

This paper intends to give an overview of major aspects of distributed generation technologies and their impact on electrical distribution network planning. Due to the process of electricity market opening and liberalization, distributed generation, specially renewables have significant raise in number of installations. Although they represent a small share of the electricity market, distributed-generation technologies already play a key role: for applications in which reliability is crucial, as a source of emergency capacity, and as an alternative to expansion of a local network. This leads to changes in the topology of the existing network which will be discussed together with various other aspects as e.g. standards for DG interconnection with distribution network, interconnection costs, technical considerations, protection, forecasting, dispatching and planning.

2. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.1 Definicija distribuirane proizvodnje

Distribuirana proizvodnja (DP), eng. *Distributed generation* (DG) je pojam koji obuhvaća znatno više od svog doslovnog značenja. Definicije koje se pojavljuju u literaturi nisu ujednačene, odnosno analiza relevantne literature pokazuje da nema opće prihvaćene definicije [1,2,3,40,42, 69].

Tako se npr. u [40] pod distribuiranim izvorima smatraju svi izvori koji se pojedinačno, na lokaciji potrošača, priključuju isključivo na razdjelnu mrežu. Zbog toga se vjetroelektrane ne smatraju distribuiranim izvorom, jer se u pravilu ne nalaze na lokaciji potrošača, najčešće više vjetroelektrana čine "farmu vjetroelektrana" pa se kao takve ne moraju nužno priključivati na razdjelnu mrežu. U [40] zato smatraju da vjetroelektrane pripadaju grupi "dispersed generation", kao i ostali distribuirani izvori ako se ne nalaze na lokaciji potrošača. Kako u ovom stručnom području još uvijek traje terminološki razvoj, reference [40,42] se mogu smatrati kao izvor najnovijih definicija i terminologije.

Iako najčešći, izraz *distributed generation* je samo jedan od naziva za distribuiranu proizvodnju. Tako se na primjer u SAD koristi i izraz *dispersed generation* [3] dok je u Evropi i dijelovima Azije popularan izraz *decentralised generation* [74]. U engleskoj i anglosaksonskoj literaturi, koristi se izraz *embedded generation* [2,11,12,14,41].

Osim u stručnoj literaturi, problem se pojavljuje i na strani zakonodavstva pa u zakonima različitih država postoje različite definicije distribuiranih izvora energije.

Distribuirana proizvodnja se u literaturi pokušava definirati pomoću različitih karakteristika proizvodnje električne energije. Najčešće od tih karakteristika su:

- namjena
- mjesto priključka izvora
- snaga
- tehnologija
- utjecaj na okoliš
- način vođenja
- vlasnička pitanja (vlasništvo)

Sva ova pitanja nisu jednako važna za problem definiranja distribuirane proizvodnje.

Većina autora smatra da je namjena distribuirane proizvodnje osigurati pouzdan izvor radne snage.

Distribuiranu proizvodnju čine izvori priključeni na razdjelnu mrežu, odnosno priključeni na potrošačevoj strani brojila.

Definiranje distribuiranog izvora pomoću mjesta priključka ima i svoje nedostatke. Ako je razdjelna mreža slaba, izvor se mora priključiti na prienosnu mrežu što ga automatski diskvalificira kao distribuirani izvor.

Snaga distribuirane proizvodnje (odnosno distribuiranog izvora) kreće se u najrazličitijim granicama, ovisno o autoru. Gornja granica u većini slučajeva iznosi 10-50MW. Gotovo nigdje se distribuirani izvor ne definira kao izvor snage iznad 100MW.

S obzirom na snagu, mogli bi se distribuirani izvori klasificirati na slijedeći način :

- | | |
|-----------|---------------|
| • mikro | < 5 kW |
| • mali | 5 kW < 1 MW |
| • srednji | 1 MW < 10 MW |
| • veliki | 10 MW < 50 MW |

Snaga distribuiranog izvora definira naponsku razinu razdjelne mreže na koju će se izvor priključiti ali više o tim uvjetima se nalazi u poglavlju o tehničkim utjecajima na razdjelnu mrežu.

Pojam distribuirane proizvodnje se vrlo često vezuje uz određene tehnologije proizvodnje električne energije, posebno uz obnovljive izvore energije. Obnovljivi izvori najčešće jesu distribuirani izvori, ali DP obuhvaća daleko šire područje.

Trenutačno najrašireniji način proizvodnje tipičan za DP je kombinirana proizvodnja električne i toplinske energije (kogeneracija, eng. CHP). Na taj način podiže se učinkovitost procesa jer se toplinski gubici proizvodnje električne energije koriste u proizvodnji topline, koja se lokalno i troši. Količina energije (električne i toplinske) proizvedene kogeneracijom veća je uz isti utrošak goriva nego kod odvojene proizvodnje toplinske i električne energije (učinkovitost može dostići i do 90%). Problem kod kogeneracije je usklađivanje proizvodnje toplinske i električne energije. Potražnja za toplinskom energijom najčešće ne odgovara potražnji za električnom, a proizvodnja jedne i druge su usko povezane.

Dakle, moglo bi se reći da postoje tri osnovne kategorije proizvođača kod DP:

- obnovljivi izvori
- male proizvodne jedinice
- kombinirana proizvodnja električne i toplinske energije

Nijedna od navedenih tehnologija nije vezana isključivo za distribuiranu proizvodnju. Štoviše, neke su izrazito korištene u velikim elektranama koje se ne bi mogle nazvati distribuiranim izvorom. Tipičan primjer toga je kogeneracija koja postoji u centraliziranim sustavima i vrlo je popularna. Međutim, sve su one našle svoju primjenu u distribuiranoj proizvodnji.

DP tehnologije se vrlo često opisuju kao prijateljske za okoliš. Emisija CO₂ i SO₂ je bitno niža kod tipičnih DP tehnologija u usporedbi s klasičnom termoelektranom, ali postoje i neki drugi ekološki problemi. Ornitolozi tvrde da su područja pogodna za vjetroelektrane vrlo često prolazi kojima se koriste ptice pri svojim seobama. Mnogima vjetroturbine smetaju zbog buke ili zato što vizualno onečišćuju okoliš. Iskorištavanje malih vodotokova ima bitan utjecaj na floru i faunu.

Međutim, trenutno najveći ekološki problem (ili barem najzastupljeniji u medijima) je efekt staklenika, a s obzirom na emisiju stakleničkih plinova su tehnologije DP zaista povoljnije od klasičnih tehnologija proizvodnje.

Do nedavno su velike energetske kompanije bile manje ili više nezainteresirane za DP pa se počelo podrazumijevati da je DP uvijek u rukama malih, privatnih poduzetnika. Međutim, ta situacija se mijenja i ne postoji razlog zbog kojeg bi distribuirani izvori bili ograničeni na neovisne vlasnike (npr. E.ON Energie AG, Detroit Edison)

Pokušat ćemo dati definiciju distribuirane proizvodnje, odnosno distribuiranih izvora:

Distribuirana proizvodnja (DP) je proizvodnja električne energije unutar razdjelne mreže odnosno blizu potrošača. Sukladno tome je distribuirani izvor svaki onaj priključen na razdjelnu mrežu.

2.2 Pregled tehnologija za distribuiranu proizvodnju

Tehnologije koje se koriste u distribuiranoj proizvodnji električne energije su vrlo dobro opisane u dostupnoj literaturi. Zbog toga će se u ovom tekstu samo opisati njihove osnovne karakteristike, i težište će se staviti na njihovu usporedbu i komercijalnu upotrebljivost.

2.2.1 Pretvorba Sunčeve energije u električnu energiju

Postoje dvije vrste tehnologija za pretvorbu Sunčeve energije u električnu: toplinske i fotonaponske. Kod toplinskih se tehnologija Sunčevo zračenje najprije pretvara u toplinsku energiju, a zatim u električnu dok fotonaponski moduli vrše direktnu pretvorbu.

2.2.1.1 Toplinska pretvorba Sunčeve energije u električnu energiju

Sunčana elektrana s toplinskom pretvorbom vrlo je slična običnoj termoelektrani. Jedina razlika je korištenje Sunčeve energije umjesto energije fosilnih goriva. Sunčeva energija se koncentrira i pretvara u toplinsku koja pogoni toplinski stroj. U toplinskom stroju se radni medij grije i tijekom

ekspanzije pogoni lopatice turbine ili klipove motora. Termodinamički procesi u toplinskim sunčanim elektranama su Rankineov, Stirlingov i Braytonov.

Budući da postoji velika sličnost s običnom termoelektranom, postoji mogućnost dvojnog pogona (hibridizacije). Mogućnost jednostavne hibridizacije s fosilnim gorivima prednost je sunčanih elektrana pred ostalim obnovljivim izvorima energije. Takva se elektrana ponaša kao i svaka druga termoelektrana. Postoji više izvedbi hibridizacije, ali samo dva osnovna principa. Toplina dobivena od fosilnog goriva se u prvom slučaju miješa sa toplinom dobivenom od Sunca i pokreće toplinski stroj. U drugom slučaju se rade dvije odvojene elektrane koje se nadopunjuju. Drugi slučaj omogućava optimalno iskorištenje toplinske energije, ali je znatno skuplji.

Vrste toplinskih sunčanih elektrana su:

- sunčana elektrana s centralnim prihvatnikom i poljem heliostata
- sunčana elektrana s paraboličnim, koristastim kolektorima
- tanjuraste sunčane elektrane
- sunčani dimnjak

Osim elektrane sa sunčanim dimnjakom sve ostale koriste koncentrirano sunčevo zračenje pa se prema tome može iskoristiti samo direktna komponenta sunčevog zračenja. Ovaj način korištenja Sunčevog zračenja je naročito interesantan za zemlje u području Mediterana (Hrvatska!) i sjeverne Afrike. Prema [30] ukupna učinkovitost ovakvih postrojenja je danas 35% i pretpostavlja se da bi mogla doseći 69% kad bi se instalirala u kogeneracijskom postrojenju. Interesantan je prijedlog da se elektrana direktno priključi na elektroenergetsku mrežu i proizvedena električna energija prodaje na tržištu "zelene" energije ili da se vrši elektroliza vode i proizvodi vodik koji bi se poslije koristio u motorima ili gorivim ćelijama za proizvodnju električne energije.

2.2.1.2 Direktna pretvorba Sunčeve energije u električnu energiju

Drugi tip malih elektrana koje iskorištavaju energiju sunca upotrebljavaju poluvodičke ćelije, obično veličine nekoliko kvadratnih centimetara. Ćelija transformira sunčevu svjetlost u istosmjernu struju. Veći broj ćelija se slaže i zatim spaja u modul tako da zajedno proizvode željenu snagu. Male elektrane na sunce, za razliku od onih na vodu ili vjetar nemaju nikakvih rotirajućih dijelova i ne zahtijevaju specijalno hlađenje, ne proizvode vibracije niti buku. Međutim, tehnologija izrade fotonaponskih ćelija, potrebnih za ovakve male elektrane je relativno skupa, reda veličine kao i ostala tehnologija za izradu čipova i ostalih poluvodljivih sklopova. Ipak, kako je zadnjih 20 godina cijena ove proizvodnje padala zbog napredka tehnologije, tako je padala i specifična cijena foto-naponskih ćelija izražena u dolarima po kWh (od 1980. kada je bila 1 \$/kWh do 1996. kada je bila 0,20 \$/kWh, danas je ta cijena otprilike 0,15 \$/kWh). Postoji više tipova fotonaponskih ćelija i tehnologija proizvodnje istih. Najrasprostranjenije su ćelije s mono-kristalnim silicijem, polikristalnim i semikristalnim silicijem, tankim filmovima (izvedenim od CdTe, GaAs) itd. Struja koja se dobiva iz fotonaponskog ćelije je istosmjerna. Stoga, da bi se fotonaponska ćelija mogla priključiti na mrežu potrebno je istosmjernu struju provesti kroz izmjenjivač, tako da se dobije struja mrežne frekvencije.

R3

Fotonaponski moduli mogu raditi u otočnom radu kod udaljenih instalacija koje nemaju ili imaju slabu povezanost s elektroenergetskom mrežom. Snaga sustava koji su priključeni na mrežu se posljednjih godina povećala zbog značajnih programa podrške u Japanu, Njemačkoj i SAD. Prema izvješću [77] fotonaponski sustavi koji su apsolutnim brojkama zanemarivi doživjeli su najveći globalni porast između svih obnovljivih izvora u razdoblju 1990-2000. uz godišnji prosječni porast od 32% i porastom godišnje proizvodnje od 16G Wh u 1990. god. do 339 GWh u 2001. godini. Prednost fotonaponskih sustava osim što su gotovo bez održavanja i tihog rada je u njihovoj skalabilnosti - snage su u rasponu od kW do MW, a učinkovitost sustava je neovisna o veličini instalacije. Fotonaponski sustavi su zato prikladni za primjene i u malim instalacijama privatnih kuća i u većim industrijskim instalacijama. Cijena instalacije koja je uvjetovana proizvodnom cijenom fotonaponskih modula je još uvijek previsoka da bi bili konkurentni na tržištu energije.

2.2.2 Vjetroelektrane

Transformacija energije vjetra u mehaničku energiju ima dugu tradiciju i ako se malo prouče grafovi u literaturi koji pokazuju broj instaliranih jedinica, snagu i godišnju proizvodnju može se uočiti njihov značajni porast nakon naftne krize 70-ih godina prošlog stoljeća. U pojedinim zemljama kao što je npr. Danska instalirani kapaciteti vjetroelektrana dostižu vrijednosti baznog opterećenja u elektroenergetskom sustavu [34]. Zbog izuzetno povoljnih vjetrova konstatnih brzina određeni broj zemalja smješten uz more ima dobre uvjete za iskorištavanje energije vjetra. Očekivalo se da će krajem 2002 i Njemačka dostići 12 000 MW instalirane snage u vjetroelektranama, ali nažalost još nema objavljenih podataka da li je taj iznos i dostignut.

Obzirom na brzinu vrtnje rotora današnje vjetroelektrane se dijele u dvije grupe: s konstantnom brzinom vrtnje i promjenjivom brzinom vrtnje. Vjetroelektrane s konstantnom brzinom vrtnje direktno su priključene na elektroenergetsku mrežu i sinkronizirane s frekvencijom mreže (tzv. Danski koncept). Brzina vrtnje je predefinirana i zbog toga je maksimalna učinkovitost tih turbina samo kod projektirane brzine vjetra.

Vjetroelektrane s promjenjivom brzinom vrtnje za svoj rad zahtijevaju sklopove energetske elektronike. Ugrađeni su sinkroni generator (rjeđe) ili asinkroni generator s mjenjačkom kutijom. Elektronički pretvarač se koristi za pretvaranje izmjenične struje promjenjive frekvencije u istosmjernu struju i zatim izmjenjivač za pretvaranje u izmjeničnu struju mrežne frekvencije. Detaljniji podaci o konstrukciji i pogonu vjetroelektrana mogu se pronaći u [2,43,50,59,81]

2.2.3 Male hidroelektrane

Male hidroelektrane se prema tipu postrojenja dijele na:

- pribranske male hidroelektrane, kod kojih se pad ostvaruje branom,
- derivacijske, kod kojih se pad postiže derivacijom i

- mješovite, kod kojih se pad postiže derivacijom i usporavanjem.

Pribranske male hidroelektrane se grade na mjestima gdje je pad moguće ostvariti samo izgradnom brane. Ovaj slučaj se obično koristi kod nizinskih tekućih voda ili u slučajevima kada rijeka prolazi kroz usijek, te je moguće stvoriti akumulaciju. Sama hidroelektrana se tada obično smješta u branu, te je ulazni cjevovod je vrlo kratak.

Derivacijske male hidroelektrane imaju daljnju podjelu na one s otvorenim i zatvorenim kanalom.

Derivacijske male hidroelektrane s otvorenim derivacijskim kanalom se koriste u slučajevima kada rijeka pravi okuku, te se prokopom derivacijskog kanala dobiva veći pad. Otvoreni derivacijski kanali se obično koriste kod nizinskih voda.

U slučajevima kada je derivacijski kanal izveden kao zatvoren obično se radi o malim hidroelektranama s većim padovima. Ovaj slučaj je pogodniji za male elektrane koje se grade na brzim, planinskim rijekama. Vrlo čest slučaj je i da se ova dva slučaja međusobno kombiniraju tako da se voda vodi u otvorenom kanalu po vodoravnijem terenu, dok se u zatvorenom vodi po vertikalnijem terenu.

Mješovite male hidroelektrane su s tlačnim cjevovodom. Ovaj slučaj se koristi kada postrojenje nije moguće izgraditi u brani ili uz nju, već se voda provodi do postrojenja tlačnim cjevovodom, bez promjene geodetske visine.

Sve ove navedene podjele moguće je i kombinirati. Primjerice da se izgradi brana, ali se pad još dodatno poveća zatvorenim derivacijskim kanalom. Za izgradnju malih hidroelektrana potrebno je iskorištavati i postojeća postrojenja koja više nisu u funkciji, ali su nekada služila za dobivanje energije (stari mlinovi i pilane). U tom slučaju već postoji brana ili derivacija, te ju je potrebno samo ponovo osposobiti. Općenito, male hidroelektrane je potrebno graditi tako da se što više poveća pad vode ili protok, te se time dobije i veće iskorištenje zahvata.

Druga podjela kod malih hidroelektrana se pravi na osnovu izvedbe turbine potrebne za pogonjenje generatora. Kod malih hidroelektrana obično se postavlja samo jedan generator. U tom slučaju najbolje iskorištenje raspoloživog protoka moguće je postići pravilnim izborom turbine. Turbine koje se koriste u malim hidroelektranama su sljedećih tipova:

1. Francis turbine – područje padova od 16 m do 100 m i protoka od 0,1 do 2 m³/s,
2. Banki turbina – upotrebljiva u širokom području, može proizvoditi el.energiju pri manjim protocima od francis turbine, jednostavna za izradu i održavanje,
3. Cjevna turbina – primjerena korištenj kod malih padova od 3 do 20 m,
4. Peltonova turbina – za padove od 50 do 100 m i protoke od 0,2 do 2 m³/s, odlikuje se jednostavnošću konstrukcije i održavanja.

Izbor turbine ovisi isključivo o karakteristikama vodotoka na kojem se mala hidroelektrana nalazi, te o reljefu kuda rijeka prolazi (pitanje pada). Turbina male hidroelektrane mora biti jednostavna pri radu, održavanju i montaži, prilagodljiva promjenjivom dotoku (osobito važno kod vodotoka kod kojih protok puno varira) i brzina vrtnje mora biti prilagođena brzini vrtnje generatora.

Izbor generatora male hidroelektrane ovisi o tome da li se na nju postavljaju zahtjevi da elektrana radi u otočnom režimu rada ili ne. Naime, ako se ne predviđa otočni rad, izabire se asinkroni generator zbog jednostavnosti izvedbe i manjih zahtjeva na regulaciju (regulacija uzbude). Ako se mala hidroelektrana predviđa da radi u otočnom radu, onda se odabire sinkroni generator.

Naravno, izborom i jednog i drugog generatora dobivaju se određene prednosti i mane. Ugradnjom asinkronog generatora dobivaju se slijedeće prednosti: pojeftinjenje investicije, jednostavnost izvedbe, pogonska sigurnost, manji troškovi održavanja od sinkronih generatora i nije potrebna regulacija napona niti uređaj za regulaciju brzine vrtnje turbine. Nadalje, nedostaci su u tome što nije moguć otočni režim rada i činjenica da asinkroni generator opterećuje mrežu dodatnom jalovom strujom zbog toga što nema vlastite uzbude.

Sinkroni generator ima svoje prednosti u tome što može raditi u oba režima rada, paralelnom i otočnom, te uz to regulacija jalove snage je jednostavna time što se samo promjeni struja uzbude generatora. Međutim, nedostaci su složenija izvedba te samim time i veća cijena generatora i veći troškovi održavanja. Osim svega navedenog nužna je i regulacija brzine vrtnje turbine.

2.2.4 Gorive ćelije

Gorive ćelije su u osnovi spremnici akumulirane energije. Kemikalije za proces nisu sadržane u njima kao što je slučaj kod običnih baterija. Gorivo čine prirodni plin ili ugljeni plin, pročišćeni i obogaćeni vodikom. Takav se plin zatim pušta preko negativnog pola (katode), dok se preko pozitivnog pola (anode) pušta zrak.

Goriva ćelija se sastoji od dvije elektrode između kojih je postavljen elektrolit. Goriva ćelija funkcionira tako da kisik prolazi oko jedne, a vodik oko druge elektrode i tako proizvodi el.energiju i toplinu. Točnije, vodik se uvodi u anodu gorive ćelije. Kisik (ili zrak) ulazi u ćeliju kroz katodu. Potaknut katalizatorom, atom vodika se dijeli na proton i elektron koji odlaze drugim putevima prema katodi. Protoni prolaze kroz elektrolit, dok elektroni stvaraju drugu struju koja izlazi iz ćelije i prolazi kroz trošila spojena na gorivu ćeliju. U katodi se protoni i elektroni nazad spajaju u atom vodika, te se nadalje spajaju s kisikom tvoreći tako molekule vode.

Goriva ćelija koja sadržava reformer (eng. fuel reformer) može odjeliti vodik iz svakog goriva koje se sastoji od vodika i ugljika, od prirodnog plina do metanola i čak benzina. Pošto princip rada gorive ćelije počiva na kemijskom procesu, a ne sagorjevanju, emisija štetnih plinova iz ovog tipa sistema biti će još uvijek puno niža od emisije iz najčišćih procesa u kojem sagorjeva gorivo.

Postoji više medija koji se koriste u gorivim ćelijama za elektrokemijsku reakciju. S obzirom na te medije postoji više tipova gorivih ćelija:

1. gorive ćelije s fosfornom kiselinom
2. gorive ćelije s otopljenim ugljikom
3. gorive ćelije s krutim oksidima,
4. gorive ćelije s polimernom membranom,

5. gorive ćelije s metanolom,
6. regenerativne gorive ćelije,
7. gorive ćelije s cinkom,
8. protonska keramička goriva ćelija.

Trenutačno su komercijalno dostupne samo gorive ćelije s fosfornom kiselinom (PAFC) koje imaju učinkovitost 35%-60% i maksimalnu snagu 200kW.

U ovom pogledu gorive ćelije su idealne za korištenje kao izvori el. energije. Razloga za ovakvu konstataciju je više. Kao prvo, gorive ćelije su vrlo pouzdan izvor el.energije, tako da mogu koristiti za paralelan rad s mrežom ili otočni rad. Isto tako, mogu koristiti kao rezervni izvor napajanja u slučaju kada nestane struje u napojnoj mreži. Nadalje gorive ćelije u potpunosti zadovoljavaju uvjete rada što se tiče buke zbog toga što su ćelije u potpunost tihe. Osim toga, kao nusprodukt kemijske reakcije u gorivoj ćeliji nastaje čista voda, te time goriva ćelija zadovoljava sve uvjete zaštite okoliša. Osim proizvodnje el. energije, gorive ćelije proizvode i toplinu koja se može iskoristiti za grijanje prostorija ili slično. Karakteristična cijena gorivih ćelija je 3000 - 4000 \$/kW.

Priključak gorive ćelije na elektroenergetsku mrežu mora se izvesti preko izmjenjivača.

2.2.5 Plinske turbine, mikroturbine, CHP

Plinske turbine pokreću plinovi koji nastaju sagorjevanjem. Sagorjevanje zemnog plina, bio plina ili benzina odvija se u posebnoj komori iz koje se plinovi nastali od sagorjevanja vode na turbinu koja pak pokreće generator.

Plinske turbine se dijele na energetske, mini i mikro turbine. Osim same podjele po veličini i snazi energetske od 12500 kVA do oko 265000 kVA, mini od 650 kVA do 10000 kVA i mikro od 20 kVA do 500 kVA, turbine se međusobno razlikuju i po nekim drugim karakteristikama prema Tabela 2-1.

Karakteristika	Mikro turbina	Mini turbina	Energetska turbina
snage - kVA	20 - 500	650 - 10000	12500 - 265000
približna veličina	hladnjak	poveći kamion	zgrada
pogonsko gorivo	zemni plin, dizel	zemni plin, dizel	zemni plin, mazut
razina buke kao ...	automobil pri 50 km/h	kamion pri 60 km/h	mlazni avion
brzina okretanja r/min	70000	15000	1800
turbina se okreće na	varijabilnoj brzini	konstantnoj brzini	konstantnoj brzini
najbolja iskoristivost	32 %	30 %	37 %
tipična cijena	700 \$/kW	450 \$/kW	300 \$/kW

Tablica 2-1 Usporedba plinskih turbina

Iz Tabela 2-1 može se odmah primjetiti da se brzina okretanja turbina uvelike razlikuje od tipa do tipa turbine. Razlog tome je obodna brzina lopatica turbine. Naime, sve tri turbine dobivaju pogonsku

energiju iz istog goriva, te su brzine plinova koji nastaju pri paljenju iste. Da bi energija koju prihvaća turbina od plinova bila što veća, obodna brzina lopatica mora biti odgovarajuća. Obodna brzina mora biti ista i kod energetske i kod mikro turbine, tako da se mikro turbina mora puno brže okretati da bi imala istu obodnu brzinu kao i energetska jer su joj lopatice puno manje.

Kod energetskih turbina, brzina okretanja turbine je 1500 ili 3000 r/min jer ta brzina upravo odgovara brzini vrtnje četveropolnog odnosno dvopolnog sinkronog generatora. Tako da se za energetske turbine uvijek bira sinkroni generator.

Kod mini turbina, gdje je brzina okretanja osjetno veća obično se koristi isto sinkroni generator (dvopolni ili četveropolni), ali s mjenjačkom kutijom koja smanjuje brzinu okretanja turbine i prilagođava je generatoru.

Kod mikro - turbina situacija je u potpunosti drugačija. Pošto se brzina okretanja penje i do 100000 r/min gotovo je nemoguće napraviti takvu mjenjačku kutiju koja bi smanjivala brzinu okretanja na brzinu pogodnu za sinkroni generator (3000 r/min). Nadalje, ako bi se i generator vrtio istom brzinom kao turbina, frekvencija izlazne struje iz generatora bila bi reda veličine 10 000 Hz te bi se takva struja morala prvo provesti kroz ispravljač, pa onda kroz izmjenjivač 50 Hz. Zbog svih ovih problema, kao generator uz mikro turbinu se koristi istosmjerni generator. Tada se struja iz generatora vodi direktno na izmjenjivač, koji je pretvara u struju 50 Hz, prikladnu za priključak na mrežu.

Pošto energetske plinske turbine spadaju u objekte koji proizvode više od 10 MVA u ovom se radu neće posebno obrađivati. Kod plinskih malih elektrana mini izvedbe (reda veličine od 650 kVA do 10000 kVA) može se izabrati asinkroni ili sinkroni generator. Asinkroni generator je moguće instalirati samo u slučajevima kada snaga nije iznad 7 MVA, jer su to već granične vrijednosti do kojih se asinkroni generatori proizvode i ako se na malu elektranu ne postavlja uvjet otočnog rada već samo paralelnog s mrežom.

Popularnost mikroturbina porasla je i zbog činjenice da je emisija štetnih plinova znatno manje nego kod motora s unutarnjim izgaranjem. Mnogi upravo u mikroturbinama vide učinkovit i čist izvor energije budućnosti. Još jedan razlog za to je korištenje bioplina. Plinske turbine su pogodne za kombinirani proces proizvodnje toplinske i električne energije (CHP). Učinkovitost takvog procesa je visokih 70-90%.

Sa ekološkog gledišta su plinske turbine znatno povoljnije od motora s unutarnjim izgaranjem iako postoji emisija NO_x i SO_x. Prema trenutnim procjenama, cijena instalacije mikroturbine kreće se oko \$1000-\$1500 po kW.

2.2.6 Motori s unutarnjim izgaranjem

Motori s unutarnjim izgaranjem su vrlo raširena i dobro poznata tehnologija. Motor je spojen s generatorom i oni čine proizvodnu jedinicu.

Gledajući prema pogonskom gorivu, postoje dva osnovna tipa motora s unutarnjim izgaranjem:

1. dizel motor
2. plinski Otto motor (u ovom slučaju podrazumijeva se pogon na zemni plin)

Prednost se daje pogonu na plin, ali se dosta često konstruiraju tako da mogu koristiti oba goriva (zemni plin i dizel). U slučaju motora s dvojnim gorivom (*dual fuel engine*), omjer goriva je 80/20 u korist plina, s tim da takvi motori zadržavaju mogućnost rada na 100% dizel gorivu.

Motori s unutarnjim izgaranjem obično imaju snagu od 50 do 5000 kW i relativno su lako dostupni kao i pogonsko gorivo. Broj prodanih motora s unutarnjim izgaranjem (dizelskih i plinskih zajedno) porastao je šest puta u periodu od 1988 do 1998. Prednosti motora s unutarnjim izgaranjem su:

1. niski početni troškovi (oko \$200-\$800 po kW, ovisno o veličini)
2. jednostavno i brzo pokretanje
3. dokazana pouzdanost
4. relativno visok stupanj iskoristivosti (45-50%)
5. niska emisija štetnih plinova (posebno NO_x), ako je pogonsko gorivo plin

Emisija štetnih plinova bila je kod starijih modela veliki problem, no zahvaljujući boljem dizajnu motora, boljoj kontroli procesa te upotrebi katalizatora, taj je problem umanjen. Motori s unutarnjim izgaranjem su pogodni za kombinirani proces proizvodnje topline i električne energije.

Korištenje plina kao goriva postaje sve popularnije, većinom zbog unapređenja plinske verzije motora. Na tržištu motora s unutarnjim izgaranjem i plinskih turbina, dizel generatori još uvijek vode, ali je udio plinskih motora porastao od 4% 1990. na 14% 1998.

2.2.7 Iskorištavanje biogoriva

Biogoriva su goriva nastala od organskih tvari. Postoje tri vrste biogoriva: biomasa, bioplina i biodizel.

2.2.7.1 Iskorištavanje biomase

Korištenje biomase za proizvodnju energije poznato je još od 1920-ih. Tada se radilo o drvenom otpadu i poljoprivrednom otpadu (kukuruzovina, slama, koštice voća i sl.). Biomasa se u početku koristila samo kao izvor energije za proizvodnju pare u nekim industrijama. Proces nije bio osobito učinkovit.

Tehnologija za korištenje biomase zasniva se na principu parnog kotla. U parni kotao dovodi se pojna voda, gorivo i zrak za izgaranje, a kao rezultat nastaje para. Ako se radi o proizvodnji električne energije, para pokreće parnu turbinu koja je povezana s generatorom.

R3

Za korištenje biomase, bitna su tri tipa kotlova koja se razlikuju po načinu loženja.

1. loženje na rešetki
2. loženje u mjehurastom sloju
3. loženje s cirkulacijom fluidiziranog sloja

Prvi su bili kotlovi s loženjem na rešetki. Tijekom osamdesetih dominaciju je preuzela tehnologija mjehurastog sloja zbog veće učinkovitosti i manje emisije štetnih plinova. To je i danas najčešća tehnologija kod iskorištavanja biomase.

Druge dvije tehnologije su još uvijek prisutne u nekim slučajevima. Najstarija, kotao s loženjem na rešetki, ima posebno dobre karakteristika za određene tipove biomase kao što su pileći otpad ili otpad iz prerade maslina.

Biomasa je problematična iz nekoliko razloga. Budući da se radi o industrijskom otpadu, dostupnost ovisi o sezoni. Energetska vrijednost biomase nije visoka pa su potrebne velike količine, a transport često nije isplativ. Zato se u načelu ne rade elektrane u kojima je jedini energent biomasa. Obično se ona miješa s ugljenom ili loživim uljem. Iz istog su razloga elektrane s biomasom tipično malih snaga.

Organski otpad sadrži relativno visoku koncentraciju alkalnih soli i klorida. To uzrokuje pojačano trošenje i koroziju metalnih površina kotla, što predstavlja dodatni problem kod održavanja takvih elektrana. Također dovodi do SO_x i NO_x spojeva u ispušnim plinovima.

Zbog neujednačenog sastava goriva, pojavio se problem s izradom adekvatnih uređaja za pročišćavanje. U najmodernijim elektranama koje koriste biomasu je taj problem riješen tako da one zadovoljavaju sve kriterije o očuvanju okoliša.

Biomasa ne omogućuje visoku učinkovitost procesa (ispod 20%) jer ne dozvoljava postizanje visoke temperature. Ako se temperatura uspije podići, javlja se problem pojačane korozije. To je jedan od razloga za kombiniranu proizvodnju električne i toplinske energije. Tada se učinkovitost procesa podiže i do 36%.

2.2.7.2 Iskorištavanje bioplina

Bioplin nastaje prirodnim raspadanjem organske tvari. Najbolji način iskorištavanja otpada u stočarstvu je dobivanje bioplina biološkom pretvorbom. Stočne farme u mnogim zemljama nisu priključene na elektroenergetsku mrežu zbog izdvojenog položaja. Većina farmi koristi bioplin za pogon hladnjaka i zamrzivača, ali i za dobivanje električne energije. Za postizanje velike količine plina najbolji je izmet svinja i goveda dok je za kvalitetu (udio metana) najbolji izmet kokoši i pataka.

Za distribuiranu proizvodnju interesantan je deponijski plin. To je plin koji se razvija raspadanjem gradskog otpada. Sastoji se većinom od metana i CO₂ koji su oba izraziti staklenički plinovi pa je deponijski plin sa ekološkog stajališta vrlo opasan. Zemlje kao što su SAD, Njemačka, Velika Britanija i sl. koriste deponijski plin za proizvodnju električne energije. Odlagalište se može početi iskorištavati već godinu do dvije nakon osnutka (tada već stvara dovoljnu količinu plina). Plin se skuplja u

zdencima za otplinjavanje, sabire u plinovode, čisti i tlači u kompresoru i hladnjaku te dovodi do elektrane.

Najčešće primjena bioplina je u plinskim motorima (motori s unutarnjim sagorijavanjem) i plinske turbine, ali ima i drugih mogućnosti (npr. gorive ćelije). Energetska vrijednost deponijskog plina je u razini gradskog plina, a za podizanje učinkovitosti cijelog procesa može se koristiti kogeneracija. Svjetska iskustva pokazuju da se ovakve elektrane isplate već nakon nekoliko godina.

2.2.7.3 Iskorištavanje biodizela

Biodizel je komercijalni naziv za motorno gorivo koje se proizvodi iz biljnih ulja, recikliranog otpadnog jestivog ulja ili životinjske masti procesom transesterifikacije, pri čemu kao sporedni proizvod nastaje glicerol. Ima svojstva jednaka onima koja ima klasični dizel dobiven iz mineralnih ulja, a koristi se kao zamjena mineralnog dizela ili u određenoj smjesi s njim. Istraživanja su pokazala da primjena biodizela u motorima s unutarnjim sagorijavanjem znatno smanjuje proizvodnju stakleničkih plinova. Osim što je po energetske karakteristike identičan dizelu iz mineralnih ulja ima bolja mazivna svojstva nego moderna dizelska goriva (Eurodizel) sa smanjenim udjelom sumpora što utječe na pouzdanost rada motora. Značajna povoljnost biodizela je u tome da je biorazgradiv pa je njegov transport i skladištenje manje opasno po okoliš, a toksičnost po čovjeka je značajno manja nego neke svakodnevne namirnice koje imaju maksimalno dozvoljene doze konzumacije npr. kuhinjska sol.

Primjena biodizela je značajno porasla u SAD i Njemačkoj zbog državnih poticaja u njegovoj proizvodnji te porezne i zakonodavne politike u njegovoj primjeni. Mogućnosti biodizela su prepoznate i u Hrvatskoj (Strategija energetskeg razvitka RH, Program-BIOEN) međutim izostali su državni mehanizmi koji se uspješno primjenjeni u prethodno navedenim zemljama. Više informacija o biodizelu može se pročitati u [83].

	Opće karakteristike	Instalirane snage	Učinkovitost električke pretvorbe	Primjena	Pogonsko gorivo	Komentar
Motori s unutarnjim izgaranjem		- dizel: 20kW_e - 10+MW_e(IEA) - Plin: 5kW_e-5+MW_e (IEA) - najčešće korištena tehnologija do 1 MW_e	- dizel: 36%-43% (IEA) - plin: 28%-42% (IEA)	- pričuvni ili besprekidni izvori napajanja - CHP	- dizel, teška ulja i biodizel - plin, uglavnom zemni, bioplin ili otpadni plin (metan)	
Plinske turbine		1-20MW_e(IEA)	21%-40%(IEA)	- CHP - vršna opterećenja	plin, kerozin	
Micro turbine		30kW_e - 200kW_e (IEA) 35kW_e - 1 MW_e (A) - Small-scale applications upto <1 kW_e	25%-30%(IEA)	proizvodnja el. energije uz mogućnost CHP	uglavnom se koristi zemni plin, ali mogu i ostale vrste plina	
Gorive ćelije	- Otopljeni ugljik: MCFC - S polimerom membranom: PEMFC - S krutim oksidom: SOFC - S fosfornom kiselom: PAFC - S metanolom: DMFC Samo je PAFC komercijalno raspoloživ	50kW_e-1+MW_e(IEA) - PAFC: 200kW_e-2MW_e - MCFC: 250kW_e-2MW_e(A) - PEMFC: 1kW_e-250kW_e (A) - SOFC: 1kW_e-5MW_e(A)	35%-60% (IEA) - MCFC: ± 50-55% (IEA) - PAFC: ± 35% (IEA) - PEMFC: ± 35% (IEA) - SOFC: ± 50-55% (IEA) - Električna učinkovitost kod manjih instalacija : ~ 25%	- proizvodnja energije - CHP, UPS	- metanol - vodik ili zemni plin koji zahtjeva postupak reformacije	
Fotonaponski moduli	ne proizvodi toplinsku energiju	1+kW(IEA) 20+kW(A); - primjena ovisi samo o broju modula	nije jedinstveno	- kućna i manja komercijalna primjena - primjena kod izostanka priključka na mrežu - manje instalacije	Sunce	proizvodnja se ne može predvidjeti
Vjetroelektrane	priobalne i na kopnu	200W-3MW(A)	nije jedinstveno		vjetar	proizvodnja se ne može predvidjeti
Ostali obnovljivi izvori	uključena toplinska sunčeva, male HE, geotermalna, ocean...		nije jedinstveno			

Tablica 2-2 Distribuirana proizvodnja – tehnologije i karakteristike

	Pričuva	Rezanje vršnih opterećenja	Pouzdanost napajanja	Osigurana kvaliteta energije	Umanjuje potrebu za izgrad. mreže	Podrška mreži (pomoćni izvori)	Mogućnost kogeneracije	"Zelena energija"	Jeftino gorivo
Motori s unutarnjim izgaranjem	Da	Da	Da, uz dispečiranje		Da, uz dispečiranje	Da, uz dispečiranje	Da	Ne- Da ¹⁾	Ne- Da ¹⁾
Plinske turbine	Da	Da	Da, uz dispečiranje		Da, uz dispečiranje	Da, uz dispečiranje	Da	Ne- Da ¹⁾	Ne- Da ¹⁾
Micro turbine	Da	Da	Da, uz dispečiranje		Da, uz dispečiranje	Da, uz dispečiranje	Da	Ne- Da ¹⁾	Ne- Da ¹⁾
Gorive ćelije	Da	Ne	Da, uz dispečiranje		Da, uz dispečiranje	Da, uz dispečiranje	Da	Ne- Da ²⁾	Ne
Fotonaponski moduli	Ne	Ne	Ne	Ne	teško	teško	Ne	Da	Da
Vjetroelektrane	Ne	Ne	Ne	Ne	teško	teško	Ne	Da	Da
Ostali obnovljivi izvori	Ne	Ne	Ne, osim mHE		teško	teško	Ne, osim ako je gorivo biomasa	Da	Da

Da: tehnologija doprinosi;

Ne: tehnologija ne doprinosi;

teško: zahtjev značajno korištenje dodatnih tehnologija, npr. za pohranu energije.

(1): "Zelena energija" je moguća uz korištenje bioplina ili biodizela

(2): "Zelena energija" je moguća uz proizvodnju vodika elektrolizom koristeći el. e. iz solarnih ili vjetroelektrana

Tablica 2-3 Distribuirana proizvodnja – tehnologije i njihove potencijalne prednosti

R3

	Investicije u €/kWe	Povećanje tržišta plinom	Mogućnost doprinosa boljoj ekonomskoj učinkovitosti u otvorenom tržištu	CO ₂ emisija u (g/kWh) bez CHP načina rada	NO _x emisija (g/kWh)	SO ₂ emisija (g/kWh)	Mogućnost daljinskog vođenja (dispečiranje)
Motori s unutarnjim izgaranjem	1500 - 2500	Da	Da, ali ovisi o termodinam. učinkovitosti	Dizel: 650 (IEA) Plin: 500-620 (IEA)	Dizel: 10 (IEA) Plin: 0,2-1 (IEA)		Moguće, ali se ne primjenjuje
Plinske turbine	1000 - 1250	Da	Da	580-680 (IEA)	0,3-0,5 (IEA)		Moguće, ali se ne primjenjuje
Micro turbine	1500 - 2000	Da	Da, ali ovisi o termodinam. učinkovitost	720 (IEA)	0,1 (IEA)		Moguće, ali se ne primjenjuje
Gorive ćelije	4500 – 20000 (IEA)	moguće	Da, ali ovisi o termodinam. učinkovitost	0,005-0,01 (IEA)	0,005-0,01 (IEA)		Moguće, ali se ne primjenjuje
Fotonaponski moduli	5000 – 7000 (IEA)	Ne	Ne	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	Ne
Vjetroelektrane	800 – 1000 priobalne 2000 u moru	Ne	Ne	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	0 (IEA) Indirektna emisija: proizvedena el.en. se akumulira/koristi za proizvodnju drugog energenta	Ne
Ostali obnovljivi izvori		Ne	Ne				

Tabela je napravljena iz informacija koje se nalaze u [40,69]

Tablica 2-4 Distribuirana proizvodnja – tehnologije i utjecaji

3. TEHNIČKI UTJECAJ NA RAZDJELNU MREŽU

3.1 *Kriteriji za priključak distribuiranih izvora na razdjelnu mrežu*

Uvjeti otvorenog tržišta podržavaju pojavu i priključak distribuiranih izvora na razdjelnu mrežu. Naročito su na području EU i SAD politička motiviranost i ekonomske subvencije znatno povećali udjel električne energije proizvedene iz distribuiranih izvora (uključeni su obnovljivi i ne-obnovljivi izvori energije) s planovima da se taj udjel do 2010. godine poveća na 20% ukupne snage odnosno 23.5% ukupne proizvodnje električne energije u zemljama EU [55,56]. Najveći porast proizvodnje po tehnologijama se očekuje od vjetra, solarne energije (fotonaponski moduli i termalne elektrane) i biomase.

Može se reći da tradicionalna razdjelna mreža koja je samo na svojoj najvišoj naponskoj razini 30(35) kV imala priključene industrijske energane više ne postoji i da se uvodi novi pojam aktivne mreže koja na svim naponskim razinama (0.4, 10, 20, 30 kV) ima priključene potrošače koji svoju potrošnju mogu namiriti vlastitom lokalnom proizvodnjom, a višak prodavati na tržištu odnosno predavati u mrežu [30]. Aktivna mreža zahtjeva drugačiju organizaciju upravljanja i vođenja. Prema novim amandmanima Europske Direktive 96/92EC koja je opisana u [85], Operator distribucijske mreže – ODM (eng. DSO-Distribution System Operator ili DNO-Distribution Network Operator) odgovoran je za vođenje, planiranje, izgradnju i održavanje distribucijske mreže. Kao prijelazno rješenje u Hrvatskoj je uloga ODM-a dodijeljena HEP Distribuciji. Njegove nadležnosti i obveze opisane su u [85] koje će se ovdje samo ukratko navesti:

- jamči pouzdan rad razdjelne mreže i održava parametre kvalitete električne energije;
- osigurava usklađeno djelovanje razdjelne mreže s prijenosnom mrežom te priključenim mrežama i postrojenjima korisnika mreže;
- daje informacije o budućim potrebama za električnom energijom operatoru sustava i operatoru tržišta;
- uz prethodnu suglasnost VRED-a donosi plan razvoja i izgradnje razdjelne mreže za razdoblje od tri godine;
- osigurava nepristran pristup razdjelnoj mreži za treće osobe, osim ako može dokazati da to nije opravdano zbog tehničkih i/ili pogonskih ograničenja;
- dužan je na svoju mrežu priključiti sve potencijalne korisnike, osim ako za takvo priključenje postoje važni ekonomski i/ili tehnički razlozi koji ne dopuštaju priključenje.

Raznolikost načina proizvodnje električne energije, priključka na mrežu, upravljanja i vođenja zahtjeva reviziju ili pisanje novih kriterija i standarda za priključak distribuiranih izvora. U postojećim Tehničkim uvjetima [84] može se reći da su tehnički kriteriji priključka malih hidroelektrana i kogeneracija sa sinkronim i asinkronim generatorima u skladu sa svjetskim iskustvima i standardima [10,11,36,37,41] međutim zbog novih definicija i terminologije, novih vrsta distribuiranih izvora te tržišta električnom energijom koje u to doba nije postojalo nužno je provesti njihovu reviziju. Kao dobar predložak što sve

R3

nova inačica Tehničkih uvjeta treba obuhvaćati kako bi ODM, Distribucija i potrošač/proizvođač imali jednoznačnu proceduru, mogu poslužiti [10,13,14,15,16,36,37,40,41].

Sa stajališta razdjelne mreže na koju se priključuju, distribuirane izvore možemo podijeliti u tri osnovne kategorije:

- namijenjeni prvenstveno proizvodnji za pokrivanje vlastitih potreba (cjelokupna potrošnja električne energije je na mjestu proizvodnje)
- namijenjeni za prodaju cjelokupne proizvedene električne energije
- kombinacija prve dvije varijante

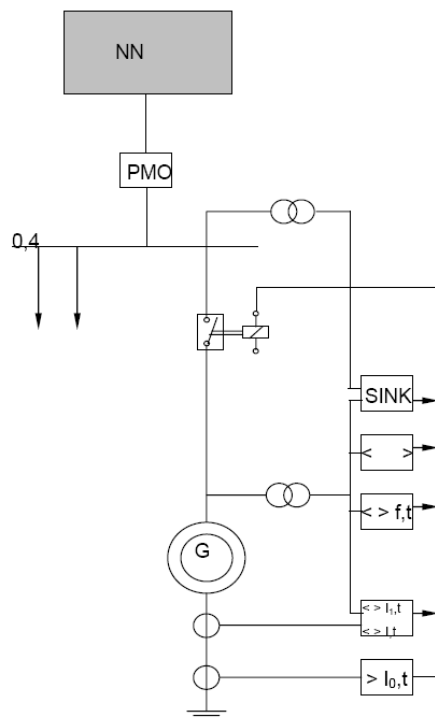
Priključak distribuiranih izvora (DI) na razdjelnu mrežu može biti na niskonaponskoj (0.4 kV) ili srednjenaponskoj (10 kV, 20 kV, 30 kV, 35 kV) razini, na sabirnicama ili u mreži, ovisno o ukupnoj snazi distribuiranog izvora, okolnostima mreže i drugim faktorima. Pri donošenju konačne prosudbe o mogućnosti i načinu priključka treba voditi računa o slijedećem :

- snaga i planirana godišnja proizvodnja DI
- vršna snaga i potrošnja na lokaciji DI
- vrsta i osobine pogona na lokaciji DI
- snaga kratkog spoja mreže na priključnom mjestu

Tehnički uvjeti određuju minimalne tehničke zahtjeve za projektiranje DI prema kojima bi postrojenje bilo sposobno za paralelni pogon s distribucijskom mrežom. Sastavni dio suglasnosti za priključak DI na razdjelnu mrežu mora biti analiza utjecaja DI koja sadrži proračun tokova snaga, proračun kratkog spoja, a kod DI većih snaga priključenih na 10,20 ili 30 kV razini i proračun stabilnosti.

Distribuirani izvori utječu na kvalitetu napajanja, struje kratkog spoja i sustav zaštite. Što se tiče kvalitete napajanja najčešće se tehnički uvjeti oslanjaju na europsku normu EN 50160 čime se postupak priključenja čini znatno jednostavnijim, ali postoje odstupanja u raznim zemljama EU što se tiče restriktivnosti prihvatljivih vrijednosti napona u stacionarnim stanjima. Za analizu naponskih prilika potrebno je napraviti proračun tokova snaga za normalno pogonsko stanje razdjelne mreže koji uz zadane snage proizvodnje i opterećenja daje napone u svim čvorištima mreže. Ukoliko je DI priključen na kraj radijalnog kraka mreže može doći do promjene tokova snaga i naponskog profila ovisno o opterećenju u čvorištu priključenja. U slučajevima malog opterećenja tokovi snaga su suprotno od onih u tradicionalnoj mreži – izlazna snaga DI teče prema pojnoj točki – transformatoru. Proračun na taj način ukazuje na režim rada DI ili mjesto priključka kompenzacije kako bi se proizvodnjom jalove snage regulirao iznos napona. Proračun kratkog spoja ovisno o lokacijama kvara kao rezultat daje iznose struje kvara i koristi se za dimenzioniranje elemenata mreže ali i za udešenje relejne zaštite. Zaštita DI se od unutarnjih kvarova ne predstavlja problem kod niti jedne vrste DI. Problem nastaje ako je do kvara došlo u mreži. Asinkroni generatori u pravilu ne napajaju niti kod jedne vrste kvara mjesto kvara dovoljno dugo i s dovoljnim iznosom struje kvara da bi se na taj način mogla izvršiti selektivnost odvajanja mreže. Sinkroni generatori manjih snaga također zbog problema s uzbuđom ne mogu napajati mjesto kvara s dovoljno velikom strujom kvara. Inverteri pak predstavljaju poseban problem jer ih je zbog nelinearnosti elemenata vrlo teško modelirati klasičnim računalnim programima pa se najčešće do rezultata dolazi mjerenjima. Zato se zaštita najčešće oslanja na zaštitu u mreži, a

onda neka od zaštita (nad/podnaponska, nad/podfrekvencijska, zaštita od gubitka pojne točke/otočnog rada) DI izolira sam izvor. Zaštita od otočnog pogona se najčešće koristi u razdjelnim mrežama s APU kako bi se izbjeglo protufazno ponovno uključenje. Najčešće se koriste ROCOF frekvencijski releji ili pomak vektora napona.



Slika 3-1 Priključak distribuiranog izvora (mHE) na razdjelnu mrežu (0.4kV)

Prema tehničkim uvjetima za priključak malih elektrana na elektroenergetsku mrežu, kod male elektrane ukupne snage do 100 kW sustav zaštite obavezno čine:

- nadstrujna zaštita statorskog namotaja generatora,
- nadstrujna zaštita od zemljospoja,
- zaštita od previsokog napona,
- zaštita od preniskog napona,
- zaštita od porasta frekvencije,
- zaštita od sniženja frekvencije i
- zaštita od izravnog i neizravnog dodira.

Principijelna shema spajanja zaštite je prikazana na Slika 3-1. Uređaj označen s oznakom "SINK" odnosi se na uređaj za sinkronizaciju. Svi ovi zaštitni uređaji prilikom prorade bezuvjetno isključuju DI sa elektranog sustava. Valja napomenuti da za DI iznad 100 kW do 1000 kW tehnički uvjeti propisuju još i zaštitu od nesimetričnog opterećenja i zaštitu od povratne snage. DI iznad 1000 kW moraju uz svu nabrojenu zaštitu sadržavati i diferencijalnu zaštitu.

Nabrojana zaštita genaratora male elektrane odnosi se na elektrane koje su predviđene samo za paralelni rad, male elektrane predviđene i za otočni rad moraju imati još i neke dodatne uređaje.

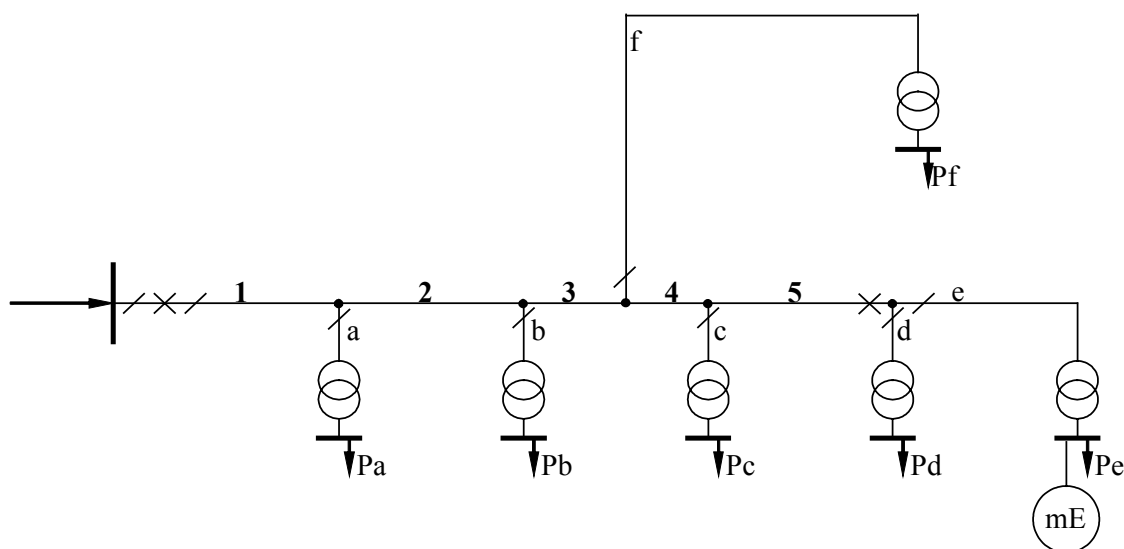
Na Slika 3-1 prikazan je slučaj DI sa sinkronim generatorom. Zaštita u slučaju s asinkronim generatorom se bitno ne razlikuje od prikazane sheme na slici. U tom slučaju nije potreban uređaj za

sinkronizaciju jer se asinkroni generator ne sinkronizira prilikom upuštanja. Upuštanje asinkronog generatora rješava se otporima ili zasitljivim prigušnicama spojenim u seriju s generatorom, s time da se upuštači nakon zaleta kratko spoje i više nisu u funkciji. Ovaj slučaj s upuštačima je nužan kod većih jedinica zbog toga što je početna struja generatora pet do šest puta veća od nazivne. Kod asinkronih generatora još nije potrebna uzbuda, međutim potrebno je spojiti kompenzaciju uz generator tako da se faktor snage održava u dopuštenim granicama.

3.2 *Primjer proračuna za DI – malu hidroelektranu*

Primjer koji je ovdje obrađen je dio tradicionalne razdjelne mreže koja ugradnjom distribuiranog izvora postaje aktivna mreža pa se trebaju provjeriti svi njegovi mogući utjecaji na razdjelnu mrežu. Razdjelne mreže uvijek imaju radijalno napajanje neovisno o izgrađenoj strukturi mreže, te da li se radi o ruralnoj ili gradskoj mreži. Ako dođe do kvara jednog dijela voda, početno će cijeli vod biti isključen jer je prva zaštita voda obično u pojnoj trafostanici. Vrijeme popravka pokvarenog dijela voda ili drugog elementa mreže je zasebni problem. Ako je struktura razdjelne mreže zatvorena tada se dio mreže u kavru može izolirati i napajanje osigurati iz drugog smjera ili iz druge pojne stanice. Kompliciraniji slučaj kvara je ako se nalazi u radijalnoj mreži kvar na otcjepu voda. Ako postoji mogućnost odvajanja otcjepa u kvaru tada su jedino kupci el. energije na tom otcjepu bez napajanja. Najlošiji slučaj je naravno kvar na magistralnom vodu. Tada su svi kupci el. energije, iza kvara, bez napajanja sve vrijeme dok se kvar ne otkloni.

U tom zadnjem slučaju, postoji mogućnost da distribuirani izvor bude projektiran i izveden tako da u slučaju kvara na dijelu magistralnog voda preuzme napajanje dijela kupaca električne energije. To je jedini slučaj kada distribuirani izvori utječu na povećanje raspoloživosti razdjelne mreže.



Slika 3-2 Primjer razdjelne mreže s priključenim distribuiranim izvorom

3.2.1 Utjecaj na padove napona i tokove snaga

Poračun tokova snaga i padova napona može se izvršiti na više načina, a ovdje je primjenjen iterativni postupak za izračunavanje. Ulazni podaci za ovaj postupak su slijedeći:

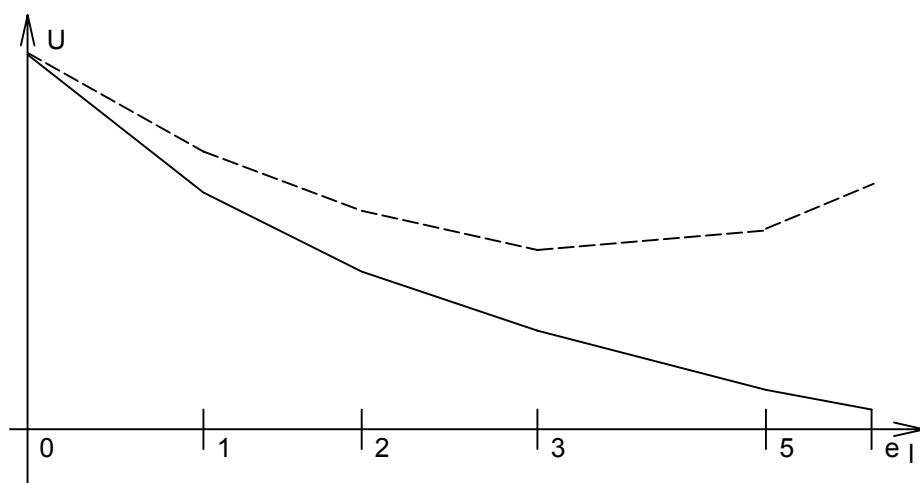
1. iznos napona početnog čvorišta,
2. iznos predviđenog vršnog opterećenja (prividne snage) pojedinih točaka opterećenja u horizontnoj godini perioda planiranja,
3. iznos radnih i induktivnih otpora pojedinih grana.

Iznos napona početnog čvorišta se postavlja da je nazivni napon mreže. Daljnjim iterativnim postupkom dobiva se pravi napon čvorišta.

Iznos predviđenog vršnog opterećenja neke točke u mreži dobiva se na više načina. Prvi i najtočniji rezultat dobiva se mjerenjem opterećenja (najčešće se radi o mjerenju ukupnog opterećenja transformatorske stanice) u određenom vremenskom periodu. Posebno su povoljne transformatorske stanice koje imaju svoje mjerne terminale za registraciju maksimalnih opterećenja. Drugi način je da se na osnovu broja kupaca el. energije procjeni opterećenje transformatorske stanice matematičkim postupkom.

Iznos radnih i induktivnih otpora pojedinih grana se izračunava iz prosječnih vrijednosti otpora grana po kilometru duljine. Potrebno je samo doznati duljinu dionice voda i to pomnožiti s prosječnom vrijednosti, te tako dobiti valjan rezultat.

U proračunu se uzimaju vršna opterećenja karakterističnih točaka opterećenja. Razlog tomu je dobivanje tokova snaga i padova napona za "najgori slučaj", tj. slučaj kada je sustav najopterećeniji.



Slika 3-3 Dijagram pada napona bez i s ugrađenim DI (crtkana linija)

grana	bez mE	s mE 200 kVA ind	s mE 200 kVA kap	s mE 400 kVA ind	s mE 400 kVA kap	s mE 600 kVA ind	s mE 600 kVA kap	s mE 800 kVA ind	s mE 800 kVA kap	s prstenom
a	10,14	10,28	10,22	10,42	10,30	10,55	10,37	10,68	10,44	10,27
b	10,03	10,24	10,14	10,45	10,24	10,65	10,35	10,84	10,46	10,21
c	9,92	10,24	10,07	10,54	10,22	10,83	10,37	11,12	10,53	10,18
d	9,89	10,26	10,05	10,61	10,23	10,96	10,41	11,29	10,61	10,18
f	9,90	10,20	10,03	10,48	10,17	10,76	10,32	11,02	10,46	10,13
0	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
1	10,14	10,29	10,22	10,42	10,30	10,56	10,38	10,69	10,45	10,28
2	10,03	10,24	10,14	10,45	10,25	10,65	10,35	10,84	10,46	10,21
3	9,94	10,23	10,08	10,52	10,22	10,79	10,36	11,06	10,51	10,17
4	9,93	10,24	10,07	10,54	10,22	10,84	10,38	11,12	10,54	10,18
5	9,90	10,27	10,06	10,62	10,24	10,96	10,43	11,30	10,62	10,18
e	9,90	10,31	10,07	10,70	10,26	11,08	10,47	11,45	10,69	10,18

Tablica 3-1 Padovi napona za različite slučajeve proračuna

	bez mE	s mE 200 kVA ind	s mE 200 kVA kap	s mE 400 kVA ind	s mE 400 kVA kap	s mE 600 kVA ind	s mE 600 kVA kap	s mE 800 kVA ind	s mE 800 kVA kap	s prstenom
snaga [kW]	88,29	66,04	48,58	58,43	24,65	63,06	14,22	78,09	15,42	31,59

Tablica 3-2 Gubici snage u granama za različite slučajeve proračuna

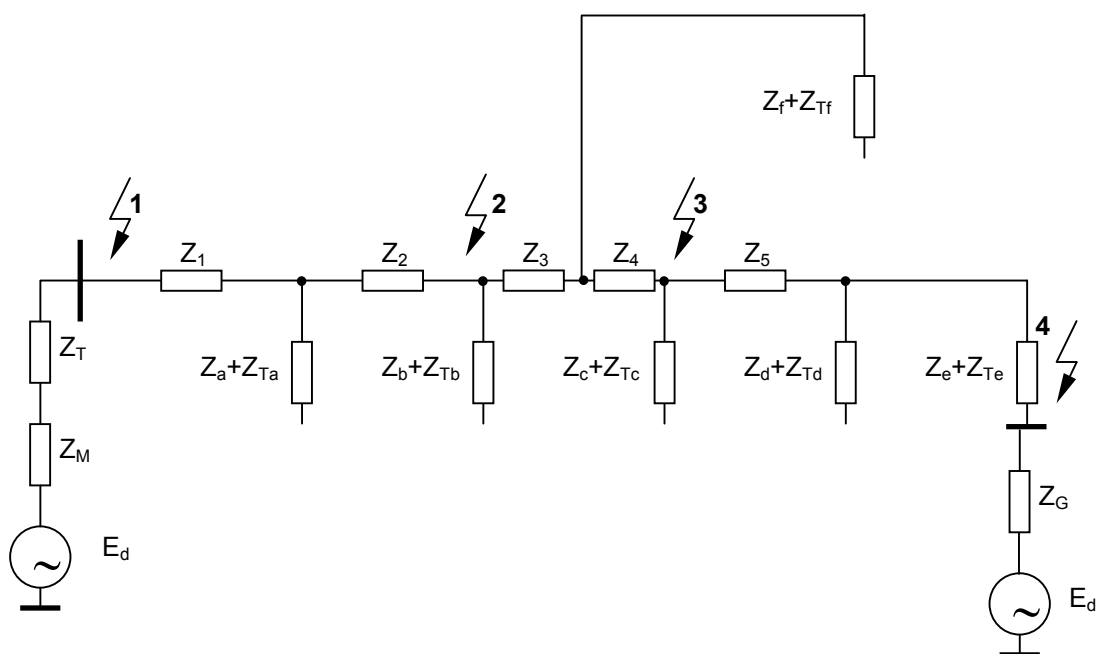
3.2.2 Utjecaj na struje kratkog spoja

Struje troleznog kratkog spoja se izračunavaju, ovisno o mjestu kvara, direktno iz jedopolne sheme sa Slika 3-4. Za struje dvopolnog i jednopolnog kratkog spoja se moraju koristiti nadomjesne sheme, koje uzimaju u obzir i inverznu i nultu komponentu struje kratkog spoja. U srednjenaponskim razdjelnim mrežama nul-točka pojnog transformatora u transformatorskoj stanici x/10, x/20 ili x/35 kV se uzemljuje preko malog otpora. Otpor se dimenzionira tako da ograniči struju jednopolnog kratkog spoja na 150, 300, 600 ili 1000 A, te je izrazito radnog karaktera (omski otpor). Najčešće se koristi mali otpor za 150 A, za 10 kV i 20 kV mrežu, te 300 A za 35 kV mrežu.

Za slučaj priključivanja distribuiranog izvora razmatran je utjecaj ako se priključuje asinkroni ili sinkroni generator. Asinkroni generator se u momentu kratkog spoja te u početnoj fazi (nekoliko perioda) ponaša kao aktivni izvor. Međutim, pošto generator nema vlastitu uzbudu, nakon nekoliko perioda, generator gubi svojstva izvora te se počinje ponašati kao običan pasivni element mreže (u nadomjesnoj shemi kao otpor). Ovaj slučaj vrijedi samo kod troleznog kratkog spoja. Kod jednopolnog

i dvopolnog kratkog spoja asinkroni generator ima uzbuđu preko jedne ili dvije faze, a pošto mu je nul - točka uzemljena, struja se može zatvoriti u oba slučaja. Prilikom pojavljivanja kratkog spoja u elektroenergetskoj mreži, sinkroni generator se ponaša kao aktivni element. Sinkroni generator ne gubi svoju uzbuđu u kratkom spoju, tako da je generator sposoban davati struju kratkog spoja i dulje vrijeme (do prorade zaštite). Ova konstatacija je vrlo bitna utoliko što ako je mala elektrana projektirana tako da ima mogućnost rada u otočnom radu, tada prilikom pojave struje kratkog spoja zaštita treba proraditi tako da se odvoji dio mreže koji je ostao bez napona uslijed kvara od onog dijela koji se napaja u otočnom radu. Prilikom kratkog spoja, sinkroni generator može se promatrati kroz tri stanja, i to početno, prijelazno i trajno. Za svaki od ovih stanja, sinkroni generator ima drugu vrijednost unutrašnje impedancije.

Proračuni su izvršeni za početne, prijelazne i trajne struje kratkog spoja na svim mjestima označenim na Slika 3-4. Za svaki slučaj izvršen je proračun s asinkronim i sinkronim generatorom i bez



generators.

Slika 3-4 Jednopolna shema mreže na kojoj se vrši proračun kratkog spoja

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,60 $\angle$ -79,7°	1,46 $\angle$ -55,6°	1,17 $\angle$ -50,3°	0,34 $\angle$ -70,8°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,69 $\angle$ -79,9°	1,55 $\angle$ -57,5°	1,25 $\angle$ -53,1°	0,46 $\angle$ -76,0°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,67 $\angle$ -79,9°	1,53 $\angle$ -57,1°	1,23 $\angle$ -52,4°	0,43 $\angle$ -74,7°

Tablica 3-3 Početna struja trolejnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,60 $\angle$ -79,7°	1,46 $\angle$ -55,6°	1,17 $\angle$ -50,3°	0,34 $\angle$ -70,8°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,60 $\angle$ -79,7°	1,46 $\angle$ -55,6°	1,17 $\angle$ -50,3°	0,34 $\angle$ -70,8°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,64 $\angle$ -80,0°	1,51 $\angle$ -56,6°	1,21 $\angle$ -51,8°	0,40 $\angle$ -73,5°

Tablica 3-4 Prijelazna struja troleznog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,60 $\angle$ -79,7°	1,46 $\angle$ -55,6°	1,17 $\angle$ -50,3°	0,34 $\angle$ -70,8°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,60 $\angle$ -79,7°	1,46 $\angle$ -55,6°	1,17 $\angle$ -50,3°	0,34 $\angle$ -70,8°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,61 $\angle$ -79,8°	1,48 $\angle$ -56,0°	1,19 $\angle$ -50,8°	0,36 $\angle$ -71,8°

Tablica 3-5 Trajna struja troleznog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,25 $\angle$ 10,3°	1,27 $\angle$ -34,4°	1,02 $\angle$ 40,0°	0,30 $\angle$ 19,2°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,33 $\angle$ 10,1°	1,34 $\angle$ 32,5°	1,09 $\angle$ 36,9°	0,45 $\angle$ 8,4°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,31 $\angle$ 10,1°	1,32 $\angle$ 32,9°	1,07 $\angle$ 37,6°	0,37 $\angle$ 15,3°

Tablica 3-6 Početna struja dvopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,25 $\angle$ 10,3°	1,27 $\angle$ -34,4°	1,02 $\angle$ 40,0°	0,30 $\angle$ 19,2°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,25 $\angle$ 10,3°	1,27 $\angle$ -34,4°	1,02 $\angle$ 40,0°	0,30 $\angle$ 19,2°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,30 $\angle$ 10,1°	1,31 $\angle$ 33,2°	1,06 $\angle$ 37,9°	0,36 $\angle$ 15,9°

Tablica 3-7 Prijelazna struja dvopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	2,25 $\angle$ 10,3°	1,27 $\angle$ -34,4°	1,02 $\angle$ 40,0°	0,30 $\angle$ 19,2°
struja s asinkronim generatorom [kA]	2,25 $\angle$ 10,3°	1,27 $\angle$ -34,4°	1,02 $\angle$ 40,0°	0,30 $\angle$ 19,2°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	2,29 $\angle$ 10,2°	1,30 $\angle$ 33,5°	1,05 $\angle$ 38,4°	0,34 $\angle$ 16,9°

Tablica 3-8 Trajna struja dvopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,39 $\angle$ -75,5°
struja s asinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,8°	0,15 $\angle$ -6,3°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,56 $\angle$ -84,0°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,8°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,48 $\angle$ -78,5°

Tablica 3-9 Početna struja jednopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,39 $\angle$ -75,5°
struja s asinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,39 $\angle$ -75,5°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,8°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,47 $\angle$ -77,9°

Tablica 3-10 Prijelazna struja jednopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

mjesto KS	1	2	3	4
struja bez mE [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,39 $\angle$ -75,5°
struja s asinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,39 $\angle$ -75,5°
struja sa sinkronim generatorom [kA]	0,16 $\angle$ -2,9°	0,15 $\angle$ -6,4°	0,15 $\angle$ -8,0°	0,45 $\angle$ -77,1°

Tablica 3-11 Trajna struja jednopolnog kratkog spoja u ovisnosti o mjestu kvara

Iz svih tabela s izračunatim strujama kratkih potvrđuju se teoretske teze. U svim slučajevima može se primjetiti da struja kratkog spoja pada kako simuliramo kvar dalje od glavne pojne transformatorske stanice. Osim toga, tijekom kratkog spoja vidi se stalan doprinos sinkronog generatora struji kratkog spoja. Isto tako, vidi se da asinkroni generator daje svoju komponentu struje kratkog spoja samo u početnoj struji kratkog spoja.

Kod jednopolnog kratkog spoja može se primjetiti skok struje kratkog spoja pri proračunu na mjestu "4" u odnosu na mjestima "1", "2" i "3". Razlog ovom skoku je u nultoj komponenti impedancije kratkog spoja. Struja jednopolnog kratkog spoja u SN mreži je ograničena malim otporom od 35 Ω tako da za mjesta "1", "2" i "3" struja kratkog spoja ne može biti veća od 160 A. Mjesto "4" se nalazi na niskom naponu kod koje je nul točka pojnog transformatora direktno uzemljena bez malog otpora tako da struja kratkog spoja nije ničim ograničena.

Struja kratkog spoja u SN mrežama, u ovom konkretnom slučaju je bila računata za generator od 400 kVA. Što je generator veće snage to je i njegov utjecaj na struje kratkih spojeva veći, tako da je kod većih jedinica potrebno i opreznije pristupiti provjeri kratkih spojeva putem proračuna u mreži.

3.2.3 Utjecaj na raspoloživost razdjelne mreže

Kod proračuna raspoloživosti razdjelne mreže bez i s priključenim distribuiranim izvorom razmatrani su slučajevi kada je razdjelna mreža napajana radijalno sa zaštitom u pojnoj transformatorskoj stanici, ako se u mreži ugradi rastavljač za automatsko odvajanje voda u kvaru, te ako se kao alternativa izgradnji distribuiranog izvora spojni vod. Mreža na kojoj se vršio proračun je prikazana na Slika 3-2 i izračunati su indeksi raspoloživosti mreže, SAIDI i SAIFI.

Kako bi se uopće uzimao utjecaj DI na povećanje raspoloživosti razdjelne mreže moralo se pretpostaviti da DI može preuzeti na sebe teret P_e i P_d u otočnom radu, te da je sposoban raditi u otočnom radu. Prvi uvjet podrazumjeva instaliranu snagu DI veću od one koju angažiraju kupci el. energije spojeni na transformatorske stanice "e" i "d". Drugi uvjet podrazumjeva izvedbu DI s agregatom koji u otočnom radu može zadržavati zadovoljavajući napon i frekvenciju. U slučaju povećanja vršne snage kupaca el. energije u "otoku" iznad nazivne snage generatora mora se predvidjeti mogućnost iskapčanja dijela otoka radi zadržavanja propisane frekvencije i napona. Isto tako, prilikom prijelaza DI iz paralelnog režima rada u otočni, potrebno je predvidjeti da generator DI izdrži naglu promjenu opterećenja.

U samoj razdjelnoj mreži potrebno je predvidjeti mjesto za prekidač koji će rastavljati dio koji se napaja u otoku od napojne mreže. Ovaj prekidač (rastavljač) mora biti izrađen tako da, prilikom ponovnog priključivanja na mrežu, mreža u otoku i glavna mreža budu sinkronizirane.

Povećanje raspoloživosti razdjelne mreže ugradnjom DI ovisi o mjestu ugradnje DI, instaliranoj snazi, te o tome kolike su angažirane vršne snage kupaca električne energije u promatranoj mreži. Ovaj zadnji uvjet proizlazi iz uvjeta da raspoloživost ovisi o broju kupaca električne energije koji ostaju bez napajanja. DI će moći preuzeti toliko više kupaca koliko joj je veća instalirana snaga i koliko je vršna snaga svakog pojedinačnog kupca manja.

Za izračunavanje indeksa raspoloživosti za uzeti primjer razdjelne mreže definirane su veličine potrebne za proračun.

Intenzitet kvarova " λ " se izražava kao broj kvarova u godini, a računa se na više načina. Prvi način je tako da se određena mreža promatra duže vremensko razdoblje te da se izračuna koliko prosječno kvarova ima u godini ili drugi način je da se uzme da nadzemna mreža u prosjeku ima 0,15 kvarova po kilometru godišnje ili 0,1 kvarova po kilometru godišnje, te da se prema tome računa faktor " λ ".

Za prosječno trajanje popravka kvara je u proračunu pretpostavljen period od 9 sati za kabele (1 sat za lociranje kvara i 8 sati za popravak) i 6 sati za nadzemne vodove (1 sat za lociranje kvara i 5 sati za popravak).

Pretpostavljeni broj kupaca spojen na transformatorsku stanicu "a" $N_a = 60$, na "b" $N_b = 40$ i tako dalje analogno $N_c = 20$, $N_d = 150$, $N_e = 70$ i $N_f = 100$.

Duljine dionica su navedene u Tabela 3-12 *Pregled intenziteta kvarova* zajedno s intenzitetom kvarova za pojedinu dionicu.

ime dionice	duljina dionice [km]	intenzitet kvara λ [kvarova godišnje]
1	2,0	0,30000
2	1,0	0,15000
3	1,2	0,18000
4	0,3	0,04500
5	0,8	0,12000
a	0,5	0,07500
b	0,2	0,03000
c	1,0	0,15000
d	1,3	0,19500
e	2,2	0,33000
f	4,0	0,60000

Tablica 3-12 Pregled intenziteta kvarova

	slučaj 1)*	slučaj 2)**	slučaj 3)***	slučaj 4)****
$U_{m,Pa}$	5,805	5,205	5,280	4,860
$U_{m,Pb}$	5,580	4,980	5,055	4,635
$U_{m,Pc}$	6,180	5,580	5,655	2,415
$U_{m,Pd}$	6,405	5,805	2,175	2,640
$U_{m,Pe}$	7,080	6,480	3,150	3,315
$U_{m,Pf}$	8,430	8,430	7,905	7,485
SAIDI	6,806	6,342	4,476	4,322
$\lambda_{m,Pa}$	2,175	1,575	1,650	1,335
$\lambda_{m,Pb}$	2,175	1,575	1,650	1,335
$\lambda_{m,Pc}$	2,175	1,575	1,650	0,840
$\lambda_{m,Pd}$	2,175	1,575	0,525	0,840
$\lambda_{m,Pe}$	2,175	1,575	0,525	0,840
$\lambda_{m,Pf}$	2,175	2,175	1,650	1,335
SAIFI	2,175	1,711	1,088	1,065

* prvi slučaj se odnosi na radijalnu mrežu

** drugi slučaj se odnosi na radijalnu mrežu s prekidačem za automatsko odvajanje voda u kvaru u otcjepu "f"

*** treći slučaj se odnosi na slučaj s DI koja je sposobna u otopnom radu preuzeti točke opterećenja Pd i Pe

**** četvrti slučaj se odnosi na slučaj s poveznim vodom umjesto DI

Tablica 3-13 Tabela s izračunatim indeksima raspoloživosti

Indeksi pouzdanosti i raspoloživosti mreže SAIFI i SAIDI najviše su se smanjili u slučaju izgradnje spojnog voda radijalne mreže, te razdvajanjem mreže na dva izlaza. Međutim, može se primjetiti da se i ugradnjom DI raspoloživost mreže znatno povećava. Zaključak je da se prstenasta mreža (ovdje izvedena s poveznim vodom) povećava raspoloživost mreže. U slučajevima kada prstenastu mrežu nije moguće izvesti, te kada je potrebno na radijalnom izlazu napajati kupca električne energije

izuzetno osjetljivog na prekide napajanja, onda se ugradnja DI sposobnog za otočni rad postavlja kao opcija kojom je moguće zadovoljiti uvjete isporuke električne energije.

4. EKONOMSKI UTJECAJ NA RAZDJELNU MREŽU

Ekonomski utjecaj na razdjelnu mrežu sadrži više aspekata od kojih je jedan od najvažnijih planiranje razdjelne mreže. Kako je opisano u [85] obveza je ODM-a planiranje pogona ali i planiranje razvoja razdjelne mreže uz uvjet da se s tim jamči siguran i pouzdan pogon mreže. Pri tomu se se trebaju primjenjivati važeći zakonski i podzakonski akti, odluke VRED-a i granske norme ODM-a. Prema organizacijskoj strukturi HEP Distribucije operativna razina planiranja se spušta na postojeća distribucijska područja odnosno na regionalna distribucijska područja nakon njihovog formiranja.

Praćenje opterećenja mreže i iskorištenost kapaciteta mreže postaju jedan od nužnih uvjeta za uspješno planiranje razdjelne mreže kad ona iz tradicionalne konfiguracije prelazi u aktivnu mrežu. Planiranjem opterećenja mreže trebaju se osim dosadašnjih planiranja opterećenja u točkama opterećenja (najčešće transformatorske stanice $x/0.4$ kV) planirati i moguća mjesta u mreži gdje se mogu pojaviti distribuirani izvori i to na svim naponskim razinama, te analizirati njihov utjecaj na razdjelnu mrežu. To je nužan preduvjet za optimalno strukturiranje mreže i kratkoročno planiranje dinamike njezine izgradnje. Optimiranjem investicijskih ulaganja tako se može izbjeći predimenzioniranje elemenata mreže koja se naknadno ne mogu kroz redovni pogon mreže amortizirati.

Već je kod razmatranja tehničkog utjecaja na razdjelnu mrežu pokazano da određenim slučajevima pogona distribuirani izvori mogu povećati raspoloživost razdjelne mreže, a isto tako da utječu na smanjenje gubitaka snage i energije u razdjelnoj mreži. Trenutačno još ne postoje vjerodostojne analize koliki je financijski efekt tih utjecaja pogotovo kod povećanja raspoloživosti zbog neodređenih cijena neisporučene električne energije. Međutim priključivanje distribuiranih izvora na razdjelnu mrežu svakako ima ekonomski utjecaj koji se može sagledati kroz nekoliko vrsta troškova.

To su inicijalni troškovi priključenja distribuiranog izvora na razdjelnu mrežu koji ne mogu biti identični za svaku naponsku razinu. Inicijalni troškovi se mogu sastojati iz dva dijela tzv. *shallow cost* odnosno troška izgradnje priključnog voda od distribuiranog izvora do priključnog mjesta u razdjelnoj mreži i tzv. *deep cost* odnosno troška koji nastaje u razdjelnoj mreži zbog utjecaja distribuiranog izvora na razdjelnu mrežu, a zahtjeva njezinu rekonstrukciju (npr. ugradnju relejne zaštite, ugradnju prekidača veće prekidne moći, izgradnja voda, itd.). Dosadašnja praksa je bila da sve inicijalne troškove snosi distribuirani izvor koji se priključuje na razdjelnu mrežu. Tako su se događale situacije da je prvi distribuirani izvor koji se priključivao na razdjelnu mrežu platio njezinu rekonstrukciju, dok je nekolicina sljedećih priključaka zbog dovoljne zalihosti u rekonstruiranoj mreži bilo oslobođeno tih troškova. Zbog otvorenog tržišta električnom energijom i saznanja da se s jedne strane subvencionira izgradnja distribuiranih izvora (pogotovo obnovljivih), a zatim nestimulativno dodatnim troškovima opterećuje njihovo priključivanje već se primjenjuju ili se predlažu novi, stimulirajući i tržišno raspodjeljeni troškovi

[30,40]. Ukoliko se npr. analizom pokaže da je zbog priključenja distribuiranog izvora u razdjelnu mrežu nužna njezina rekonstrukcija, troškove rekonstrukcije snosi distribuirani izvor, ali proporcionalno udjelu njegovog utjecaja na tu rekonstrukciju (npr. ugradnje prekidača veće prekidne moći).

U praksi se pokazalo da priključivanjem distribuiranih izvora za distribuciju može nastati još jedna vrsta troška, tzv. *strand cost* odnosno trošak koji nastaje investicijskim ulaganjem u izgradnju razdjelne mreže koja se zbog naknadne izgradnje distribuiranog izvora ne može vratiti. Primjer naveden u [30] vrlo dobro opisuje situaciju nastanka takvog troška. Distribucijsko poduzeće investira u izgradnju voda koji napaja industrijsko postrojenje. Naknadno se u industrijskom postrojenju izgradi distribuirani izvor koji uzrokuje smanjenje iznosa kupljene električne energije od distribucijskog poduzeća te izgrađeni vod učini nerentabilnim. U svjetskoj praksi postoje dva načina na koji distribucijsko poduzeće zahtjeva povrat uložених investicijskih sredstava zbog nerentabilnog voda: jednokratni iznos troška koji se vraća kroz određeni period vremena ili tzv. *stanby cost*, odnosno trošak koji distribuirani izvor, odnosno industrijsko postrojenje plaća zbog osiguranja pričuve napajanja električnom energijom iz razdjelne mreže uslijed planiranih ili neplaniranih ispada distribuiranog izvora. Svi ovi troškovi utječu na atraktivnost izgradnje distribuiranih izvora tako da moraju biti regulirani i definirani zakonskim aktima kako bi se osiguralo pozitivno tržišno natjecanje.

Nakon što je većina država ukinula subvenciju na cijenu proizvedene električne energije iz distribuiranih izvora (obnovljivi izvori se još uvijek subvencioniraju) trebalo je osigurati njihov tržišni opstanak, a isto tako i dalje učiniti atraktivnim za ulaganje u njihovu izgradnju. Danas su najraširenija dva pristupa. Prvi pristup je da se stimulira proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora u onim periodima dana (vršna opterećenja) kad je cijena električne energije na tržištu dovoljno visoka da distribuirani izvori sa cijenom svoje energije budu konkurentni na tržištu. Drugi pristup koji se predlaže se koncept virtualnih elektrana (VE) eng. *Virtual Power Plants (VPP)* ili samo *Virtual Plants (VP)* [40]. Virtualna elektrana je zapravo udruženje malih proizvođača električne energije, odnosno distribuiranih izvora koji koriste istu ili najčešće različite tehnologije za proizvodnju električne energije. Oni nastupaju prema ODM-u kao jedna elektrana iako prostorno mogu biti dislocirani odnosno priključeni u raznim dijelovima razdjelne mreže. To zahtjeva od ODM-a vrlo sofisticirani informacijski sustav koji se zove DEMS (Decentralised Energy Management System) – Decentralizirani Sustav Upravljanja Energijom. DEMS se sastoji od tri dijela: prognoze, planiranja resursa i on-line optimizacije. Prognoza se sastoji od prognoze opterećenja i prognoze proizvodnje pojedinih DI za sljedeći dan. Planiranje resursa uključuje sve ugovore o isporuci, kupovini i transferu energije, proizvodnji i skladištenju energije, uvjeti pogona i planirani ispadi i održavanje. On-line optimizacija je potrebna za dispečiranje, odnosno upravljanje i vođenje razdjelne mreže u realnom vremenu te su za nju potrebni podaci o opterećenju i proizvodnji u realnom vremenu te meteorološka situacija kako bi se planirana proizvodnja i potrošnja uskladila sa stvarnom. Tako dobiveni podaci se onda koriste za upravljanje virtualnom elektranom bez obzira da li se radi o upravljivim ili neupravljivim distribuiranim izvorima. Za komunikaciju DEMS-a s distribuiranim izvorima se može koristiti nekoliko informacijsko-komunikacijskih tehnologija kao što su npr. ISDN, DSL, GSM (GPRS) ili Internet.

5. ZAKLJUČAK

U ovom radu se pokušalo ukazati na utjecaj koji distribuirani izvori imaju na planiranje izgradnje, ali i na planiranje pogona aktivne razdjelne mreže. Hrvatska trenutačno zaostaje u primjeni ovih tehnologija. Nakon formalnih zakonskih usklađivanja sa Smjernicama EU na području tržišta električnom energijom koji su potrebni za dobivanje *acquisa* za kandidaturu za članstvo u EU nužna je i stvarna usklađenost s propisima EU. Iako i u većini EU zemalja još ne postoji usklađenost sa Smjernicama u energetske sektoru obveza kandidata za članstvo u EU je da se reforme u prilagodbi energetskog tržišta moraju provoditi uzimajući u obzir i *acquis* koji se priprema [9]. Hrvatska je ujedno potpisnik Kyoto protokola te niza regionalnih ugovora o energetske suradnji i osnivanju regionalnog tržišta energijom [51,52,57]. Zato se može očekivati da će Hrvatska imati obvezu subvencioniranja i stimuliranja izgradnje i priključivanja distribuiranih izvora, pogotovo obnovljivih izvora. To znači da se vrlo brzo moraju pravila tržišta i mrežnog poslovanja uskladiti i konstantno usklađivati s pravilima EU, moraju se definirati standardi priključenja na razdjelnu mrežu, ODM mora razviti kriterije i metode planiranja izgradnje i pogona aktivnih razdjelnih mreža, nužna je modernizacija upravljanja i vođenja razdjelnih mreža, modernizacija zaštite te uvođenje modernih informacijskih tehnologija (GIS) u poslovanje distribucija. To naravno zahtjeva velika financijska ulaganja, ali je to jedini način uspješne integracije obnovljivih i distribuiranih izvora električne energije u razdjelne mreže pri ispunjavanju EU ciljeva [55,56,53]. Uvijek se naravno postavlja pitanje koje od navedenih tehnologija su interesantne i primjenjive u Hrvatskoj. Prema mišljenju autora najperspektivnije su sljedeće tehnologije: male hidroelektrane (cca. 350 prema Studiji energetskog razvitka Hrvatske), biomasa (bioplin, biodizel), komunalni otpad koji bi konačno riješio goruće probleme odlagališta (spalionice ili proizvodnja metana) i korištenje solarne energije (direktna i termalna pretvorba u električnu energiju). Korištenje energije vjetra je moguće iako prema nekim izvorima ne postoje kvalitetna mjerenja nužna za procjenu isplativosti izgradnje vjetroelektrana. Upitno je da li će se zbog problema koji su vezani uz priključak vjetroelektrana na elektroenergetsku mrežu vjetroelektrane priključivati na razdjelnu mrežu ili prije na prijenosnu mrežu. Razmatrajući povećanje energetske učinkovitosti, s porastom standarda može se očekivati pojava kogeneracijskih postrojenja (mikroCHP) koji će zamijeniti postojeće kotlovnice ili sustave centralnog grijanja, zatim sustavi s fotonaponskim modulima, te će se sa kao takvi pojavljivati u niskonaponskoj mreži kao distribuirani izvori.

Prema [40] sve veća raširenost distribuirane proizvodnje možda predstavlja treću generaciju reforme elektroenergetskog sektora (prva generacija je bila nastanak neovisnih proizvođača, druga je stvaranje otvorenog tržišta). Ta treća generacija reformi bi se sastojala iz tri faze. Prvu čini prilagodba DI tržišnim uvjetima uz centralizirano upravljanje sustavom. Druga faza je decentralizacija koju karakterizira značajan udio DI u proizvodnji i pojava virtualnih elektrana dok je upravljanje i vođenje zadržano samo na razini lokalnih distribucija. Treća faza je obilježena prevladavajućim udjelom DI u proizvodnji električne energija, organiziranim u mikro-mreže (mini ili micro-grids) i energetske parkove koji osiguravaju vlastitu potrošnju, a mrežu koriste samo za razmjenu energije. U tom slučaju ODM postaje više agent-posrednik između zainteresiranih strana nego kontrolor sustava.

U svakom slučaju planiranje, pogon i upravljanje budućim aktivnim razdjelnim mrežama s uključenim distribuiranim izvorima u skoroj budućnosti će predstavljati jedan od najvećih stručnih i znanstvenih izazova od dana kada je uspostavljen prvi elektroenergetski sustav. Ne zaboravimo - to je bilo u Hrvatskoj 28. kolovoza davne 1895. godine.

6. LITERATURA

1. Ann-Marie Borbely, Jan F. Kreider: *Distributed Generation: The Power Paradigm for The New Millenium*, CRC Press 2001.
2. N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac: *Embedded Generation*, IEE Power and Energy Series 31, 2000.
3. H. Lee Willis, W.G. Scott: *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*, Marcel Dekker, Inc., 2000.
4. H. Lee Willis: *Power Distribution Planning Reference Book*, Marcel Dekker, Inc., 1997.
5. J.C. Das: *Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics*, Marcel Dekker, Inc., 2002.
6. Richard E. Brown: *Electric Power Distribution Reliability*, Marcel Dekker, Inc., 2002.
7. R. Billinton, Ronald N. Allan: *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, 1996.
8. G.Granić, B.Jelavić: *Potrošači energije u uvjetima otvorenog tržišta, 12. Forum: Dan energije u Hrvatskoj*, Zbornik radova Zagreb, 28.11.2003.
9. K.Ott: *Pridruživanje Hrvatske Europskoj Uniji: Izazovi ekonomske i pravne prilagodbe*, Institut za javne financije, Zagreb, 2003.
10. 1547-IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System, IEEE, 2003.
11. G.Strbac, J. Mutale, T. Bopp: *Business Models in a World Characterised by Distributed Generation*, interni dokument-UMIST, 2002.
12. Powercor: *Customer Guidelines for Embedded Generation of Rating Up to 1 MW*, Powercor Australia, Ltd., 2002.
13. K.Jarret, et al.: *Technical Guide to the Connection of Generation to the Distribution Network*, DTI Report 2003.
14. P. Williams, S.Andrews: *Embedded Generation Connection Incentives for Distribution Network Operators*, DTI Report 2002.
15. S.Ingram, S.Probert, K.Jackson: *The Impact of Small Scale Embedded Generation on the Operating Parameters of Distribution Networks*, DTI Report 2003.
16. Collinson, et al.: *Solutions for the Connection and Operation of Distributed Generation*, DTI 2003.
17. *Distributed Energy Resources in Europe-Destinations 2004*, EU dokument 2003.
18. R. Wiser, et al.: *The Impact of Market Rules on Emerging «Green» Energy Markets*, Berkeley National Lab. USA, 1998.
19. C. Marnay, et al.: *Integrated Assesment of Dispersed Energy Resources Deployment*, Berkeley National Lab. USA, 2000.
20. C. Marnay, et al.: *Customer Adoption of Small-Scale On-Site Power Generation*, Berkeley National Lab. USA, 2001.
21. C. Marnay, et al.: *Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources*, Berkeley National Lab. USA, 2003.
22. C. Marnay, et al.: *Distributed Generation Capabilities of the National Energy Modelling System*, Berkeley National Lab. USA, 2003.
23. C. Marnay, et al.: *Distributed Energy Resources with Combined Heat and Power Applications*, Berkeley National Lab. USA, 2003.
24. C. Marnay, et al.: *Distributed Energy Resources in Practice: A Case Study Analysis and Validation of LBNL's Customer Adoption Model*, Berkeley National Lab. USA, 2003.
25. C. Marnay, et al.: *A Business Case for On-Site Generation: The BD Biosciences Pharmingen Project*, Berkeley National Lab. USA, 2003.

26. J.Eto, et al.: A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys, Berkeley National Lab. USA, 2003.
27. M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi, D. Novosel: *Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems*, Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.
28. M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi, D. Novosel: *On Optimization of Reliability of Distributed Generation-Enhanced Feeders*, Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, 2003.
29. H. Outhred, E. Spooner: *Network Issues Associated with Distributed Generation*, Proceedings of Solar 2002 - Australian and New Zealand Solar Energy Society, 2002.
30. G. Koepfel: Distributed Generation – Literature Review and Outline of the Swiss Situation, ETH-EEH Power Systems Laboratory, Internal Report 2003.
31. Emiel van Sambeek: Distributed Generation in Competitive Electricity Markets, CEEP Working Paper, 2000.
32. Competition in Electricity Markets, OECD/IEA, Paris 2001.
33. Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation in Energy Supply Systems, European Commission- Programme “Energy, Environment and Sustainable Development”, 2001.
34. Energy Policies of IEA Countries-Denmark 2002, OECD/IEA, Paris 2002.
35. Energy Policies of IEA Countries-Austria 2002, OECD/IEA, Paris 2002.
36. Hassan Mansir: Distributed Generation Comparison of the American and European Interconnection Standards, IEE 2002.
37. Application Guide for Distributed Generation Interconnection: 2003 Update The NRECA Guide to IEEE 1547, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), 2003.
38. *Distributed Generation Interconnection Manual-Public Utility Commission of Texas*, U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2002.
39. *White Paper on Distributed Generation*, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), 2002.
40. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, OECD/IEA, Paris 2002.
41. *Networks for Embedded Generation-Summary Report*, Electricity Engineer's Association of NZ, 2002.
42. G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D'haeseleer, R. Belmans: *Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues*, K.U.Leuven Energy Institute, 2003.
43. G. Giebel: On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, doktorska disertacija, Univerzitet Oldenburg, 2000.
44. C. Marnay, et al.: *Assessment of μ Grid Distributed Energy Resource potential using DER-CAM and GIS*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002.
45. C. Marnay, et al.: *Modeling of Customer Adoption of Distributed Energy Resources*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.
46. C. Marnay, et al.: *White Paper on Integration of Distributed Energy Resources - The CERTS MicroGrid Concept*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002.
47. N J Kelly, I Beausoleil-Morrison: *Modelling and Simulation of Small Scale Embedded Generation Systems*,
48. Douglas W. Salter, Scott A. Castelaz: *Distributed Generation – A case study*, PowerGen, 1997.
49. L.L.Grigsby: *The Electric Power Engineering Book*, CRC Press, 2001.
50. Mukund R. Patel: *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.
51. *Energy Policy in South East Europe*, European Commission, Directorate General for Energy and Transport,
52. Memorandum of Understanding on the Regional Energy Market in South East Europe and its Integration into the European Community Internal Energy Market – The Athens Memorandum 2003, 2003.
53. Energy: Let us overcome our dependence, European Commission 2002.
54. Implementation of the Community Strategy and Action Plan on Renewable Energy Sources (1998 – 2000), European Commission, 2001.
55. *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy*, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, European Commission, 1997.
56. Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply, European Commission

57. Strategy Paper on the Regional Electricity Market in South East Europe And Its Integration Into the European Union Internal Electricity Market, European Commission, 2002
58. D. Dasa, S.K. Adityaa, D.P. Kotharib: *Dynamics of Diesel and Wind Turbine Generators on an Isolated Power System*, Electrical Power and Energy Systems 21 (1999)
59. V. Akhmatova, H. Knudsen, A.H. Nielsenb: *Advanced simulation of windmills in the electric power supply*, Electrical Power and Energy Systems 22 (2000)
60. Eric Martinot: Renewable energy investment by the World Bank, Energy Policy 29 (2001)
61. B.K. Dattaa, G. Velayuthamb, A. Prasad Goud: *Fuel cell power source for a cold region*, Journal of Power Sources 106 (2002)
62. Raja Peter, B. Ramaseshan, C.V. Nayar: Conceptual model for marketing solar based technology to developing countries, Renewable Energy 25 (2002)
63. E. M. Meyers, M. G. Hu: Clean Distributed Generation: Policy Options to Promote Clean Air and Reliability, The Electricity Journal, January/February 2001
64. R. A. Laurie: Distributed Generation: Reaching the Market Just in Time, The Electricity Journal, March 2001
65. P. Dondia, D. Bayoumib, C. Haederlic, D. Julianb, M. Suter: *Network integration of distributed power generation*, Journal of Power Sources 106 (2002)
66. N. Strachan, H. Dowlatabadi: *Distributed generation and distribution utilities*, Energy Policy 30 (2002)
67. J. E. Allisona, J. Lents: Encouraging distributed generation of power that improves air quality: can we have our cake and eat it too?, Energy Policy 30 (2002)
68. A. Gross, J. Bogensperger, D. Thyr: Impacts of Large Scale Photovoltaic Systems on the Low Voltage Network, Solar Energy Vol. 59, 1997.
69. T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder: *Distributed generation: a definition*, Electric Power Systems Research 57 (2001)
70. N.G. Boulaxis, S.A. Papathanassiou, M.P. Papadopoulos: *Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks*, Renewable Energy 25 (2002)
71. K. Ro, S. Rahman: Control of grid-connected fuel cell plants for enhancement of power system stability, Renewable Energy (2002)
72. *Technical Guideline For Interconnection of Generators To The Distribution System*, EPCOR Distribution Inc, 2002.
73. A.D. Little, *Reliability and Distributed Generation- An Arthur D. Little White Paper*, Copyright A.D. Little, 2000.
74. *Decentralised Generation: Development of EU Policy*, Report in the framework of the DECENT Project, 2002.
75. D.R. Eicher, D.R. Larson, *Developing Rates for Distributed Generation*, National Rural Electric Cooperative Association, 2001.
76. E.M. Petrie, H.L. Willis, M. Takahashi, *Distributed Generation in Developing Countries*, World Bank 2002.
77. *Renewables Information 2003*, IEA 2003.
78. F. Mužinić, D. Škrlec: *Distribuirana proizvodnja*, Zbornik radova - 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 2003.
79. D. Pečvarac: *Distribucijski generatori – proizvodnja električne energije u distribucijskom sustavu: poteškoće, pregled pristupa u svijetu, budućnost*, Zbornik radova - 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 2003.
80. N. Dizdarević, M. Majstović, S. Žutobradić: *Distribuirana proizvodnja električne energije*, Zbornik radova - 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 2003.
81. N. Dizdarević, M. Majstović, S. Žutobradić: *Pogon vjetroelektrana*, Zbornik radova - 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 2003.
82. A. Katić, D. Škrlec: *Isplativost priključivanja malih hidroelektrana na mrežu sa stanovišta smanjenja gubitaka i povećanja pouzdanosti i raspoloživosti mreže*, Zbornik radova - 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 2003.
83. Projekt-Biodizel, <http://www.biodizel.hr>, posljednji pristup veljača 2004.
84. HEP "Bilten br.66: Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede i Komentar tehničkih uvjeta za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede", Zagreb, 4. veljače 1998.
85. S. Krajcar et al.: *Oblikovanje korporacijskih odnosa u HEP Grupi*, FER-ZVNE, Zagreb, srpanj 2003.