

UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Čedomir Zeljković

**INVESTICIONI I EKSPLOATACIONI
ASPEKTI KORISNIČKE DISTRIBUIRANE
PROIZVODNJE U USLOVIMA
NEIZVJESNOSTI**

doktorska disertacija

Beograd, 2013

UNIVERSITY OF BELGRADE
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING

Čedomir Zeljković

**INVESTMENT AND OPERATION
ASPECTS OF CUSTOMER-DRIVEN
DISTRIBUTED GENERATION
UNDER UNCERTAINTY**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2013

Podaci o mentoru i članovima komisije

Mentor:

Dr Nikola Rajaković, redovni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Članovi komisije:

Dr Ivan Škokljević, redovni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Dr Dragan Tasić, redovni profesor, Elektronski fakultet, Univerzitet u Nišu

Dr Milenko Đurić, redovni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Dr Predrag Stefanov, docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Datum odbrane:

Izjava zahvalnosti

Autor bi želio da javno istakne svoju zahvalnost

♦ Mentoru, prof. dr Nikoli Rajakoviću

za interesantnu i modernu temu koju mi je predložio, ali daleko više za ljudskost i profesionalizam koje je neprekidno iskazivao prema meni tokom desetogodišnje uspješne saradnje.

♦ Ministarstvu nauke i tehnologije Vlade Republike Srpske

za višekratnu finansijsku podršku istraživanju na temi disertacije i učešću na međunarodnim konferencijama u svrhu prezentovanja ostvarenih rezultata.

♦ Kolegama Siniši Zubiću, Petru Matiću i Igoru Krčmaru

sa kojima sam radio, od kojih sam učio i od kojih znam samo za postupke podrške i tolerancije.

♦ Profesorima

koji su me učili u Banjoj Luci i Beogradu, koji su mi nesebično prenosili svoja znanja, iskustva i ljudske kvalitete.

♦ Anonimnim recenzentima

časopisa *Electric Power Systems Research*, te recenzentima i učesnicima konferencija *2009 IEEE Power Tech*, *IFAC CMTEE 2010*, *2011 IEEE Power Tech* i *IEEE PMAPS 2012* za korisne sugestije za unapređenje rezultata ostvarenih na temi disertacije.

♦ Užoj i široj porodici

za ljubav, podršku i razumijevanje.

**Investicioni i eksploatacioni aspekti
korisničke distribuirane proizvodnje
u uslovima neizvjesnosti**

Rezime

Predmet ove disertacije je sveobuhvatno razmatranje isplativosti investiranja u distribuiranu proizvodnju iz perspektive korisnika. Akcenat je na industrijskim i komercijalnim korisnicima električne energije, čiji računi osim stavke za utrošenu energiju obavezno sadrže i stavku za mjesečnu vršnu snagu. Razvijena je metodologija koja treba korisniku da pruži odgovor da li je isplativo investiranje u distribuiranu proizvodnju, koja bi mogla biti angažovana u kombinaciji sa kupovinom energije od snabdjevača. Metodologija takođe, kroz proceduru vrednovanja varijanti, određuje koja je od raspoloživih investicija najpovoljnija za korisnika.

Pristup problematici je utemeljen na probabilističkim principima. Zahvaljujući tome, dobijeni rezultati prevazilaze kvalitet rezultata ostvarljivih dosadašnjim determinističkim metodama. Probabilističke metode imaju potencijal da uvažavaju neizvjesnost uticajnih ulaznih veličina, da daju rezultate u obliku kompletnog spektra mogućih ishoda sa odgovarajućim vjerovatnoćama pojave, te da korisniku pruže argumente potrebne za ocjenu visine investicionog rizika.

Za vrednovanje investicionih varijanti neophodno je što bolje procijeniti ostvarljive koristi i nametnute troškove koji proističu kupovinom i upotrebom vlastitih agregata. Među koristima koje distribuirana proizvodnja može donijeti korisniku u prvi plan su istaknute: korist od smanjenja računa za električnu energiju, korist od upotrebe otpadne toplotne energije i korist od rezervnog napajanja pomoću kojeg se smanjuju štete usljed neisporučene energije od snabdjevača.

Posebna pažnja je posvećena eksploatacionom aspektu, jer isplativost investicije u distribuiranu proizvodnju veoma zavisi od načina angažovanja proizvodnih jedinica. Pregledom relevantne literature napravljena je lista promjenjivih koje se smatraju uticajnim na potencijal distribuirane proizvodnje da u uslovima neizvjesnosti korisniku donese uštedu u odnosu na referentni slučaj kada se snabdijevanje vrši samo iz distributivne mreže. Cilj je bio da se uvažavaju svi ulazi koji se u ključnim referencama

navode kao uticajni. Razvijen je novi heuristički blisko-optimalni algoritam za angažovanje distribuiranih agregata, sa ispunjenim ciljem da skup ulaznih promjenjivih bude kompletniji od skupova pokrivenih u dosadašnjim istraživanjima. Algoritam je opsežno testiran i pokazano je da se njegovom upotrebom postižu kvalitetni rezultati u širokom opsegu radnih režima.

U eksploatacioni aspekt takođe spada i razmatranje slučaja kada se uz električnu energiju kombinovano proizvodi i toplotna energija. Testirana je primjenjivost razvijenog algoritma na probleme kogenerativne proizvodnje energije. Pokazana je upotrebljivost metodologije za jednu klasu praktičnih slučajeva.

Eksploatacionom aspektu je dodat i aspekt uticaja distribuirane proizvodnje na poboljšanje pouzdanosti snabdijevanja korisnika električnom energijom. Razvijen je novi algoritam pomoću kojeg se vrši kvantifikovanje koristi koju distribuirana proizvodnja pruža korisniku kao rezervna opcija za napajanje.

Nasuprot svim navedenim koristima leže troškovi investiranja u distribuiranu proizvodnju. U radu je dat pregled načina za svođenje investicionih troškova na godišnji nivo. S obzirom da investicione troškove može umanjiti prisustvo finansijskih podsticaja, sistematizovani su modeli za uvažavanje mehanizama finansijske podrške u proceduru za poređenje investicionih varijanti.

Predložena metodologija je testirana na oglednim primjerima, prvo parcijalno za pojedine tipove koristi, a na kraju i sveobuhvatno na integralnom slučaju. Diskutovana je primjenjivost u našim uslovima.

Ključne riječi: Distribuirana proizvodnja, perspektiva korisnika, probabilistički pristup, Monte Carlo simulacija, koristi, troškovi, angažovanje agregata, kogeneracija, pouzdanost.

Naučna oblast: Tehničke nauke - Elektrotehnika

Uža naučna oblast: Elektroenergetski sistemi

UDK: ...

Abstract

The subject of this dissertation is a comprehensive consideration of cost-effectiveness of investing in distributed generation from a customer perspective. The research focus is on the industrial and commercial customers, which are billed not only for consumed energy, but also for the monthly peak demand. A new methodology is developed, which is capable of providing the answer to a customer, whether or not is profitable to invest in distributed generation. The methodology also, through the procedure of variant valuation, determines which of the available investments represents the best solution for the customer.

Approach to the problem is based on the probabilistic principles. Thanks to this, the results outperform the quality of the results achievable by the actual deterministic methods. The probabilistic methods have the potential to take into account the uncertainty of the influential inputs, to produce results in the form of a complete spectrum of possible outcomes with corresponding probabilities of occurrence, and to provide users with the arguments necessary to evaluate the amount of investment risk.

In order to value the investment variants properly, it is necessary to quantify the achievable benefits and incurred costs which arise as a consequence of purchasing and operating customer-own generating units. Among the benefits that distributed generation can bring to the customer, the following three are highlighted: the benefit of reducing electricity bills, the benefit from the use of waste heat and the benefit of reserve power which is capable of reducing the customer damage due to the interruptions in the grid power supply.

Special attention is given to the operation aspect, because profitability of the investment in distributed generation is highly dependent on ways how the DG units are operated. A review of relevant literature has been made and a comprehensive list of influential variables is formed. The aim was to take into account all the inputs that are considered as influential in the key references. A new heuristic near-optimal algorithm for scheduling of customer DG units is developed. The target of including the widest set

of input variables is achieved. The algorithm has been extensively tested and its capability to provide high-quality results in a wide range of operating regimes has been shown.

The operation aspect also includes the consideration of the case when the generation of electricity is combined with the generation of thermal energy. The application of the developed algorithm to the cogeneration problems is considered. The applicability of the methodology to a certain class of cases is demonstrated.

Along with the benefits achievable by the production of energy, distributed generation is capable of providing improvements in terms of reliability of electricity supply. A new algorithm for quantifying the benefits of distributed generation as a backup source is developed and presented.

In contrast to all considered benefits lie the costs of the investment in distributed generation. The dissertation gives an overview of how the investment costs are transferred to an annual basis. Since the investment costs can be reduced by the presence of financial incentives, the models for the inclusion of financial support mechanisms in the procedure for the comparison of investment variants are systematized.

All the components of the proposed methodology is tested on case studies, both partially for particular types of benefits and integrally using a comprehensive illustrative example. The applicability of the methodology under our conditions is finally discussed.

Keywords: Distributed generation, customer perspective, probabilistic approach, Monte Carlo simulation, benefits, costs, dispatch strategy, combined heat and power, reliability.

Scientific field: Technical science – Electrical engineering

Specific scientific field: Power systems

UDK: ...

Sadržaj

1. Uvod	1
1.1. Motivacija i predmet istraživanja	1
1.2. Organizacija disertacije.....	4
1.3. Ključni doprinosi disertacije.....	5
2. Opšte činjenice o distribuiranoj proizvodnji	6
2.1. Pojam distribuirane proizvodnje.....	6
2.2. Tehnologije distribuirane proizvodnje.....	7
2.2.1. <i>Gasne turbine</i>	8
2.2.2. <i>Gasne turbine sa kombinovanim ciklusom</i>	9
2.2.3. <i>Mašine sa unutrašnjim sagorijevanjem</i>	9
2.2.4. <i>Mikroturbine</i>	10
2.2.5. <i>Gorivne ćelije</i>	10
2.2.6. <i>Stirling mašine</i>	11
2.2.7. <i>Fotonaponski generatori</i>	11
2.2.8. <i>Vjetroelektrane</i>	12
2.2.9. <i>Male hidroelektrane</i>	12
2.2.10. <i>Elektrane na biomasu</i>	13
2.2.11. <i>Elektrane na geotermalnu energiju</i>	14
3. Investicioni problem iz perspektive korisnika	15
3.1. Uvodno razmatranje.....	15
3.2. Formulacija problema	16
3.3. Metoda za rješavanje zadatka	18
3.3.1. <i>Deterministički pristup</i>	19
3.3.2. <i>Stohastički pristup</i>	20
3.3.3. <i>Računanje koristi i troškova</i>	23

3.3.4. <i>Princip postojanja optimalnog investicionog rješenja</i>	25
4. Modelovanje ulaznih veličina	26
4.1. Uvodno razmatranje.....	26
4.2. Korisnički dijagram potrošnje	26
4.3. Meteorološke veličine.....	30
4.4. Troškovi kupljene električne energije.....	30
4.5. Troškovi goriva distribuiranih agregata.....	33
4.6. Dugoročni trendovi cijena energenata i električne energije	35
4.7. Troškovi pokretanja distribuiranih agregata	40
4.8. Pouzdanost distribuiranih agregata	40
4.9. Pouzdanost napajanja iz mreže	44
4.10. Korisnički troškovi usljed prekida napajanja.....	46
5. Korist ostvarena kroz smanjenje računa za utrošenu električnu energiju	48
5.1. Uvodno razmatranje.....	48
5.2. Pregled dosadašnjeg istraživanja	48
5.3. Formulacija zadatka.....	50
5.4. Teorijski maksimalni potencijal korisničke uštede.....	52
5.4.1. <i>Osnovni principi optimizacije pod determinističkim uslovima</i>	52
5.4.2. <i>Opis procedure determinističke optimizacije</i>	54
5.4.3. <i>Primjer rezultata determinističke optimizacije</i>	55
5.5. Angažovanje agregata u realnim uslovima.....	57
5.5.1. <i>Izvodljivost algoritma angažovanja agregata u realnom vremenu</i>	60
5.6. Verifikacija algoritma i procjena koristi ostvarive u realnim uslovima	60
5.7. Ilustrativni numerički rezultati verifikacije algoritma	61
5.7.1. <i>Osnovna verzija simulacije</i>	63
5.7.2. <i>Uticao pouzdanosti distribuirane proizvodnje</i>	64
5.7.3. <i>Uticao devijacije snage potrošnje i vrijednosti ARMA koeficijenata</i>	64
5.7.4. <i>Uticao povećanja cijene goriva</i>	65
5.7.5. <i>Uticao načina modelovanja krive efikasnosti</i>	68
5.7.6. <i>Primjene koje uključuju obnovljive izvore energije</i>	69
5.8. Zaključne napomene	72

6. Korist od kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije.....	73
6.1. Uvodno razmatranje.....	73
6.2. Mogućnosti za korišćenje otpadne toplote.....	73
6.3. Pregled dosadašnjeg istraživanja	75
6.4. Matematička formulacija problema	76
6.5. Dometi ostvarljivi predloženim algoritmom.....	79
6.5.1. Osnovna kvalitativna analiza	79
6.5.2. Ilustrativni numerički rezultati	80
6.6. Mogućnosti za dalja poboljšanja.....	83
6.6.1. Mogućnost 1: Modifikacija krivih troškova za električnu proizvodnju.....	83
6.6.2. Mogućnost 2: Povećavanje nivoa angažovanja CHP jedinica kod velike termičke potrošnje	84
7. Korist u vidu popravljivanja pouzdanosti snabdijevanja	85
7.1. Uvodno razmatranje.....	85
7.2. Pregled dosadašnjeg istraživanja	86
7.2.1. Određivanje aktuelne pouzdanosti napajanja	86
7.2.2. Određivanje poboljšanja pouzdanosti pomoću distribuirane proizvodnje	87
7.2.3. Kvantifikovanje vrijednosti pouzdanosti.....	87
7.3. Raspregnutost sa problemom optimalnog angažovanja agregata	88
7.4. Predložena metoda.....	89
7.4.1. Procedura simulacije.....	89
7.5. Rezultati ostvarljivi predloženim algoritmom	97
7.5.1. Podaci o test sistemu	97
7.5.2. Rezultati simulacije.....	99
7.5.3. Osjetljivost na promjene ulaznih parametara	100
8. Investicioni troškovi i načini finansiranja.....	103
8.1. Uvodno razmatranje.....	103
8.2. Investicioni troškovi	103
8.3. Načini finansiranja.....	104
8.4. Podsticaji za distribuiranu proizvodnju	106
9. Integralni ilustrativni primjer.....	108

9.1. Postavka zadatka.....	108
9.1.1. <i>Dijagram potrošnje.....</i>	<i>109</i>
9.1.2. <i>Lista investicionih varijanti</i>	<i>110</i>
9.1.3. <i>Veleprodajne cijene energenata i električne energije</i>	<i>113</i>
9.1.4. <i>Maloprodajne cijene energenata i električne energije.....</i>	<i>113</i>
9.1.5. <i>Troškovi pokretanja agregata.....</i>	<i>114</i>
9.1.6. <i>Pouzdanost distribuiranih agregata</i>	<i>114</i>
9.1.7. <i>Pouzdanost napajanja iz mreže</i>	<i>114</i>
9.1.8. <i>Korisnički troškovi usljed prekida napajanja.....</i>	<i>114</i>
9.2. Rezultati simulacija za elektroenergetski aspekt	115
9.2.1. <i>Osnovni slučaj</i>	<i>115</i>
9.2.2. <i>Uticao promjene koeficijenta kolebljivosti cijene električne energije.....</i>	<i>117</i>
9.2.3. <i>Uticao promjene korelacije između cijena gasa i električne energije.....</i>	<i>120</i>
9.2.4. <i>Uticao promjene nivoa cijena gasa i električne energije.....</i>	<i>122</i>
9.2.5. <i>Uticao promjene devijacije dijagrama potrošnje.....</i>	<i>124</i>
9.2.6. <i>Doprinos koristi od poboljšanja pouzdanosti napajanja.....</i>	<i>126</i>
9.2.7. <i>Zaključne napomene za elektroenergetski aspekt.....</i>	<i>128</i>
9.3. Uvažavanje kombinovane proizvodnje toplotne energije.....	128
9.3.1. <i>Podaci o simulacijama</i>	<i>130</i>
9.3.2. <i>Rezultati simulacija</i>	<i>130</i>
9.4. Diskusija primjenjivosti u našim uslovima.....	131
10. Zaključak	135
Nomenklatura	137
Popis skraćenica.....	142
Popis slika.....	144
Popis tabela	149
Literatura	150
Biografija autora	157

1. Uvod

1.1. Motivacija i predmet istraživanja

Krajem XIX vijeka Tesla je izvejavao *Rat struja* i otvorio put razvoju elektroenergetskih sistema u kojima se energija proizvodi u moćnim centralizovanim elektranama i do korisnika prenosi na velike razdaljine. Stotinjak godina kasnije, svijetu se ponovo nameće potreba da se dio energije proizvodi u blizini korisnika. Za proizvodne jedinice relativno male snage, koje su instalisane neposredno uz korisnike električne energije, usvojen je termin distribuirana proizvodnja (engl. *distributed generation* - *DG*) [1][2]. Argumenti kojima se opravdava upotreba distribuirane proizvodnje su razna poboljšanja za vlasnika mreže, korisnika električne energije, te za društvo uopšte. Većina aktuelnih radova na navedenu temu pokriva problematiku poboljšanja koje može ostvariti vlasnik mreže. Pokazuje se da uvođenje distribuirane proizvodnje u elektroenergetski sistem pomaže vlasniku mreže da smanji gubitke u prenosu, poboljša naponske prilike, odloži investicije u nove kapacitete itd. [3]-[8]. U značajnom broju radova takođe se analiziraju koristi koje od instalacije distribuirane proizvodnje može da ima šira zajednica. Od ovih koristi prevashodno se mogu pomenuti povećanje energetske efikasnosti na nivou države, povećanje sigurnosti snabdijevanja, smanjenje emisije štetnih gasova, uvođenje novijih ekološki prihvatljivijih tehnologija proizvodnje energije, otvaranje novih radnih mjesta i sl. [9][10]. Najmanje su zastupljeni radovi koji na problem upotrebe distribuirane proizvodnje gledaju iz perspektive korisnika. Korisnik, pridruživanjem lokalnih proizvodnih jedinica tradicionalnom načinu snabdijevanja iz distributivne mreže, može smanjiti ukupni račun za utrošenu energiju, povećati pouzdanost snabdijevanja, korisno upotrijebiti otpadnu toplotnu energiju za grijanje i hlađenje itd. [11]-[15].

Iz razloga najmanje zastupljenosti, predmet istraživanja ove doktorske disertacije je upravo *korisnički pogled na ocjenu upotrebljivosti distribuirane proizvodnje*.

Osnovni motivi za razmatranje korisničkog investiranja u distribuiranu proizvodnju su:

- Mogućnost distribuirane proizvodnje da učestvuje u smanjenju vršne potrošnje. Naime, najviše korisnika električne energije u svijetu energiju plaća po TOU (engl. *time-of-use*) načinu tarifiranja. Tarifa za industrijske (a često i komercijalne) korisnike u najvećem broju slučajeva uključuje stavku vršne snage. Nadoknada za vršnu snagu može značajno da participira u ukupnom računu za energiju. Distribuirana proizvodnja, angažovanjem u odgovarajućim vremenskim intervalima, ima potencijal da pomogne u smanjenju vršne snage potrošnje. Ispostavlja se da čak i upotreba proizvodnih jedinica čiji su troškovi po proizvedenom kilovat-času znatno veći od cijene energije kupljene od snabdjevača opet može dovesti do smanjenja sveukupnog računa za potrošenu energiju.
- Razvoj tehnologija distribuirane proizvodnje vodi ka smanjenju kapitalnih troškova, te sve većoj dostupnosti, jednostavnosti i pouzdanosti upotrebe. Primjer predstavlja tehnologija mikroturbina koja je u prethodnoj deceniji toliko usavršena da sada na tržištu postoje jednostavna, tipska rješenja za široki opseg instalisanih snaga.
- Fleksibilnost izbora energenata. Na primjer, savremenu alternativu prirodnom gasu predstavlja gas iz škriljaca, čiji je rapidni razvoj eksploatacije u Sjevernoj Americi doveo do smanjenja tržišne cijene gasa na najmanji nivo u proteklih deset godina. Drugu alternativu predstavlja biogas, čije se tehnologije takođe intenzivno razvijaju.
- Potencijal distribuirane proizvodnje da snabdijeva korisnike u periodima kada dođe do prekida u napajanju od strane distributivne mreže. Ovo je posebno važno kod korisnika sa osjetljivim radnim procesima, kod kojih se javljaju štete velikih razmjera, kao što su npr. procesna industrija, finansijske korporacije, zdravstvene ustanove i slično.
- Mogućnost kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (engl. *combined heat and power - CHP*), čime se u savremenim rješenjima postiže sumarni koeficijent iskorišćenja i preko 90%.

Ocjena upotrebljivosti distribuirane proizvodnje podrazumijeva investicionu i eksploatacionu komponentu. Razlog za to je činjenica da način angažovanja distribuiranih agregata direktno utiče na njihov investicioni potencijal. Predmet istraživanja ove doktorske disertacije zato uključuje *problematiku optimalne strategije angažovanja distribuiranih agregata i problematiku optimalnog izbora investicione varijante distribuirane proizvodnje*.

Ciljna grupa su industrijski i komercijalni korisnici različitih nivoa snage potrošnje, koji električnu energiju plaćaju po TOU tarifi, uz obavezno postojanje stavke vršne snage (€/kW). Ovaj slučaj je u praksi najčešći, a matematički gledano spada u najzahtjevnije. Kada korisnik ne bi bio spojen na mrežu, nego bi se njegovo napajanje vršilo samo pomoću vlastitih agregata, problem bi se sveo na klasični problem angažovanja proizvodnih agregata (engl. *generation scheduling*), koji je postavljen prije više od pola vijeka i čije je rješavanje prilično usavršeno [16]. Ako bi korisnik bio spojen na mrežu, ali kada bi korisnički račun za energiju sadržavao samo stavku utrošene energije (€/kWh), problem ne bi bio mnogo složeniji, jer bi se mreža mogla posmatrati kao još jedan agregat koji ima ekvivalentnu funkciju troškova. Najviše komplikacija se javlja u slučaju kada tarifa sadrži stavku mjesečne vršne snage. Problem postaje spregnut, tj. vršna snaga koju korisnik angažuje iz mreže samo jednom u toku mjeseca, može značajno da participira u korisničkom računu koji se plaća snabdjevaču. U ovom slučaju optimizacija se ne može izvoditi na satnom nivou, nego se cijeli mjesec mora posmatrati kao cjelina.

Dosadašnje istraživanje na temu optimalnog angažovanja distribuirane proizvodnje iz perspektive korisnika koji plaća i stavku angažovane vršne snage, uglavnom je skoncentrisano u posljednjih desetak godina. Objavljeni radovi se razlikuju po ulaznim veličinama koje su uzete u obzir, po načinima modelovanja uvažениh ulaznih veličina i po upotrijebljenim matematičkim metodama. Iz pregleda referentne literature, koji će biti detaljno prikazan u radu, zaključuje se da ne postoji metod za upravljanje korisničkom distribuiranom proizvodnjom koji istovremeno uključuje sve relevantne ulazne veličine, a koji je s druge strane dovoljno jednostavan da se lako realizuje u praksi.

Drugi dio predmeta istraživanja ove doktorske disertacije predstavlja investicioni problem. Naime, korisniku se nameće pitanje da li je uopšte isplativo

investirati u distribuiranu proizvodnju ili je bolje ostati samo na tradicionalnom snabdijevanju energijom iz distributivne mreže. Iz tog razloga je potrebno porediti iznose potencijalne uštede koje može donijeti upotreba DG sa investicionim troškovima za nabavku i instalaciju DG. Ako se ispostavi da je investiranje u DG isplativo, nameće se i drugo pitanje: koja varijanta među komercijalno dostupnim rješenjima predstavlja najpovoljniju investiciju za korisnika.

Slično kao i kod razvoja algoritama za upravljanje DG jedinicama, prvobitna rješenja investicionog problema bila su potpuno deterministička. Mogućnost greške kod ovakvih pristupa je velika, jer se vrlo teško može desiti da se procjene za kretanje ulaznih veličina u periodu od 15-20 godina savršeno tačno ostvare. Takođe, na osnovu determinističkog rezultata nije moguće suditi o riziku ulaganja u određenu investicionu varijantu. Iz navedenih razloga, u novijem setu radova uvažava se stohastička priroda najbitnijih ulaznih veličina – cijena energenata. Ovaj korak jeste veoma važan, ali u ovim radovima se uglavnom ostale ulazne veličine tretiraju kao determinističke, a takođe se uticaj načina angažovanja agregata uprošćava ili u potpunosti zanemaruje. Time se otvara i drugi aspekt koji se obrađuje u okviru ove doktorske disertacije.

1.2. Organizacija disertacije

Nakon uvoda, u drugom poglavlju daje se definicija pojma distribuirane proizvodnje i pregled aktuelnih tehnologija. Navode se najznačajnije karakteristike za tehnologije koje su interesantne za postavljeni zadatak. Treće poglavlje se odnosi na investicioni aspekt distribuirane proizvodnje iz perspektive korisnika. Definiše se problem optimalne investicije u distribuiranu proizvodnju i navode osnovne pretpostavke. Prezentuje se metodologija za vrednovanje investicionih varijanti, uz poređenje sa tradicionalnim metodologijama. U četvrtom poglavlju se daje pregled modelovanja ulaznih veličina od interesa. Za svaku ulaznu veličinu opisuje se fizička osnova i navodi matematički princip modelovanja. Naredna tri poglavlja su posvećena koristima koje korisnicima može da donese distribuirana proizvodnja. Konkretno, poglavlje pet tretira problematiku koristi ostvarene kroz smanjenje računa za utrošenu električnu energiju. Prikazuje se pregled dosadašnjeg istraživanja na ovu temu i nabrajaju činjenice koje se smatraju uticajnim. Prezentuje se autentični metod za angažovanje korisničke distribuirane proizvodnje s ciljem maksimizacije uštede, koji

istovremeno uvažava sve prepoznate uticajne činjenice, postižući kvalitetne rezultate u širokom opsegu radnih režima. Algoritam se testira na oglednim primjerima i daje se pregled ostvarljivih rezultata. U šestom poglavlju se prikazani algoritam za angažovanje distribuirane proizvodnje testira u uslovima kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (CHP). Kvantifikuju se dometi algoritma i porede sa rezultatima ostvarljivim tradicionalnim metodima. Sedmo poglavlje razmatra problematiku koristi ostvarljive zahvaljujući popravljaju pouzdanosti snabdijevanja električnom energijom. Prezentuje se metod za procjenu vrijednosti poboljšanja pouzdanosti snabdijevanja. Nakon tri poglavlja o koristima, dolazi osmo poglavlje koje govori o troškovima investiranja u distribuiranu proizvodnju. Integralni dio poglavlja je razmatranje problematike načina finansiranja, svođenja troškova na godišnji nivo i mogućnosti podsticanja investicija u distribuiranu proizvodnju. Integralni ogledni primjer obrađen je u devetom poglavlju. U desetom poglavlju se navode zaključci ove disertacije. Nakon zaključaka dodata su pomoćna poglavlja: nomenklatura, popisi skraćenica, slika i tabela, te lista citirane literature.

1.3. Ključni doprinosi disertacije

Povlačenjem paralele sa aktuelnim stanjem u oblasti, izdvajaju se sljedeći inkrementi koji su predstavljeni u disertaciji:

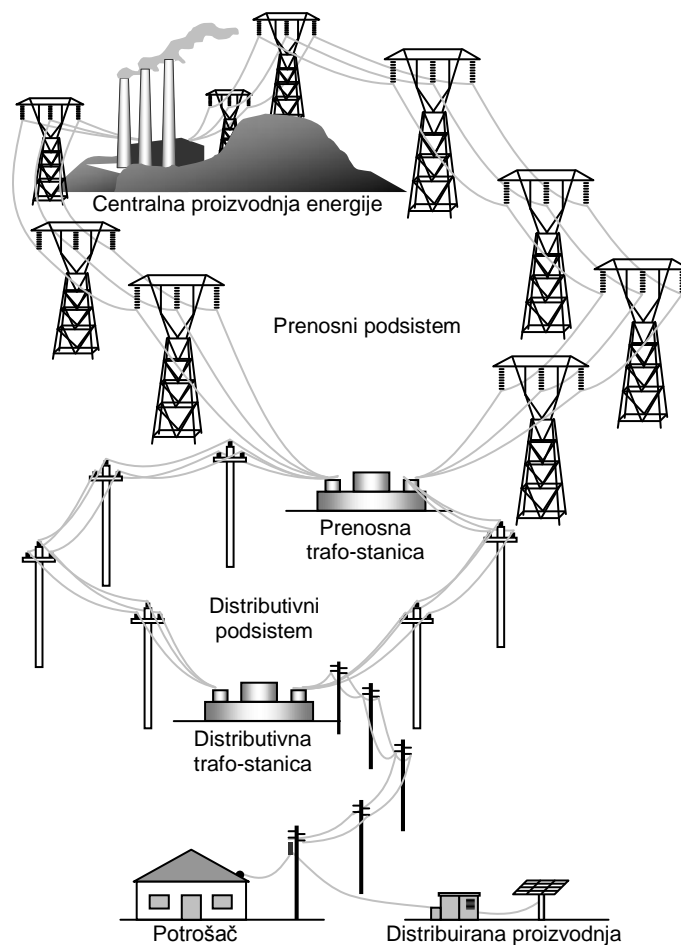
- Razvijen je algoritam za angažovanje proizvoljnog broja distribuiranih agregata u uslovima neizvjesnosti. Kvantifikovani su iznosi uštede u korisnikovom ukupnom računu za energiju. Pokazane su visoke performanse predloženog algoritma.
- Razmotrena je upotreba algoritma za angažovanje agregata u primjenama koje uz proizvodnju električne energije takođe uključuju kombinovanu proizvodnju toplotne enegije. Kvantifikovan je iznos korisničke koristi.
- Razvijen je algoritam za kvantifikovanje koristi koju upotreba distribuirane proizvodnje donosi na polju povećanja pouzdanosti napajanja korisnika električnom energijom.
- Formiran je evaluacioni metod za vrednovanje investicionih varijanti korisničke distribuirane proizvodnje, kojim se uvažavaju svi reprezentativni troškovi i koristi.
- Razvijeni metodi su testirani na oglednim primjerima.

2. Opšte činjenice o distribuiranoj proizvodnji

2.1. Pojam distribuirane proizvodnje

Pojam *distribuirana proizvodnja* odnosi se raznovrsna tehnološka rješenja malih, modularnih proizvodnih jedinica. Ti se mali agregati nazivaju „distribuiranim“ zato što su instalirani u blizini potrošačkih centara, za razliku od tradicionalnog centralizovanog koncepta elektroenergetskog sistema gdje se podrazumijeva da su elektrane mnogo većih snaga znatnije udaljene od konzuma i gdje se energija snažnim dalekovodima prenosi na relativno velike daljine. Nominalne snage distribuiranih proizvodnih jedinica kreću se u opsegu od nekoliko kilovata do više megavata, a njihovo se priključenje obavlja na distributivnom naponskom nivou.

Primjer jednostavne implementacije distribuirane proizvodnje može biti instaliranje samostalnog malog generatora predviđenog da radi kao izvor rezervnog napajanja nekog potrošača. Naprednija varijanta je kompleksni sistem čvrsto integrisan sa postojećom elektroenergetskom mrežom, koji omogućuje proizvodnju kako električne tako i toplotne energije i koji ima dodatne uređaje za skladištenje energije i menadžment proizvodnje i potrošnje. Distribuirani generatori su vlasništvo potrošača, elektroprivrednog preduzeća ili treće strane.



Slika 2.1 – Mjesto distribuirane proizvodnje u elektroenergetskom sistemu

2.2. Tehnologije distribuirane proizvodnje

Tehnologije distribuirane proizvodnje su vrlo raznorodne. Njihovo usavršavanje se vrši kontinuirano i pojedine opcije se u određenom trenutku mogu činiti prihvatljivije za upotrebu od drugih. U tabeli 2.1 dat je jedan pregled proizvodnih tehnologija iz literature [1]. Na spisku se nalaze agregati koji sagorijevaju fosilna goriva i agregati bazirani na obnovljivim izvorima energije. Proizvodne resurse prate i tehnologije za pomoćne aktivnosti kao što su npr. energetska elektronika za spajanje na mrežu, komunikaciona i upravljačka oprema za efikasan dispečing proizvodnih jedinica, automatika za upravljanje potrošnjom i uređaji za skladištenje energije.

Tabela 2.1 – Pregled tehnologija distribuirane proizvodnje

Tehnologija	Tipična snaga
Gasne elektrane sa kombinovanim ciklusom	35–400 MW
Agregati koje pokreću motori sa unutrašnjim sagorijevanjem	5 kW–10 MW
Gasne turbine	1–250 MW
Mikroturbine	35 kW–1 MW
Male hidroelektrane	1–100 MW
Mikro hidroelektrane	25 kW–1 MW
Vjetroelektrane	200 W–3 MW
Fotonaponski generatori	20 W–100 kW
Solarno-termalni sistemi (<i>central receiver</i>)	1–10 MW
Solarno-termalni sistemi (<i>Lutz system</i>)	10–80 MW
Elektrane na biomasu (npr. bazirane na gasifikaciji)	100 kW–20 MW
Gorivne ćelije (<i>PAFC</i>)	200 kW–2 MW
Gorivne ćelije (<i>MCFC</i>)	250 kW–2 MW
Gorivne ćelije (<i>PEFC</i>)	1 kW–250 kW
Gorivne ćelije (<i>SOFc</i>)	250 kW–5 MW
Elektrane na geotermalnu energiju	5–100 MW
Elektrane na morsku energiju	100 kW–1 MW
<i>Stirling</i> mašine	2–10 kW

2.2.1. Gasne turbine

Agregati sa gasnim turbinama su primarni izvor energije kod većih potrošača. Rad ovih turbina zasnovan je na kontinuiranom procesu sagorijevanja i ekspanzije smjese kompresovanog vazduha i goriva u gasovitom stanju. Pozitivne karakteristike su mali investicioni troškovi i nizak nivo emisije štetnih gasova, a nedostaci se uglavnom ogledaju u niskom stepenu korisnosti (elektroenergetska efikasnost varira u opsegu 25–40%). Najveći napor konstruktora zato jesu usmjereni ka poboljšanju efikasnosti ovih turbina. Dio primarne energije koji nije pretvoren u električnu napušta turbinu u formi vrelih izduvnih gasova (250-750°C). Jedinice gasnih turbina se proizvode u opsegu od nekoliko megavata do nekoliko stotina megavata. Agregati sa gasnim turbinama imaju

relativno brz odziv, što ih čini sposobnim da prate znatnije varijacije potrošnje i učestvuju u odsijecanju vrhova dijagrama opterećenja. Vremena pokretanja iznose svega nekoliko minuta za jedinice manjih snaga, dok za one najveće dostižu i pola sata. Druga primjena ove tehnologije je u proizvodnim sistemima sa kogeneracijom.

2.2.2. Gasne turbine sa kombinovanim ciklusom

Termin kombinovani ciklus kod proizvodnih agregata podrazumijeva konstrukciju na bazi više različitih termodinamičkih ciklusa. Primarni cilj takve kombinovane izvedbe je povećanje ukupnog stepena iskorišćenja. Kod agregata koji proizvode samo električnu energiju efikasnost se može povećati do 59%, dok kod kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (CHP) stepen iskorišćenja primarne hemijske energije goriva može dostići i 85%. Kao najčešći energent upotrebljava se prirodni gas.

2.2.3. Mašine sa unutrašnjim sagorijevanjem

Iako spadaju u najstariji tip u paleti distribuiranih energetske resursa, generatori koje pokreću motori sa unutrašnjim sagorijevanjem su i danas veoma popularni. Najčešća rješenja su zasnovana na četvorotaktnom *Otto* ili *Dieselovom* ciklusu, gdje se smjesa vazduha i goriva ubrizgava, sabija, sagorijeva i izduvava, rezultujući kretanjem određenog broja klipova u odgovarajućim cilindrima. Nominalne snage ovih mašina se kreću u opsegu od nekoliko kilovata do reda desetaka megavata. Upotreba mašina sa unutrašnjim sagorijevanjem najveći ekonomski efekat postiže kod potrošača čiji se maksimum dijagrama potrošnje nalazi u opsegu od nekoliko stotina kilovata do 5 megavata. Rezervna napajanja za neke karakteristične potrošače kao što su npr. bolnice redovno su realizovana sa agregatima u ovoj tehnologiji. Varijante primarnog energenta za pokretačke mašine su dizel-gorivo, benzin, prirodni gas ili bio-gas metan. Koeficijent elektroenergetske efikasnosti dizel agregata tipično iznosi 28-40%, dok su motori koji koriste svjećice za paljenje gorive smjese obično efikasni sa 20-43%. Dio energije goriva koja se ne pretvori u električnu djelimično se koristi u sistemu hlađenja mašine (~85°C), a ostatak se odaje u spoljnu sredinu u vidu izduvnog gasa (400-600°C).

Mašine sa unutrašnjim sagorijevanjem (u poređenju sa ostalim tehnologijama distribuirane proizvodnje) imaju male investicione troškove, visoku pouzdanost i veoma kratko vrijeme pokretanja (<1min).

2.2.4. Mikroturbine

U posljednje vrijeme, manje verzije gasnih turbina su postale komercijalno dostupne. Takve *mikroturbine* se proizvode u opsegu snaga od 25 kilovata do nekoliko stotina kilovata. Efikasnost im se kreće u opsegu 25-35%, a izduvni gas temperature 250-300°C u okolinu odnosi ostatak neiskorišćene hemijske energije goriva. Izduvni gas se takođe koristi za predgrijavanje ulaznog vazduha koji se miješa sa gorivom, a postoje i varijante upotrebe otpadne toplote za grijanje kada ukupna efikasnost prelazi i 85%. Prednosti mikroturbina (i gasnih turbina) u poređenju sa mašinama sa unutrašnjim sagorijevanjem je dosta manja emisija gasova NO_x. Savremena konstrukcija mikroturbina podrazumijeva montiranje svih pokretnih dijelova na jednu osovinu sa vazдушnim ležajevima bez potrebe za podmazivanjem. Takvom konstrukcijom se mikroturbinama obezbjeđuje potencijal agregata visoke pouzdanosti i male potrebe za održavanjem. Karakteristično je da su brzine ovih turbina mnogo veće od sinhronih (čak preko i 100.000 obr/min), pa su potrebni elektronski pretvarači koji izlaz prilagođavaju mreži 50/60 Hz. Tipično vrijeme starta jedne mikroturbine iznosi oko dva minuta.

2.2.5. Gorivne ćelije

Za razliku od agregata baziranih na sagorijevanju, gorivne ćelije koriste hemijsku oksidaciju za pretvaranje hemijske energije gasovitih goriva u električnu. Suština hemijske reakcije je spajanje vodonika i kiseonika i formiranje vode, uz oslobađanje toplote i pojavu jednosmjernog napona na elektrodama ćelije. Jedna ćelija na svom električnom izlazu ne daje napon veći od 1 V. Serijskim vezivanjem dobija se potrebni napon, a paralelnim željena snaga. Korišćenjem elektronskog DC/AC konvertora postiže se naizmjenični napon sinusnog oblika. Priroda procesa ukazuje da bi iskoristivost gorivih ćelija mogla biti 100%, međutim zbog raznih gubitaka, kod aktuelnih modela elektroenergetska efikasnost varira oko 30-50%. Trenutno se na tržištu može naći nekoliko tipova gorivnih ćelija, a njihova podjela je bazirana na vrsti elektrolita u kojem se odvija hemijska reakcija. Tehnološko usavršavanje je kontinuirano što kao rezultat ima povećanje stepena iskorišćenja pojedinih modula i smanjenje cijena, najvećeg nedostatka gorivnih ćelija. Ostale osobine ovih izvora energije su pretežno pozitivne. Energetsku konverziju karakteriše odsustvo produkata sagorijevanja i izduvnih gasova kao što su NO_x i SO_x. Efikasnost je konstantna u širokom opsegu opterećenja i nivo buke je nizak, jer nema pokretnih dijelova. Zbog

aktivnih hemikalija neophodno je dobro zaptivanje i zbog visokih temperatura, dobra termička izolacija. Kako su gorivne ćelije modularne, instalisane snage pojedinih jedinica se mogu realizovati u dosta širokom intervalu, od nekoliko kilovata do nekoliko megavata. Gorivne ćelije imaju najveća vremena starta (od više minuta do reda sati) i najmanju brzinu promjene izlazne snage, tako da su najlošiji kandidati za distribuiranu proizvodnju sa brzim odzivom. Prigodna uloga im je pokrivanje baznog opterećenja.

2.2.6. Stirling mašine

Ovdje je riječ o veoma staroj tehnologiji koja se u savremeno doba ponovo istražuje i usavršava za proizvodnju električne energije. Njena osnovna karakteristika je da se sagorijevanje goriva vrši u komori koja je odvojena od pomičnih dijelova mašine. Razvijena toplota iz komore se onda prenosi na radni dio mašine, zagrijavajući radni medij (npr. vodonik, helijum ili vazduh), koji usljed svoje ekspanzije pomjera klipove u cilindrima.

Termodinamički ciklus koji se odvija u Stirling mašinama je efikasniji od *Rankineovog* i *Jouleovog* i stepen iskorišćenja mu je jako blizak idealnom *Carnotovom*. Električna efikasnost dostiže 40%, a tehnologija još ima tendenciju usavršavanja. U kogeneracionim postrojenjima ukupna efikasnost iznosi i do 85%.

Osim visoke efikasnosti, u prednosti Stirling mašina ubrajaju se i dobre performanse pri radu sa djelimičnim opterećenjem, širok opseg mogućih goriva, niža emisija štetnih gasova u odnosu na SUS mašine, te nizak nivo vibracija i buke.

2.2.7. Fotonaponski generatori

Fotonaponski generatori (PV) su poluprovodnički uređaji koji vrše konverziju energije sunčevog zračenja u jednosmjernu struju. Invertori energetske elektronike se potom koriste da se jednosmjerna struja pretvori u naizmjeničnu. Fotonaponski izvori, iako inicijalno skuplji od agregata baziranih na sagorijevanju, mogu investitorima dati pozitivne ekonomske efekte, obzirom da u toku eksploatacije nema troškova goriva. Osim toga, oni garantuju rad bez emisije štetnih gasova i bez drugih zagađenja, rad bez buke i minimalno održavanje obzirom na nedostatak pokretnih dijelova. PV elementi su modularni i dostupni u veličinama od nekoliko desetaka vati do nekoliko megavata. Posebnu varijantu predstavljaju takozvani BIPV moduli, fotonaponski moduli ugrađeni

u konstrukciju zgrade, koji osim energetske funkcije takođe imaju građevinsku i estetsku ulogu.

2.2.8. Vjetroelektrane

Vjetroelektrane za primarni izvor imaju mehaničku energiju vjetra. Vjetar udara u lopatice turbine i okreće horizontalno ili vertikalno montirano vratilo. Rotaciono kretanje se preko reduktora prenosi na generator i konačni rezultat je proizvodnja električne energije. Snaga vjetroturbina proporcionalna je trećem stepenu brzine vjetra. U namjeri da se izbjegnu turbulentna kretanja, te da se turbina izloži što većim brzinama vjetra, nastoji se da se obrtna konstrukcija podigne što je više moguće. S druge strane, to komplikuje mehaničku konstrukciju i poskupljuje investiciju, pa se traži kompromis. Farme velikih vjetroelektrana već su ekonomski konkurentne drugim agregatima u elektroenergetskom sistemu baziranim na sagorijevanju fosilnih goriva. Vjetroagregati male veličine su manje ekonomični, ali se mogu staviti na spisak distribuiranih energetske resursa tamo gdje je proširenje postojeće elektroenergetske mreže skupo. Vjetroelektrane imaju određene tehničke nedostatke kao što su intermitentni rad i potreba naslanjanja na druge proizvodne resurse, te još neke probleme estetske i ekološke prirode.

2.2.9. Male hidroelektrane

Hydroenergetski sistemi takođe spadaju u obnovljive, ekološki mnogo prihvatljivije, izvore energije. Energija velikih vodotoka u svijetu je uglavnom iskorišćena. U novije vrijeme atrakciju za investitore predstavljaju mali vodni tokovi. Složenost i cijena gradnje nekog hidroenergetskog sistema prevashodno zavisi od reljefa i može mnogo da varira od slučaja do slučaja. Od reljefa takođe i zavisi moguća izvedba i namjena određenog hidrosistema.

Branske i pribranske hidroelektrane koriste pregradu riječnog toka za postizanje korisnog pada i radnog pritiska vode. Voda se potom cijevima kroz branu dovodi do turbine. U nekim slučajevima moguće je ostvarivanje većeg rezervoara vode i tada hidroelektrana može učestvovati u dispečingu, proizvodeći energiju kada je potrebno i akumulirajući vodu za vrijeme energetske suficite. Međutim, kod malih elektrana to je rijedak slučaj i one su pretežno protočnog tipa, sa zanemarivom veličinom akumulacije.

Derivacione hidroelektrane takođe imaju pregradu, ali ona je obično dosta manja nego kod branskih elektrana. Voda se potom kanalima ili cijevima odvodi na turbine u mašinsku zgradu. Rastojanje između vodozahvata i mašinske zgrade može biti jako kratko, u slučaju da derivacija zaobilazi neku prirodnu prepreku npr. vodopad, a može biti dugačko i kilometrima. Voda koja izlazi iz turbina opet se vraća u vodotok. Rukavcem rijeke nizvodno od vodozahvata takođe se pušta određena količina vode da se sačuva biološki svijet i zadovolje još neke neenergetske potrebe.

Pumpno-akumulaciona postrojenja se koriste za skladištenje energije u vidu potencijalne energije vode. Ovakvi hidroenergetski sistemi sadrže gornju i donju akumulaciju. Za vrijeme postojanja viška energije u elektroenergetskom sistemu (i manje cijene) voda se pumpa u gornju akumulaciju, dok se za vrijeme vršnih opterećenja sistema voda vraća kroz turbinu i ponovo proizvodi električna energija.

Elektrane na struju vodnog toka koriste kinetičku energiju vodotoka za proizvodnju električne energije. U ovom slučaju se ne vrši pregrađivanje toka i pravljenje korisnog pada. Obzirom da vodotoci ipak nose relativno malu kinetičku energiju, turbine kod ovih elektrana za istu snagu fizički su mnogo veće od prethodno nabrojanih.

2.2.10. Elektrane na biomasu

Pojam biomasa više označava obnovljivo gorivo nego određenu tehnologiju distribuirane proizvodnje. Jedna definicija biomase je „organski materijal biološkog nefosilnog porijekla koji predstavlja obnovljivi izvor energije“. Drvni otpaci, otpad biljnog ili životinjskog porijekla, čvrsti otpad sa deponija ljudskih naseobina, primjeri su biomase. Električni agregati koriste biomasu kao gorivo, obično u formi mješavine sa drugim fosilnim gorivima. Najčešći princip eksploatacije biomase je direktno grijanje konvencionalnog kotla. Drugi mogući način je gasifikacija biomase, gdje se nastali proizvod koristi umjesto prirodnog gasa. Upotreba biomase ima pozitivan ekološki efekat, jer utiče na smanjenje nivoa sagorijevanja uglja u velikim termoelektranama, iako sagorijevanje otpada donosi određene nove specifične probleme. Finansijska atraktivnost biomase zavisi od dostupnosti i cijene organskih materijala i cijene koja bi se plaćala za eventualno odlaganje umjesto spaljivanja. Zatvoreni proizvodni ciklusi su primjer dobre organizacije, kad npr. drvnoprerađivački kompleks koristi sopstvenu

otpadnu drvenu masu za proizvodnju dijela potrebne električne energije. Upotreba otpadne toplote (kogeneracija) može da udvostruči ekonomsku isplativost biomase.

2.2.11. Elektrane na geotermalnu energiju

Energija sadržana u Zemljinoj unutrašnjosti naziva se geotermalna energija. Mogućnost iskorišćenja ove vrste energije naročito je izražena u našem regionu. Za generisanje električne energije na osnovu geotermalne energije uobičajena su tri principa: princip suve pare (engl. *dry steam*), princip brze pare (*flash steam*) i princip binarnog ciklusa (*binary cycle*).

Princip suve pare predstavlja način konverzije geotermalne u električnu energiju, tako što se vrela para iz toplog izvora direktno vodi na turbinu koja je spregnuta sa električnim generatorom.

Princip brze pare je najzastupljeniji koncept, po kojem se vreli fluid koji je mješavina vode i pare pumpa na površinu Zemlje i sakuplja u tankove. Ispuštanjem u tank, u kojem vlada niski pritisak, kondenzat brzo isparava i u formi pare se sprovodi u turbinu.

Princip binarnog ciklusa se koristi pri najnižim temperaturama raspoloživog geotermalnog fluida. U ovom slučaju fluid uopšte ne prolazi kroz turbinu, nego se njegova energija preuzima preko posrednog izmjenjivača toplote.

3. Investicioni problem iz perspektive korisnika

3.1. Uvodno razmatranje

Zadatak optimalnog investiranja u distribuiranu proizvodnju može biti posmatran iz različitih uglova. Najčešće razmatrani slučaj predstavlja pogled iz perspektive distributivne mreže. Problem optimalnog investiranja se tada svodi na određivanje instalisanih snaga i tačaka priključenja potencijalnih distribuiranih proizvodnih jedinica (engl. *optimal sizing and siting*). Kriterijumi optimizacije su uglavnom minimizacija gubitaka, odgađanje investiranja u prenosne kapacitete, poboljšanje pouzdanosti i naponskog profila, itd. Naredni interesantan slučaj je pogled iz perspektive društva, s obzirom da instalacija distribuirane proizvodnje može da pomogne u smanjivanju troškova proizvodnje i prenosa energije na nacionalnom nivou. Ovim je takođe podržana upotreba modernih i obnovljivih izvora energije, kojima se raspoloživo gorivo troši na efikasniji način, što rezultuje manjim zagađenjem i većom energetsom sigurnošću zajednice. Pogled na zadatak optimalnog investiranja u distribuiranu proizvodnju iz perspektive korisnika je u literaturi najrjeđi. Kao takav, izabran je za temu ovog istraživanja. Od primarnog interesa su industrijski i komercijalni korisnici čije poslovanje značajno zavisi od električne energije. Ta zavisnost može uključivati velike potrebe za energijom, veliku angažovanu vršnu snagu ili visoke kriterijume u pogledu pouzdanosti snabdijevanja električnom energijom. Kao prateći problem, ali sa manjim akcentom, biće posmatran i slučaj kada korisnik paralelno sa električnom ima potrebu i za određenom količinom toplotne energije.

Tradicionalni način za snabdijevanje električnom energijom predstavlja kupovina od snabdjevača. Opcije za snabdijevanje toplotnom energijom predstavljaju bilo kupovina toplotne energije od toplotnog snabdjevača (toplane), bilo kupovina određenog energenta i proizvodnja toplotne energije pomoću vlastitog kotla. Razvoj tehnologija distribuirane proizvodnje omogućava korisnicima da investiraju u vlastite

proizvodne jedinice sa namjerom da ih angažuju kada je povoljno i da smanjujući kupovinu od snabdjevača na taj način smanje i sveukupni račun za utrošenu energiju. Pored uštede u energetske račun, distribuirana proizvodnja može da pruži podršku korisniku u pogledu povećavanja pouzdanosti napajanja. Kod subjekata čiji su radni procesi značajno osjetljivi na prekide napajanja, angažovanjem distribuiranih jedinica za vrijeme kada je napajanje iz mreže nedostupno, mogu se izbjeći eventualni troškovi i oštećenja. Konačno, ulaganje u nove tehnologije je često podržano različitim podsticajima, koji se obezbjeđuju iz sredstava državne ili lokalne vlade, odnosno iz grantova međunarodnih projekata. To je još jedna komponenta koja sa pozitivnim predznakom ulazi u finansijski bilans investicije.

Metodologija koja se razvija u ovoj disertaciji treba da korisniku dâ odgovor, da li se isplati da investira u distribuiranu proizvodnju koja će biti angažovana u kombinaciji sa tradicionalnim načinom snabdijevanja električnom i toplotnom energijom. Drugo pitanje za koje se traži odgovor je koja investiciona varijanta među opcijama dostupnim na tržištu predstavlja najpovoljnije rješenje za korisnika.

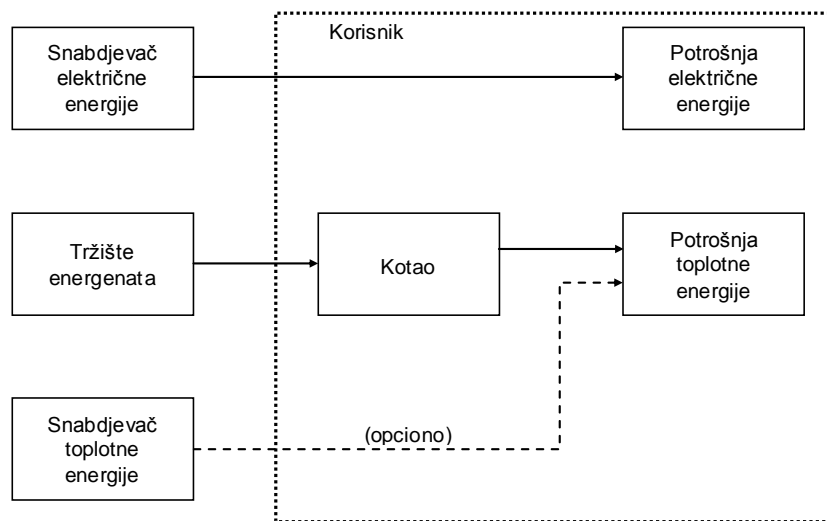
3.2. Formulacija problema

Problem koji se rješava jezgrovito se formuliše na sljedeći način:

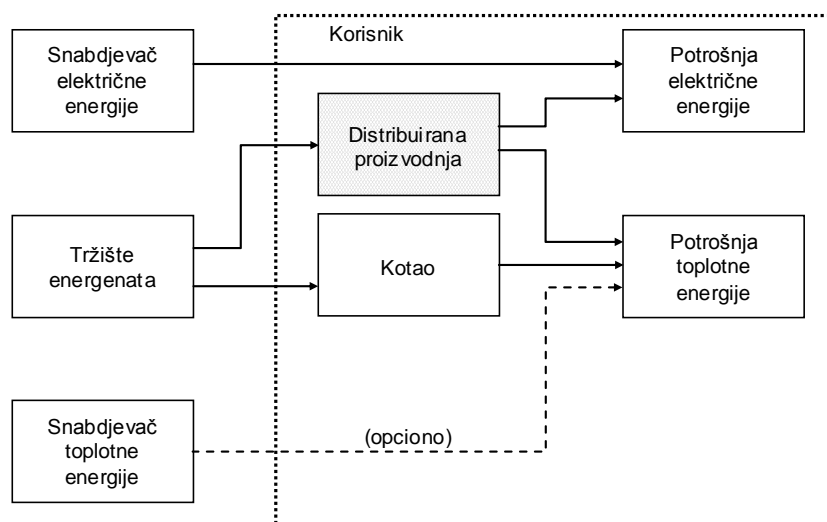
Potrebno je testirati konačan broj investicionih varijanti u distribuiranu proizvodnju i provjeriti da li među njima postoje opcije koje su sa zadovoljavajućim stepenom rizika isplative za korisnika. Od pozitivno ocijenjenih investicionih varijanti odrediti koja je za korisnika najpovoljnija.

Osnovnoj formulaciji pridružuje se još niz pretpostavki koje dodatno opisuju zadatak. Situaciju prije investicije u distribuiranu proizvodnju ilustruje slika 3.1. Korisnik je inicijalno priključen na distributivnu mrežu i od troškova prema snabdjevaču minimalno ima troškove potrošene energije i troškove vršne snage angažovane na mjesečnom nivou. Moguća je i potreba za toplotnom energijom koja se zadovoljava vlastitom proizvodnjom ili kupovinom od snabdjevača toplotne energije. Kada se investira u distribuiranu proizvodnju situacija se modifikuje prema slici 3.2. Zahvaljujući distribuiranoj proizvodnji korisnik dobija na fleksibilnosti, jer je u mogućnosti da angažuje sopstvene agregate ukoliko je proizvodnja energije jeftinija od

kupovine energije iz mreže, ukoliko je moguće odsjeći preveliku vršnu snagu ili ukoliko je zbog ispada napajanja iz mreže potrebno predupređiti eventualnu štetu.



Slika 3.1 – Koncept tradicionalnog sistema



Slika 3.2 – Koncept sistema sa distribuiranom proizvodnjom

Širok je dijapazon tehnologija distribuirane proizvodnje za koje se korisnik može odlučiti. Od primarnog interesa za ovu metodologiju su dispečabilni agregati kao što su na primjer mikroturbine, dizel agregati i gorivne ćelije, koji koriste neki od dostupnih energenata (prirodni gas, biogas, dizel, benzin, etanol, hidrogen). Sa dispečabilnim izvorima mogu se kombinovati i nedispečabilni obnovljivi izvori energije, poput vjetroturbina i fotonaponskih sistema. U zavisnosti od odabrane instalisane snage agregata, distribuirana proizvodnja će moći djelimično ili u potpunosti

da zadovolji potrošnju korisnika. S druge strane, podrazumijeva se da se višak proizvedene energije ne vraća u distributivnu mrežu. Ovakvim pretpostavkama je obuhvaćena jedna klasa problema. Druga klasa problema koja podrazumijeva mogućnost vraćanja energije u mrežu zahtijeva zaseban pristup i nije razmatrana u ovoj disertaciji. Konačno, s obzirom da je fokus ovog istraživanja na primjeni distribuirane proizvodnje, druge tehnike koje mogu da pruže korisnicima uštedu u energetsom računu kao što su upravljanje potrošnjom ili skladištenje energije ovdje nisu razmatrane.

Iza relativno jednostavne formulacije problema krije se kompleksan zadatak. Osnovna obilježja koja govore u prilog kompleksnosti su:

- Tarifa za naplatu električne energije sadrži stavku mjesečne vršne snage, što problem čini spregnutim na nivou cijelog mjeseca, a takođe zbog prisustva funkcije *max* onemogućena je primjena optimizacionih metoda baziranih na izvodima.
- Tehnologije distribuirane proizvodnje su veoma raznorodne sa varijabilnim i fiksnim troškovima koje se međusobno veoma razlikuju.
- Krive efikasnosti (a time i troškova) distribuiranih agregata mogu biti nelinearne i prekidne funkcije.
- Generalno je veliki broj ulaznih veličina od značaja.
- Niz ulaznih veličina posjeduje stohastički karakter, kao npr. trend rasta cijena električne energije i energenata, dijagram potrošnje korisnika, pouzdanost mrežnog napajanja i pouzdanost distribuiranih agregata, proizvodnja obnovljivih izvora energije itd.

Zbog navedenih razloga problem optimalnog investiranja u korisničku distribuiranu proizvodnju i nije moguće riješiti u zatvorenoj formi, ako se ne izvrše ozbiljna uprošćenja. Zato je ovdje namjera da se problem rješava simulacionim testiranjem konačnog broja dostupnih varijanti i biranjem one koja je najprihvatljivija iz perspektive korisnika.

3.3. Metoda za rješavanje zadatka

Vrednovanje i rangiranje investicionih varijanti bazira se na profitu koje one donose korisniku. Profit je definisan kao razlika ostvarene koristi i uložениh sredstava (troškova). Iznos profita se sumira na nivou čitavog životnog vijeka investicije. Problem

koji se rješava u nastavku poglavlja je kako odrediti iznos ostvarljivog profita u uslovima neizvjesnosti.

3.3.1. Deterministički pristup

U slučajevima kada je moguće sa potpunom sigurnošću izračunati koristi i troškove, za poređenje investicionih varijanti tradicionalno se koristi metoda diskontovanih tokova novca (engl. *Discounted Cash Flow* - DCF) [17]-[20]. Neto sadašnja vrijednost (engl. *Net Present Value*) profita kojeg donosi određena investiciona varijanta, računa se po sljedećoj formuli:

$$NPV = PV(\text{Benefits}) - PV(\text{Costs}) = \sum_{k=1}^{n_L} \left[\sum_{i=1}^{n_B} \frac{B_{i,k}}{(1+d)^k} - \sum_{j=1}^{n_C} \frac{C_{j,k}}{(1+d)^k} \right] \quad (3.1)$$

gdje su:

n_L – broj godina životnog vijeka investicije,

n_B – broj tipova koristi,

n_C – broj tipova troškova,

$B_{i,k}$ – iznos koristi tipa i u godini k ,

$C_{j,k}$ – iznos troškova tipa j svedeni na godinu k ,

d – diskontna stopa,

$PV()$ – funkcija svođenja na sadašnju vrijednost (engl. *Present Value*).

Na osnovu formule se zaključuje da se po DCF metodi iznos profita ne dobija prostim sabiranjem godišnjih iznosa, nego se prije sabiranja iznosi profita iz budućih godina smanjuju (diskontuju) množenjem sa određenim koeficijentom manjim od jedinice. Na taj način se uvažava promjena vrijednosti novca u vremenu i omogućava poređenje sa alternativnim investicijama na drugim poljima. Uobičajeni način izbora najpovoljnije investicije je traženje varijante sa najvećom pozitivnom neto sadašnjom vrijednosti profita.

Determinističke metode se ponekad koriste i u slučajevima kada ulazni podaci nisu poznati sa potpunom sigurnošću. Proračun se vrši na osnovu prosječnih odnosno prognoziranih ili očekivanih vrijednosti ulaznih podataka. Time se na relativno jednostavan način dobija osnovna slika o investiciji.

Problem vrednovanja investicija u korisničku distribuiranu proizvodnju, kako je postavljen u ovoj disertaciji, u početku i jeste rješavan determinističkim metodama. Jedno od pionirskih rješenja može se pronaći u radu [11]. Optimizacioni zadatak je napisan u formi mješovitog cjelobrojnog linearnog programiranja i riješen upotrebom komercijalnog softvera. U svojoj izvornoj formi, zadatak je uključivao samo koristi od smanjenja računa za energente i električnu energiju. Originalni metod je proširen na zadatak gdje se uvažava i kombinovana proizvodnja toplotne energije [21]. U oba navedena rada ne razmatra se aspekt uticaja distribuirane proizvodnje na poboljšanje pouzdanosti snabdijevanja.

Generalni nedostatak determinističkih metoda je u tome što se kao rezultat dobije jedinstvena vrijednost za iznos ostvarljivog profita. Ukoliko se ostvare prognoze i pretpostavke, pa se ulazne promjenjive budu kretale po usvojenim trajektorijama, izračunata vrijednost profita će biti upotrebljiva u analizama. U suprotnom, pojaviće se značajne greške koje mogu dovesti do potpuno pogrešnih zaključaka i odluka. Da bi se odredilo kolika je moguća disperzija rezultata u uslovima neizvjesnosti, pa samim tim koliki je investicioni rizik za korisnika, deterministički metodi moraju biti unaprijeđeni.

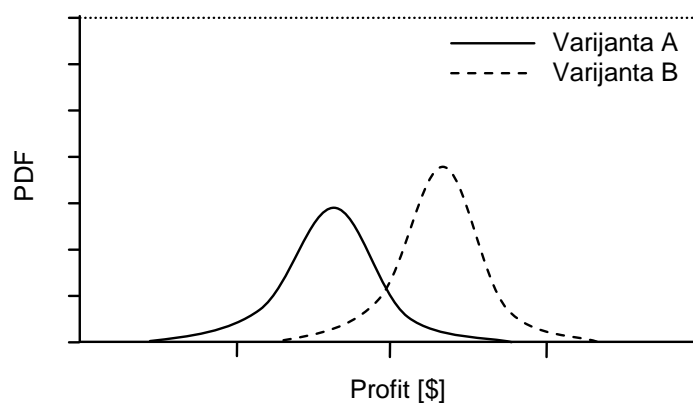
Jedan od principa za proširenje determinističkog pristupa je metod *scenarija* [22]. Po ovom metodu se ne zadržava na jednom setu ulaznih podataka, nego se bira nekoliko karakterističnih varijanti (npr. pesimistički scenario, optimistički scenario, očekivani/prosječni scenario). Na svaki od scenarija se aplicira DCF metod i provjerava se koliki je raspon ostvarljivih rezultata.

Druga verzija adaptacije metode diskontovanih tokova novca je primjena *analize osjetljivosti*. Ulazni podaci se variraju u određenom opsegu i posmatra se reakcija konačnog rezultata. Nedostatak ove metode je nepotrebna kompleksnost, koja vodi do takozvanog „prokletstva dimenzionalnosti“. Generiše se veoma veliki broj slučajeva koje je potrebno ispitati, a najveći broj od tih slučajeva predstavlja scenarije koji nisu primjereni realnosti.

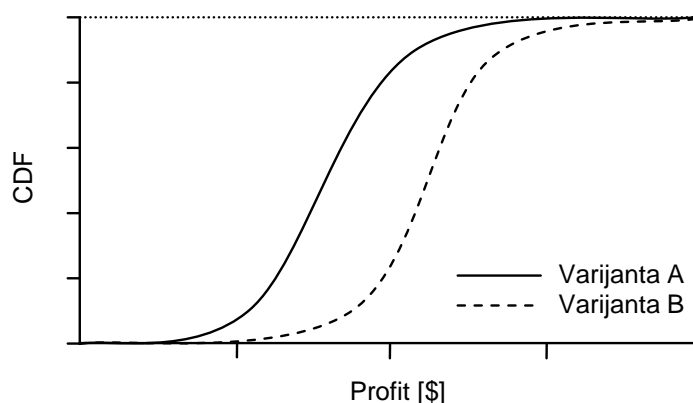
3.3.2. Stohastički pristup

Stohastičkim pristupom se izbjegavaju najznačajniji nedostaci determinističkih metoda [23][24]. Doduše, problem kompleksnosti se ne može do kraja zaobići tako da on do određene mjere ostaje i dalje prisutan. Osnovna poenta stohastičkog pristupa je da se ključni ulazi modeluju kao slučajne promjenjive, odnosno slučajni procesi.

Podrazumijeva se da su moguće međusobne korelacije između pojedinih promjenjivih. Korišćenjem stohastičkih modela generišu se setovi slučajnih scenarija i za svaki od njih se izračunava vrijednost ostvarljivog profita. Za ovakvu proceduru uobičajen je naziv *Monte Carlo* simulacija. Izlaz *Monte Carlo* simulacije nije jedinstvena vrijednost profita, kao što je to kod determinističkih metoda, nego funkcija gustine raspodjele (engl. *Probability Density Function* - PDF) mogućih vrijednosti profita. Primjer izlaza *Monte Carlo* simulacije za dvije investicione varijante prikazan je na slici 3.3. Osim u formi funkcije gustine raspodjele rezultati simulacija se takođe prikazuju i u formi kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće (*Cumulative Distribution Function* - CDF), kao što je prikazano na slici 3.4.



Slika 3.3 – Primjer rezultata MC simulacije (gustina vjerovatnoće ostvarljivog profita za dvije investicione varijante)



Slika 3.4 – Prikaz ostvarljivog profita za dvije investicione varijante prikazan u formi kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće

Posjedovanjem kompletne slike potencijalnih iznosa profita, investitor sudi o kvalitetu pojedinih investicionih varijanti i donosi odluke. Na primjer, ukoliko se dobija da je NPV profita za sve simulirane slučajeve veća od nule zaključuje se da je investicija nedvosmisleno prihvatljiva. Ukoliko se pak ispostavi da postoje slučajevi kada NPV profita uzima negativne vrijednosti, tada je odluka na investitoru da li prihvata toliki stepen rizika.

Pomoću raspodjela vjerovatnoća rezultata moguće je izvršiti poređenje dvije ili više investicionih varijanti. Tako se za slučaj sa slika 3.3 i 3.4 zaključuje da je varijanta B povoljnija od varijante A zato što je CDF kriva za varijantu B uvijek ispod odgovarajuće krive za varijantu A. To suštinski znači da je za određenu vrijednost vjerovatnoće profit ostvarljiv varijantom B uvijek veći od profita varijante A. Po drugom načinu tumačenja može se reći da je vjerovatnoća da će profit biti manji od neke vrijednosti uvijek manja kod varijante B nego kod varijante A.

Komplikovaniji slučaj za donošenje odluka predstavlja ishod sa presijecanjem krivih kumulativne raspodjele vjerovatnoće, prikazan na slici 3.5. Ovdje odluka nije jednoznačna, jer će investitori skloni da rizikuju radije odabrati varijantu A, s obzirom da ona nosi mogućnost ostvarenja visokog profita, dok će investitori koji preferiraju sigurnost radije odabrati varijantu B, pošto garantuje manju vjerovatnoću izrazito loših ishoda.

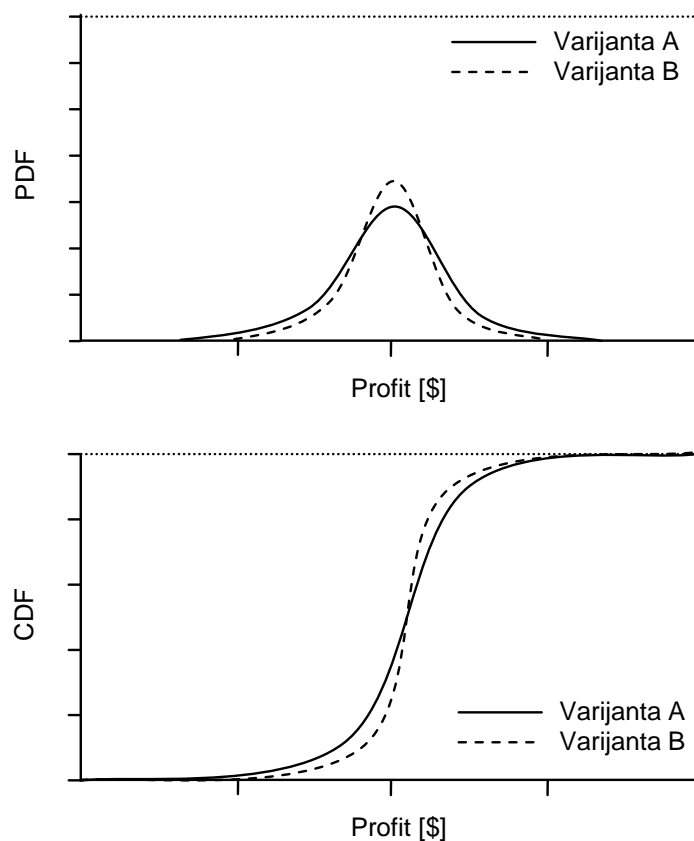
Investicioni rizik se kvantifikuje primjenom indikatora rizika. Primjeri često korišćenih indikatora za ocjenu rizika su [25]:

- *Koeficijent varijacije* (standardna devijacija neto sadašnje vrijednosti potencijalnog profita podijeljena sa očekivanom vrijednošću).

Ukoliko se posmatraju samo projekti koji imaju pozitivnu vrijednost očekivanja za NPV, zaključuje se da je rizik ulaganja manji ako je koeficijent varijacije manji.

- *Vjerovatnoća negativne vrijednosti NPV*.

Na primjer, projekat se smatra malo rizičnim, ako je vrijednost ovog indikatora manja od 10 ili 20%.



Slika 3.5 – Slučaj rezultata simulacije kada se presijecaju krive kumulativne raspodjele vjerovatnoće

Primjeri primjene stohastičke metodologije na postavljeni problem investiranja u korisničku distribuiranu proizvodnju dati su u radovima [26]-[28]. Autori su se fokusirali na stohastički karakter cijene energenata. Cijena energenata jeste jedan od najvažnijih ulaza za analizu isplativosti ulaganja u korisničke agregate. S druge strane, postoji niz drugih stohastičkih ulaznih promjenjivih koje takođe zaslužuju da budu uključene u sveukupni model. Prvenstveno se misli na korisnički dijagram potrošnje, pouzdanost proizvodnih jedinica i mrežnog napajanja, klimatske faktore koji utiču na proizvodnju obnovljivih izvora energije itd. Namjera je da jedan od doprinosa ove disertacije bude upravo uključivanje u stohastički model što više ulaznih veličina od važnosti.

3.3.3. Računanje koristi i troškova

U disertaciji se razmatraju naredni tipovi koristi od distribuirane proizvodnje:

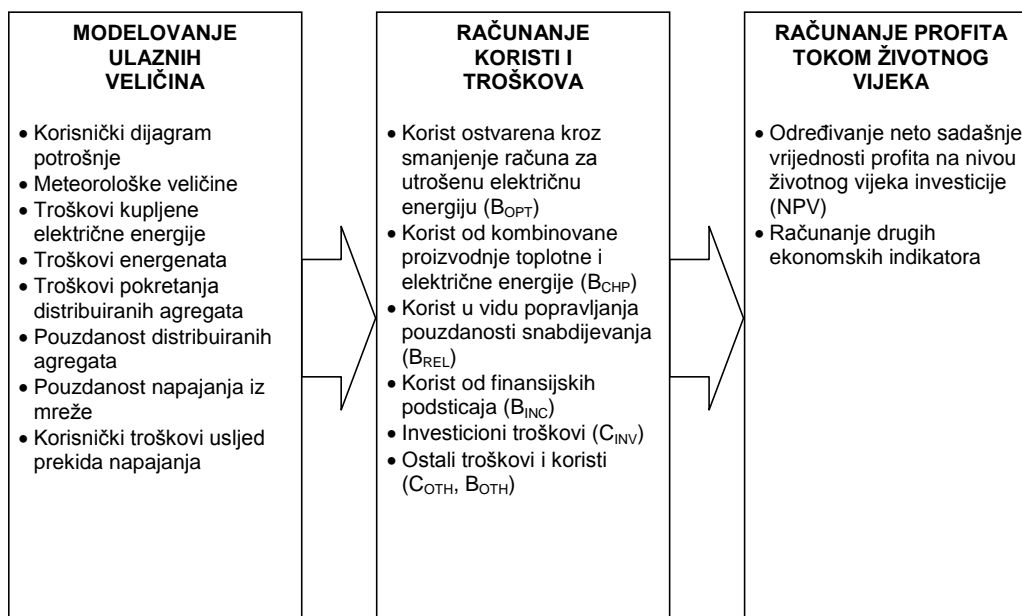
- Korist ostvarena kroz smanjenje računa za utrošenu električnu energiju (B_{OPT}),

- Korist od kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (B_{CHP}),
- Korist u vidu popravljivanja pouzdanosti snabdijevanja (B_{REL}),
- Korist od finansijskih podsticaja (B_{INC}),
- Ostale koristi (B_{OTH}).

Troškovi koji se uvažavaju su:

- Investicioni troškovi (C_{INV}),
- Ostali troškovi (C_{OTH}).

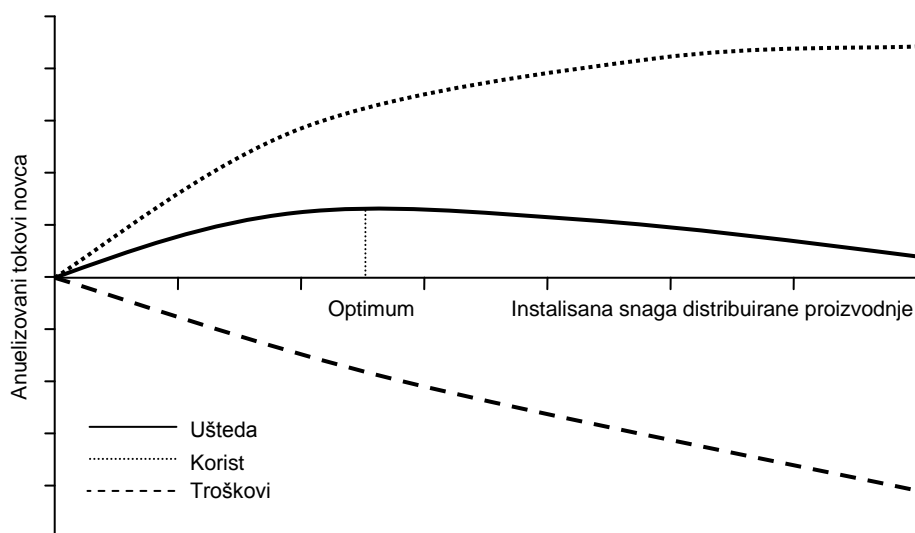
Treba napomenuti da je računanje investicionih troškova relativno jednostavno, jer oni uključuju troškove kupovine i instalacije svedene na godišnji nivo. Iznose koristi je daleko teže odrediti, prvenstveno zbog zavisnosti od mnogo ulaznih promjenjivih, matematičke komplikovanosti i stohastičkog karaktera. Blok-dijagram procedure za određivanje koristi, troškova i profita dat je na slici 3.6. Na dijagramu su prikazane samo osnovne informacije. Načini modelovanja ulaznih promjenjivih i detaljan opis procedura za proračun pojedinih koristi i troškova dati su u narednim poglavljima (poglavlja 4 do 8). Jasno je da je usvojena metodologija modularna, pa se mogu dodati i drugi specifični troškovi i koristi. Njih je takođe potrebno kvantifikovati, napraviti odgovarajuće nizove anuelizovanih vrijednosti za period životnog vijeka i priključiti ih postojećim troškovima i koristima.



Slika 3.6 – Princip određivanja ostvarljivog profita

3.3.4. Princip postojanja optimalnog investicionog rješenja

Postojanje optimalnog rješenja može biti demonstrirano na primjeru sistema sa jednim distribuiranim agregatom. Ilustracija je data na slici 3.7. Investicioni troškovi rastu linearno sa instalisanom snagom agregata ili, zbog efekta ekonomije veličine, nagib krive postepeno opada. Ostvarljiva korist takođe raste kako se bira jedinica veće instalisane snage, ali u režimu bez prodaje energije u mrežu, zbog konačnih potreba korisnika za energijom, maksimalni iznos koristi je ograničen. Iz navedenih razloga, kriva uštede (profita) korisnika prvo raste pa opada, te postoji tačka optimalne instalisane snage pri kojoj je očekivani profit maksimalan. Takođe se zaključuje da se kod ovako definisanog zadatka očekuje da je optimalna instalisana snaga distribuirane proizvodnje manja od vršne snage potrošnje korisnika.



Slika 3.7 – Princip postojanja optimalne instalisane snage distribuirane proizvodnje

4. Modelovanje ulaznih veličina

4.1. Uvodno razmatranje

Fizičkim veličinama koje su od interesa za definisani zadatak potrebno je odrediti što primjereniji matematički opis. Modeli trebaju da budu što je god moguće jednostavniji, ali uz očuvanje veze sa najvažnijim osobinama pojava koje opisuju. U ovom poglavlju opisuju se način modelovanja ulaznih promjenjivih koje su uticajne na isplativost korisničke distribuirane proizvodnje.

4.2. Korisnički dijagram potrošnje

U mnogim proračunima u elektroenergetici dijagram aktivne snage potrošnje smatra se predvidljivim i u potpunosti poznatim. Tako se i u nekim radovima koji se tiču investicione i eksploatacione problematike distribuirane proizvodnje podrazumijeva da je za cijeli period posmatranja dijagram potrošnje korisnika poznat sa punom sigurnošću [11][13][14]. Aktivna snaga potrošnje zaista ima određeni stepen pravilnosti i predvidljivosti. Dijagram potrošnje za jedan radni dan npr. liči na dijagram susjednog radnog dana i na dijagram radnog dana od prije sedam dana. Ipak, primjetna su odstupanja stohastičke prirode koja bi trebala biti uzeta u obzir. Kada se posmatraju dijagrami potrošnje većih konzumnih područja, odstupanja od očekivanih vrijednosti su manja nego kod pojedinačnih korisnika [29]. Kako se ide na niži nivo, devijacija potrošnje je sve veća i veća. Istraživanja pokazuju da su kod industrijskih potrošača po pravilu dijagrami potrošnje nestabilniji nego kod komercijalnih potrošača. Jedan od razloga za to su intermitentni pogoni u industrijskim postrojenjima, kao npr. uključivanje velikog broja motora male snage u nepravilnim vremenskim razmacima [30].

Korišćenje determinističkog dijagrama ima smisla ili kod proračuna gdje se ne traži visoka preciznost (npr. u procjenama) ili u slučajevima kada je pravilnost dijagrama potrošnje visoka, odnosno devijacija od očekivane vrijednosti mala. Tada se

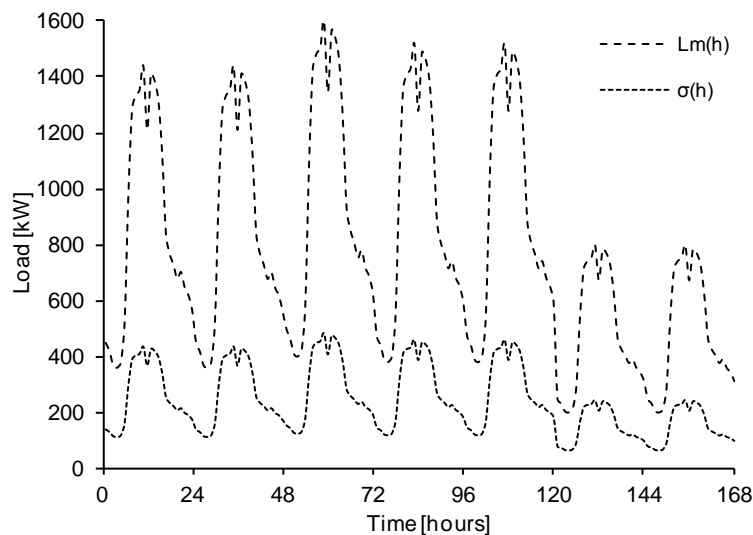
potrošnja reprezentuje tipičnim dijagramom (prosjeak ili medijana) na nivou nekog perioda (L_m na slici 4.1). Za period se najčešće uzima sedmica, jer dan ne može biti period zato što postoji znatna razlika između dijagrama potrošnje radnih i neradnih dana [31]. Tipična sedmica se kontinuirano ponavlja, a snaga potrošnje u h -tom satu koji se javlja tokom k -te sedmice iznosi:

$$L(h) = L_m(h - (k - 1)T) \quad (4.1)$$

gdje su:

T – Period tipičnog dijagrama potrošnje (najčešće je $T = 168h$),

L_m – Tipični dijagram potrošnje trajanja T .



Slika 4.1 – Primjer korisničkog dijagrama potrošnje na periodu od jedne sedmice (168 sati): matematičko očekivanje $L_m(h)$ i standardna devijacija $\sigma(h)$

Nešto složeniji, ali i dalje deterministički slučaj predstavlja metoda svrstavanja dijagrama potrošnje u određeni broj klasa. Na primjer, postoje određeni koeficijenti kojim se tipični dnevni dijagrami skaliraju u zavisnosti od dana u sedmici, sedmice (ili sezone) u godini [32]-[34]. U tom slučaju snaga potrošnje u satu h se računa kao:

$$L(h) = L_y \cdot P_w \cdot P_d \cdot P_h(h) \quad (4.2)$$

gdje su:

L_y – godišnja vršna snaga potrošnje,

P_w – procenat sedmične vršne snage potrošnje u odnosu na godišnji maksimum,

P_d – procenat dnevne vršne snage potrošnje u odnosu na sedmični maksimum,

P_h – procenat satne snage potrošnje u odnosu na dnevni maksimum.

Jedan od najjednostavnijih metoda kojim se vrši uključivanje stohastičke prirode potrošnje je metod uređenog dijagrama. Redanjem istorijski registrovanih snaga potrošnje u opadajućem redoslijedu konstruiše se uređeni godišnji dijagram potrošnje, a onda se potrošnja u određenom satu simulira izvlačenjem slučajnih vrijednosti iz tog dijagrama [35]. Mora se napomenuti da ovaj metod nije povoljan u analizama gdje se traži vremenska korelacija pojedinih satnih odbiraka simulirane snage potrošnje.

Za nijansu napredniji stohastički metod je metod izobličavanja tipičnih dnevnih dijagrama potrošnje. Za pojedine (ili ako je potrebno onda za sve) dane u sedmici se određuje prosječni dijagram potrošnje $L_m(h)$ i dijagram standardne devijacije $\sigma(h)$, računajući za svaki sat ponaosob (slika 4.1). Smatrajući da je za svaki sat potrošnja *Gaussova* promjenjiva, na srednje vrijednosti se dodaju nezavisno izvučene slučajne vrijednosti odstupanja od srednje vrijednosti [30].

$$L(h) = L_m(h) + N_h(0,1) \cdot \sigma(h) \quad (4.3)$$

gdje su $N_h(0,1)$ slučajne vrijednosti izvučene nezavisno za svaki sat iz standardne normalne raspodjele ($\mu = 0$ i $\sigma = 1$).

Od jednostavnijih stohastičkih modela vrijedi spomenuti i model baziran na lancima Markova. Po ovom principu modelovanja, snaga potrošnje se diskretizuje u konačan broj nivoa, a vjerovatnoće prelaska iz jednog u drugi nivo se opisuju konstantnim vrijednostima [36].

Među naprednijim modelima koji su veoma popularni nalazi se regresioni model [37]. Opšta svrha regresije je određivanje zavisnosti neke promjenjive od interesa od vrijednosti drugih uticajnih nezavisnih promjenjivih. Kada je snaga potrošnje promjenjiva od interesa, tada uticajni faktori mogu biti npr. temperatura vazduha, tip dana, klasa korisnika i slično. Matematička formulacija regresionog modela u linearnoj formi izgleda ovako:

$$L(h) = a_0 + a_1 L^{(1)}(h) + \dots + a_k L^{(k)}(h) + \varepsilon(h) \quad (4.4)$$

gdje su:

$L^{(j)}(h)$ – promjenjive koje utiču na snagu potrošnje,

a_j – koeficijenti kojima se modeluje stepen uticaja pojedinih promjenjivih,

$\varepsilon(h)$ – greška (šum).

Koeficijenti a_j se određuju pomoću metode minimizacije kvadrata odstupanja izračunatih od stvarno mjenjenih vrijednosti snaga potrošnje.

Na kraju ovog pregleda modela za snagu potrošnje nalazi se klasa najnaprednijih, ali i najsloženijih modela. Riječ je klasi stohastičkih modela koji uključuju vremensku autokorelaciju. Kod ovih modela najprije se snaga potrošnje dekomponuje na principski različite dijelove:

$$L(h) = T(h) + S(h) + X(h) \quad (4.5)$$

gdje su:

$T(h)$ – komponenta koja predstavlja trend,

$S(h)$ – komponenta koja predstavlja sezonsku pravilnost,

$X(h)$ – preostala nepravilna stohastička komponenta (greška).

Potom se preostala stohastička komponenta $X(h)$ pokušava modelovati nekim signalom koji ima autokorelaciju. U različitim istraživanjima se koriste AR [38], ARMA [39][40], sezonski ARMA [41] i ARIMA modeli [42]. Takođe, može se koristiti i ARMAX [31] ako se žele uključiti vanjske promjenjive od kojih zavisi potrošnja (npr. temperatura vazduha).

U tabeli 4.1 prikazani su matematički izrazi u multiplikativnoj formi za neke od najčešće korišćenih autoregresionih modela.

Tabela 4.1 – Pregled najčešćih autoregresionih modela

Naziv modela	Matematički opis
ARMA	$\phi(B)X_h = \theta(B)W_h$
ARIMA	$\phi(B)(1-B)^d X_h = \theta(B)W_h$
Sezonski ARMA	$\Phi(B^T)\phi(B)X_h = \theta(B)\Theta(B^T)W_h$

U tabeli 4.1 sa W_h je označen standardni bijeli šum (*Wienerov slučajni proces*), B je operator pomjeranja za jedan vremenski interval unazad, dok su grčkim slovima označeni polinomi:

$$\phi(B) = 1 + \phi_1 B^1 + \phi_2 B^2 + \dots + \phi_p B^p \quad (4.6)$$

$$\theta(B) = 1 + \theta_1 B^1 + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_q B^q \quad (4.7)$$

$$\Phi(B^T) = 1 + \Phi_1 B^T + \Phi_2 B^{2T} + \dots + \Phi_p B^{pT} \quad (4.8)$$

$$\Theta(B^T) = 1 + \Theta_1 B^T + \Theta_2 B^{2T} + \dots + \Theta_q B^{qT} \quad (4.9)$$

Više detalja se može pronaći u referentnoj literaturi [31],[38]-[42].

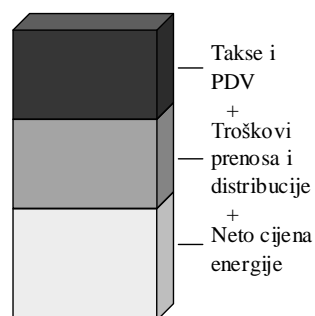
4.3. Meteorološke veličine

Za procjenu potencijala vjetrogeneratora i fotonaponskih panela od primarnog značaja su meteorološki podaci koji određuju snagu ovih izvora - brzina vjetra i snaga sunčevog zračenja. Tokom procesa *Monte Carlo* (MC) simulacija potrebno je generisati korelisane stohastičke scenarije za vrijednosti ovih meteoroloških veličina. Metod koji pogodan za generisanje ovih scenarija na osnovu mjerene statistike i koji se koristi u ovom radu prezentovan je u [43]. Za svaku promjenjivu, za svaki sat u danu, određuje se kumulativna funkcija raspodjele (CDF). Korišćenjem odgovarajuće CDF, mjereni podaci se preslikavaju u uniformni domen, a potom u standardni normalni domen. Na osnovu podataka nastalih na kraju ovih preslikavanja identifikuje se VAR (*vector autoregressive*) model, koji se potom koristi za generisanje potrebnog broja vještačkih scenarija. Da bi generisani podaci bili upotrebljivi, koriste se inverzne transformacije prvo iz standardnog normalnog domena u uniformni, a potom pomoću inverzne CDF iz uniformnog u izvorni domen brzine vjetra, insolacije i temperature.

4.4. Troškovi kupljene električne energije

Način tarifiranja i nivoi cijena utrošene električne energije, kao i njihov odnos prema cijenama energenata za korisničke agregate, spadaju u suštinske ulazne informacije za razmatranje isplativosti investicije u distribuiranu proizvodnju. Važnost ovog ulaza proizilazi iz jasne činjenice da će korist od sopstvene proizvodnje rasti u slučajevima kada je cijena električne energije velika, a cijena ostalih energenata mala.

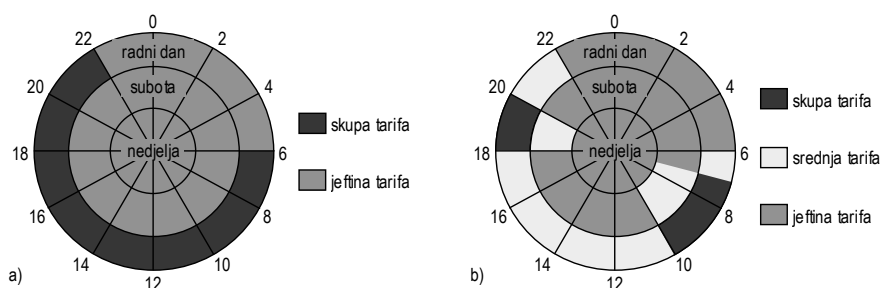
Prisustvo dodatnih tarifnih elemenata, kao što je na primjer mjesečna vršna snaga, otvara nove mogućnosti za korisničku uštedu primjenom distribuirane proizvodnje. Korisnici na kojima je fokus u ovoj disertaciji su pojedinačni, relativno mali potrošači, pa su kao takvi izloženi maloprodajnim cijenama, a ne učestvuju kao samostalni kupci na veleprodajnom tržištu. Maloprodajne cijene, za razliku od veleprodajnih, imaju određene specifičnosti koje trebaju da budu uzete u obzir. Dok su veleprodajne cijene prepuštene tržišnim oscilacijama pod utučenjem ponude i potražnje, maloprodajne cijene su češće podložne regulisanju od strane državnih institucija. Opšti obrazac za formiranje maloprodajne cijene koji je primjenljiv kako na električnu energiju tako i na energente predstavljen je dijagramom na slici 4.2. Gornja dva bloka predstavljaju komponente cijene energije koje su po pravilu regulisane od strane države. Doprinos cijene čiste energije ukupnoj cijeni koju plaća korisnik predstavljen je donjim blokom. Ova komponenta može biti kako regulisana tako i liberalizovana. Tendencija je ka potpunoj liberalizaciji, koja se najčešće uvodi prvo kod velikih a potom i kod manjih industrijskih i komercijalnih korisnika, te kod domaćinstava na samom kraju. Proces liberalizacije je u potpunosti proveden u više evropskih zemalja, kao npr. u Austriji, Njemačkoj, Velikoj Britaniji, nordijskim zemljama, itd. Nasuprot tome, do početka 2010. godine kod značajnog broja zemalja u Evropskoj uniji (18 zemalja u sektoru električne energije) regulisane cijene su primjenjivane bar za jednu kategoriju korisnika [44]. U Republici Srpskoj cijene električne energije su još uvijek u potpunosti regulisane [45].



Slika 4.2 – Najčešći obrazac za formiranje maloprodajnih električne energije

U svijetu, a takođe kod nas i u bliskom okruženju, korisnici električnu energiju najčešće plaćaju po tzv. TOU tarifnom sistemu (engl. *time-of-use*). TOU tarifa podrazumijeva da su cijene energije različite u zavisnosti od doba dana, i to tako da su više u satima kada je opšta potrošnja veća (engl. *on-peak*), a niže u satima kada je

potrošnja smanjena (engl. *off-peak*). Cijene se tipično mijenjaju jednom ili dva puta godišnje, sa relativno predvidljivim trendom rasta. Najjednostavnija struktura TOU tarife uključuje dva segmenta, upravo periode više i niže tarife (slika 4.3a). Kompleksnije strukture mogu da sadrže i periode sa srednjim cijenama, kao što prikazuje primjer sa slike 4.3b. Uz varijacije na dnevnom nivou, često postoje i razlike između ljetnih i zimskih cijena, čime se uvažavaju sezonske oscilacije potrošnje. Konačno, za razliku od rezidencijalnih potrošača, račun za utrošenu energiju industrijskih (često i komercijalnih) potrošača ima i komponentu vršne snage. Vršna snaga je najveća snaga potrošnje usrednjena na 15-minutnom nivou koju je korisnik angažovao u toku kalendarskog mjeseca. Ona predstavlja suštinski parametar po kome se razlikuje tretman velikih potrošača u odnosu na male.



Slika 4.3 – Primjeri struktura TOU tarifa

Kao primjer, u tabeli 4.2 date su aktuelne cijene električne energije za industrijske korisnike u Republici Srpskoj (tarifna grupa I). Navedeni iznosi su konstantni tokom godine, za razliku od cijena za rezidencijalne potrošače koje su različite u zimskom i ljetnom periodu. Raspored više i niže cijene energije odgovara skici sa slike 4.3a.

Tabela 4.2 – Regulisane cijene električne energije u Republici Srpskoj (tarifa I)

Stavka računa	Jedinica	Cijena
Aktivna energija (viša tarifa)	BAM/kWh	0,108
Aktivna energija (niža tarifa)	BAM/kWh	0,054
Vršna snaga	BAM/kW	15,867
Reaktivna energija	BAM/kVarh	0,049

Izvor podataka: Elektrokrajina a.d., Banja Luka

Osim TOU tarifnog sistema, u svijetu se najčešće koriste još i CPP (*critical peak pricing*) i RTP (*real time pricing*) tarifni sistemi. CPP je sličan TOU sistemu, uz dodatak specijalnih cijena za vrijeme određenih dana sa vrlo visokom potrošnjom energije. RTP podrazumijeva slobodnu promjenu cijena, npr. na nivou sata. Informacija o cijeni za naredni period koja se dostavlja korisniku bazirana je na realnim troškovima proizvodnje ili na cijeni energije koja se kupuje na veleprodajnom tržištu.

Iz navedenog pregleda proizilazi sljedeći sistematizovani način modelovanja troškova za električnu energiju preuzetu iz mreže:

- Cijena energije zavisi od vremena, pa se zato predstavlja vektorom satnih vrijednosti $C_{PU}^{kWh}(h)$. U kratkoročnim analizama, za slučaj TOU tarife, ovaj vektor se puni poznatim (determinističkim) vrijednostima u zavisnosti od rasporeda dana u sedmici i državnih praznika, čime je određena pozicija više, srednje i niže tarife. U dugoročnim analizama, s obzirom da se cijena energije ne zna za duži period unaprijed, ovaj vektor se puni stohastičkim vrijednostima. Kod RTP tarife stohastičko punjenje vektora $C_{PU}^{kWh}(h)$ potrebno je kako na kratkoročnom, tako i na dugoročnom planu. Detaljnija objašnjenja o modelovanjima trendova cijena električne energije data su u odjeljku 4.6 „Dugoročni trendovi cijena energenata i električne energije“.
- Cijena vršne snage $C_{PU}^{kW}(m)$ se odnosi na cijeli mjesec. Kod dugoročnih analiza, slično kao i kod cijene energije, potrebno je stohastičko modelovanje trenda.
- Eventualno može postojati i fiksna mjesečna nadoknada C_{PU}^{Fix} koja je nezavisna od potrošene energije i mjesečne vršne snage. Uticaj ove stavke računa na optimizaciju upotrebe distribuirane proizvodnje nije od velike važnosti, jer je riječ o vrijednosti koja je konstantna bez obzira na odnos upotrebe vlastite proizvodnje prema kupovini energije iz mreže.

4.5. Troškovi goriva distribuiranih agregata

U pogledu troškova goriva distribuirani agregati se mogu svrstati u dvije grupe: agregate čija je cijena goriva respektabilna stavka i agregate koji energiju proizvode iz resursa koji se ne naplaćuje. U prvu grupu spadaju agregati čije se funkcionalni princip bazira na sagorijevanju nekog fosilnog ili obnovljivog goriva. To su po pravilu

dispečabilni agregati (snaga im se može podešavati po potrebi), kao što su na primjer mikroturbine na prirodni gas ili biogas, dizel agregati, agregati na biomasu i slično. U drugu grupu svrstavamo proizvodne jedinice za koje se ne kupuje posebno gorivo. Primjere predstavljaju vjetrogeneratori i fotonaponski sistemi. Jedinice iz druge grupe nisu dispečabilne, s obzirom da im primarni resursi (ovdje brzina vjetra i insolacija) imaju stohastičku prirodu.

Agregati za koje to ima smisla, dakle agregati iz prve grupe, biće predstavljeni krivim troškova u funkciji izlazne snage, $C_i(P_i)$. Kriva troškova se može napisati u sljedećoj formi:

$$C_i \left[\frac{\$/h}{kW} \right] = c \left[\frac{\$}{unit} \right] \times \frac{1}{H} \left[\frac{unit}{kWh} \right] \times \frac{1}{\eta_i(P_i)} \quad (4.10)$$

gdje su

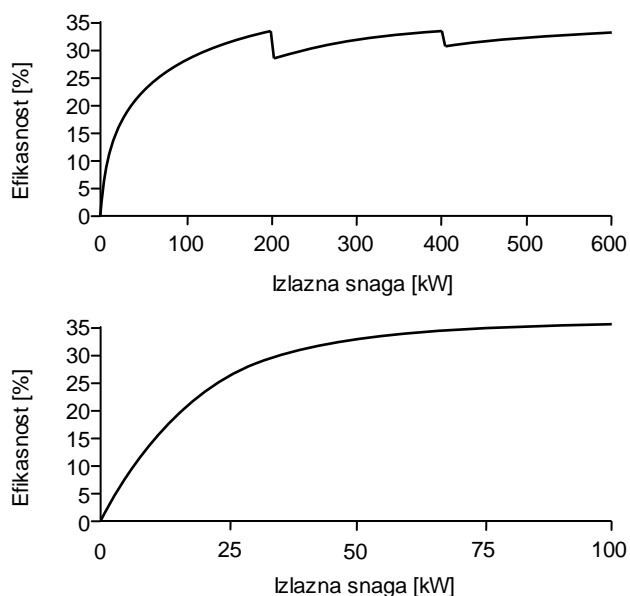
C_i – satni troškovi goriva pri snazi P_i ,

c – specifični troškovi goriva po jedinici mase ili zapremine (u npr. $\$/l$ ili $\$/ft^3$),

H – toplotna moć goriva (u npr. kWh/l ili kWh/ft^3),

η_i – koeficijent iskorišćenja u funkciji snage agregata P_i .

Krive troškova u opštem slučaju mogu biti nelinearne i prekidne, pa se to uzima u obzir kod modelovanja. Nelinearnost funkcije troškova leži u nelinearnosti koeficijenta iskorišćenja, jer efikasnost energetske konverzije može znatno da zavisi od izlazne snage agregata. Primjeri oblika krivih troškova za dizel-agregat 100 kW i mikroturbinsko postrojenje na prirodni gas 3×200 kW dati su na slici 4.4. Krive se memorišu u tabele sa odgovarajućom rezolucijom izlazne snage



Slika 4.4 – Primjeri krivih za koeficijente efikasnosti agregata:
 (a) mikroturbina 3×200 kW; (b) dizel generator 100 kW

4.6. Dugoročni trendovi cijena energenata i električne energije

U uslovima neizvjesnosti, dugoročne trendove cijena energenata i električne energije potrebno je modelovati slučajnim procesima. Zbog različitog načina formiranja cijena u regulisanom i liberalizovanom (deregulisanom) okruženju, obično je neophodno za svaku od ove dvije varijante razviti posebne klase modela.

U liberalizovanom okruženju maloprodajna cijena ima komponentu koja se slobodno mijenja u zavisnosti od fluktuacija na veleprodajnom tržištu. Prvi korak je zato modelovanje evolucije cijena u veleprodaji. Kod veleprodajnih cijena se primjećuje da stohastički osciluju oko dugoročne srednje vrijednosti, praktično realnog iznosa troškova proizvodnje. Fluktuacije se javljaju zbog razlika u ponudi i potražnji na tržištu. Kada potražnja poraste i cijena takođe kratkoročno poraste, pa se tada proizvođačima više isplati da proizvode. Time se ponuda povećava, pa dolazi do pada cijena i tako u krug. Stoga se smatra da je jedan od najprimjerenijih načina za modelovanje veleprodajnih cijena energenata i električne energije da se prirodni logaritam cijene predstavi korišćenjem *Ornstein-Uhlenbeck* (OU) procesa sa stohastičkim kretanjem oko dugoročne srednje vrijednosti (engl. *mean-reverting process*) [21]. Matematička formulacija OU procesa u vektorskoj formi data je sljedećom relacijom:

$$dX = K(\bar{X} - X)dt + VdW \quad (4.11)$$

gdje su:

X – vektor promjenljivih slučajnog procesa (logaritmiranih cijena),

K – matrica koeficijenata intenziteta vraćanja ka srednjoj vrijednosti,

\bar{X} – vektor dugoročnih srednjih vrijednosti logaritmiranih cijena,

V – matrica koeficijenata kolebljivosti (engl. *volatility rate matrix*),

W – vektor korelisanih *Wienerovih* (tj. standardnih *Brownovih*) procesa.

U najjednostavnijem slučaju kada osim električne energije postoji samo jedan energent za distribuiranu proizvodnju (npr. prirodni gas), postavka se svodi na svega dva slučajna procesa:

$$dx = \kappa_x(\bar{x} - x)dt + \sigma_x dW_x \quad (4.12)$$

$$dy = \kappa_y(\bar{y} - y)dt + \rho\sigma_y dW_x + \sqrt{1 - \rho^2}\sigma_y dW_y \quad (4.13)$$

gdje su:

x – logaritam cijene električne energije,

y – logaritam cijene prirodnog gasa,

κ_x, κ_y – koeficijenti intenziteta vraćanja ka srednjoj vrijednosti,

\bar{x}, \bar{y} – logaritmi dugoročnih srednjih vrijednosti,

σ_x, σ_y – koeficijenti kolebljivosti,

ρ – koeficijent korelacije cijena električne energije i prirodnog gasa.

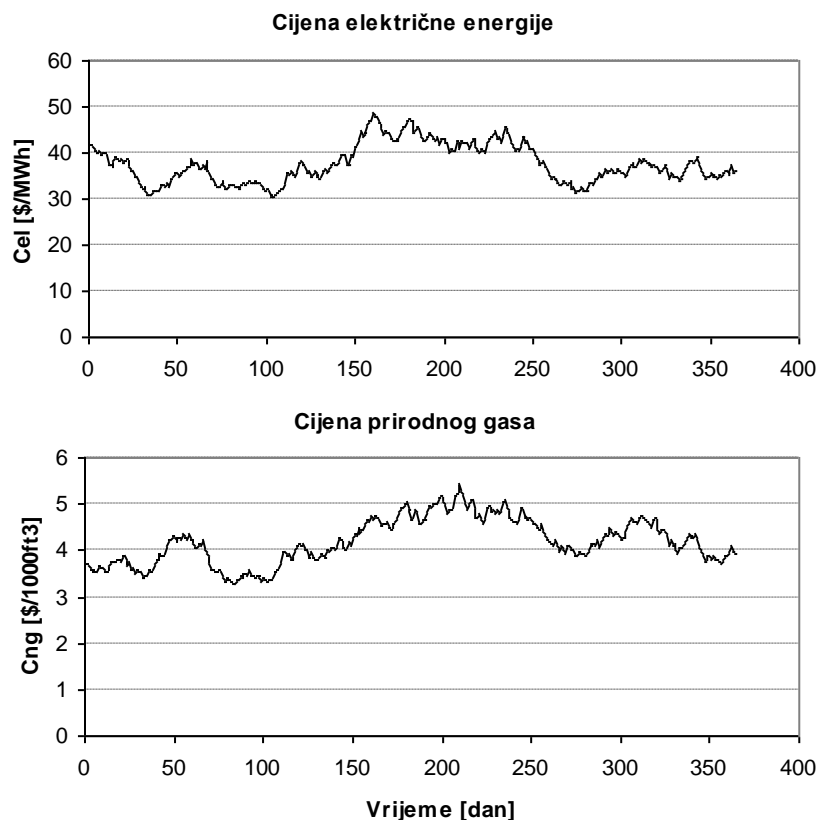
Simulacija u domenu diskretnog vremena se vrši pomoću dvije nezavisne slučajne promjenjive iz standardne normalne raspodjele ε_x i ε_y , uvrštavajući ih u sljedeće dvije jednačine:

$$x_{t+1} = x_t + \kappa_x(\bar{x} - x_t)\Delta t + \sigma_x \varepsilon_x \sqrt{\Delta t} \quad (4.14)$$

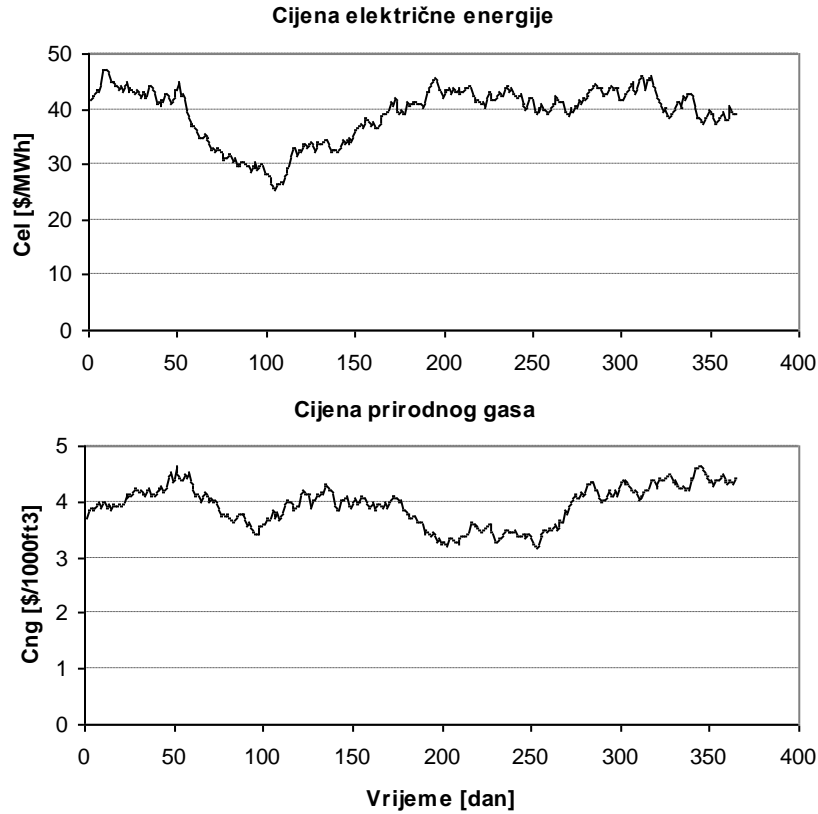
$$y_{t+1} = y_t + \kappa_y(\bar{y} - y_t)\Delta t + \rho\sigma_y \varepsilon_x \sqrt{\Delta t} + \sqrt{1 - \rho^2}\sigma_y \varepsilon_y \sqrt{\Delta t} \quad (4.15)$$

Korelacija između cijena električne energije i prirodnog gasa zavisiće od podatka koliko se električne energije u ukupnom miksu dobije proizvodnjom iz gasnih postrojenja. Tako na primjer u Sjedinjenim Američkim Državama oko 25% električne energije se dobije iz prirodnog gasa, pa je korelacija značajna [46]. S druge strane, u

Republici Srpskoj, gdje ne postoji nijedna velika elektrana na gas, cijene električne energije i gasa su u daleko manjoj korelaciji. Primjeri simuliranih cijena električne energije i prirodnog gasa za veliki koeficijent korelacije ($\rho = 0,8$) i mali koeficijent korelacije ($\rho = 0,2$) dati su na slikama 4.5 i 4.6, respektivno.



Slika 4.5 – Primjer simuliranih cijena električne energije i prirodnog gasa kada je koeficijent korelacije $\rho = 0,8$



Slika 4.6 – Primjer simuliranih cijena električne energije i prirodnog gasa kada je koeficijent korelacije $\rho = 0,2$

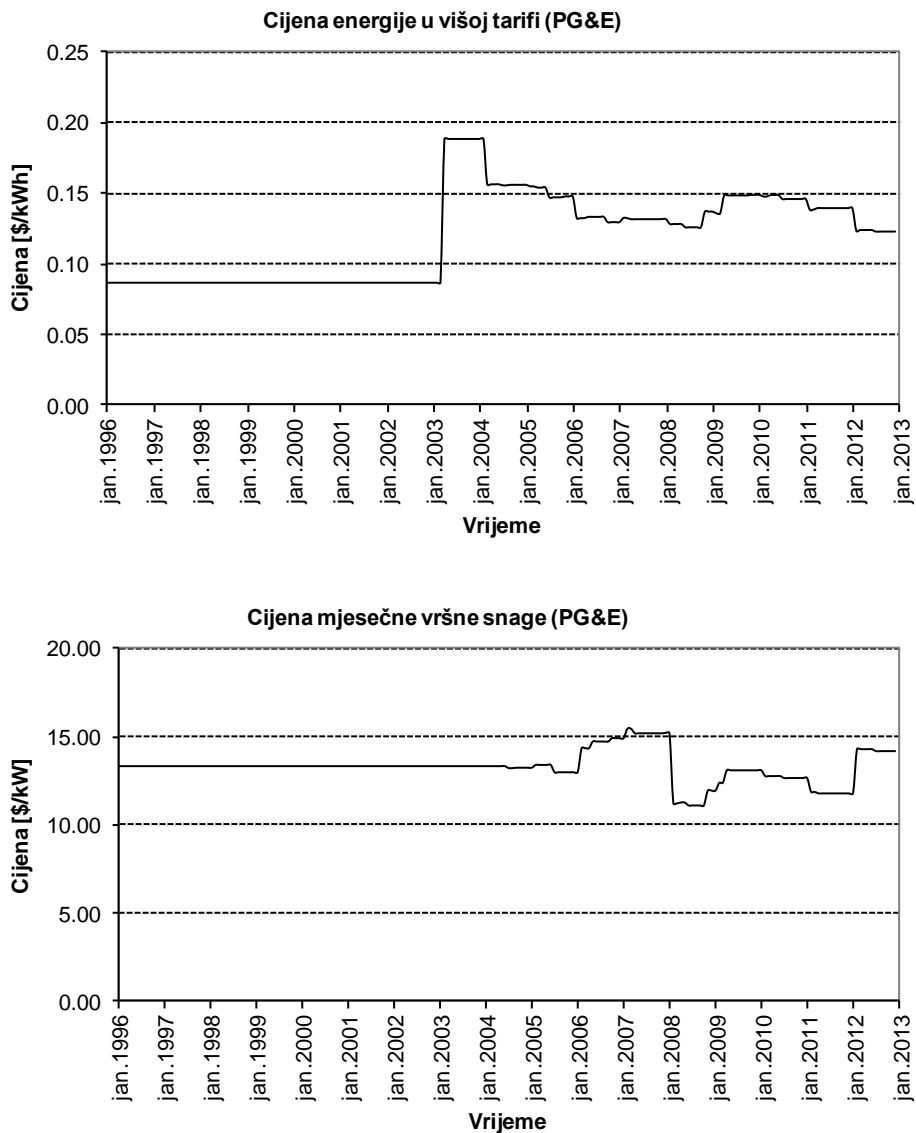
Drugi korak u modelovanju cijena u liberalizovanom tržištu predstavlja prelazak iz veleprodajnog na maloprodajni nivo. U RTP tarifnom okruženju ovaj prelazak se vrši jednostavno tako što se na veleprodajnu cijenu C_{WS}^{kWh} dodaju konstantni sabirci kojima se modeluju troškovi prenosa i distribucije TD^{kWh} , odnosno taksi i poreza TV^{kWh} :

$$C_{PU}^{kWh}(h) = C_{WS}^{kWh}(h) + TD^{kWh} + TV^{kWh} \quad (4.16)$$

U TOU tarifnom sistemu cijene se ne mijenjaju na satnom nivou. Promjene se događaju mjesečno, sezonski ili čak i rjeđe. U tom slučaju se, po uzoru na rad [47], veleprodajna cijena usrednjava na odgovarajućem vremenskom intervalu, potom množi sa koeficijentom tarifnog stava $p(h)$ (*on-peak*, *off-peak*, *mid-peak*), pa se na kraju dodaju troškovi prenosa, distribucije, taksi i poreza:

$$C_{PU}^{kWh}(h) = p(h) \cdot avg\{C_{WS}^{kWh}(h)\} + TD^{kWh} + TV^{kWh} \quad (4.17)$$

U regulisanom okruženju, maloprodajna cijena električne energije i drugih energenata ne mora da strogo prati veleprodajne cijene. U takvom slučaju stohastičke vrijednosti cijena u simulacionom procesu se izvlače na osnovu dosadašnje statistike inkremenata cijena, uz eventualnu korekciju zbog nekih uticajnih događaja koji će se pouzdano desiti u budućnosti. Na slici 4.7 dati su primjeri istorije regulisanih cijena u kalifornijskoj kompaniji *Pacific Gas & Electricity* (PG&E).



Slika 4.7 – Promjena regulisanih cijena u kompaniji PG&E u posljednjih 17 godina (tarifna grupa E20 – industrijski potrošači čija vršna snaga prelazi 1000 kW)

Izvor podataka: Internet stranica PG&E – www.pge.com

4.7. Troškovi pokretanja distribuiranih agregata

U opštem obliku za modelovanje troškova pokretanja agregata koristi se formula:

$$SC = \sigma + \delta \left(1 - \exp \left(- \frac{t_{off}}{\tau_c} \right) \right) \quad (4.18)$$

gdje su

σ – troškovi pokretanja iz toplog stanja,

δ – troškovi pokretanja iz hladnog stanja,

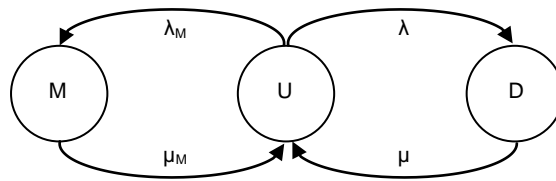
t_{off} – vrijeme proteklo od prethodnog isključenja,

τ – vremenska konstanta hlađenja agregata.

Kod malih jedinica kakve su DG agregati može se uvesti pojednostavljeno modela konstantnom vrijednošću $\sigma + \delta$. Kod evaluacije vrijednosti DG onda je jednostavno prebrojiti startove i pomnožiti ih sa navedenim fiksnim troškovima pokretanja po jednom startu. Kod brzostartujućih jedinica kao što su dizel-agregati i mikroturbine, ima elemenata da se model još više uprosti tako što će se troškovi pokretanja u potpunosti zanemariti. Uporište ovoj tvrdnji predstavljaju istraživanja koja pokazuju da se može aproksimirati da za vrijeme startovanja dizel-agregati i mikroturbine troše približno onoliko goriva koliko troše pri nominalnom opterećenju [48][49]. Obzirom da ovi agregati nominalnu snagu postižu za svega nekoliko minuta, može se smatrati da su troškovi pokretanja zanemarljivi u odnosu na troškove normalnog pogona.

4.8. Pouzdanost distribuiranih agregata

Analitički model proizvodnih agregata koji se često koristi u evaluacijama pouzdanosti baziran je na Markovljevom procesu sa tri stanja (slika 4.8) [50]. Stanja su obilježena sa U (engl. *up* – stanje normalnog pogona), D (engl. *down* – stanje neplaniranog isključenja iz pogona) i M (engl. *maintenance* – stanje planiranog isključenja radi održavanja). Oznakama λ i μ obilježene su vjerovatnoće prelaska između pojedinih stanja. Kod problema definisanog u ovoj disertaciji, prelasku vezane za stanje M moguće je čak i potpuno ignorisati, jer je izvodljivo da se održavanje planira za intervale vremena kada je snaga potrošnje mala ili kada je energija iz mreže jeftina.



Slika 4.8 – Dijagram Markovljevog procesa sa tri stanja

Tokom upotrebe simulacionog metoda stoga se vodi računa samo o stanju raspoloživosti (stanje 1 – U) i stanju nerasploživosti za angažovanje (stanje 0 – D). Smatra se da svaka distribuirana jedinica kontinuirano doživljava tranzicije između ova dva moguća stanja (slika 4.9). Vremena trajanja pojedinih stanja izvlače se pomoću odgovarajućih funkcija raspodjela vjerovatnoće. Uobičajeno je da se vrijeme trajanja stanja raspoloživosti modeluje eksponencijalnom funkcijom raspodjele vjerovatnoće (slika 4.10) [50][51]

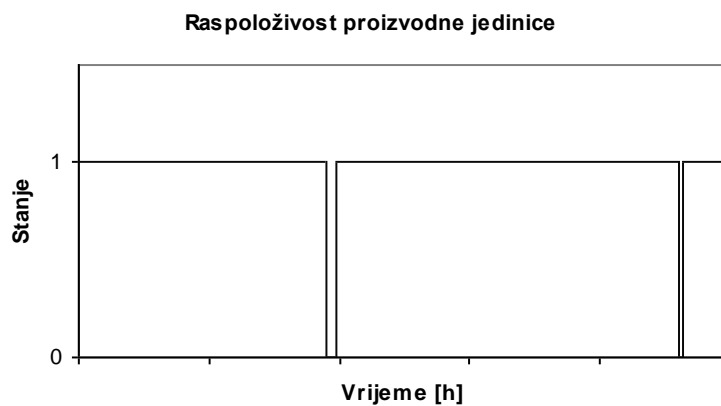
$$f(X) = \lambda e^{-\lambda X} \quad (4.19)$$

gdje su

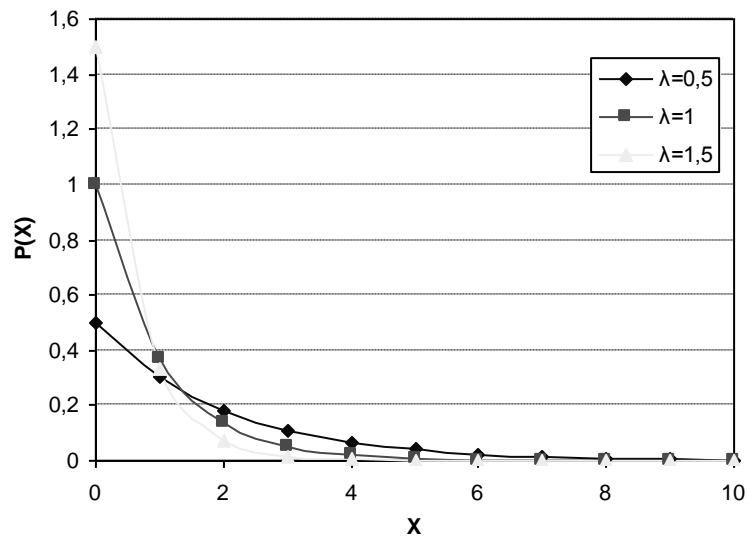
X - slučajna promjenjiva, u ovom slučaju vrijeme do sljedećeg otkaza T_f ,

λ - učestanost otkaza.

Učestanost otkaza λ je praktično inverzna vrijednost pokazatelja prosječno vrijeme do otkaza (engl. *mean time to failure* - MTTF) kojeg deklarirše proizvođač opreme.



Slika 4.9 – Modelovanje raspoloživosti distribuirane proizvodne jedinice

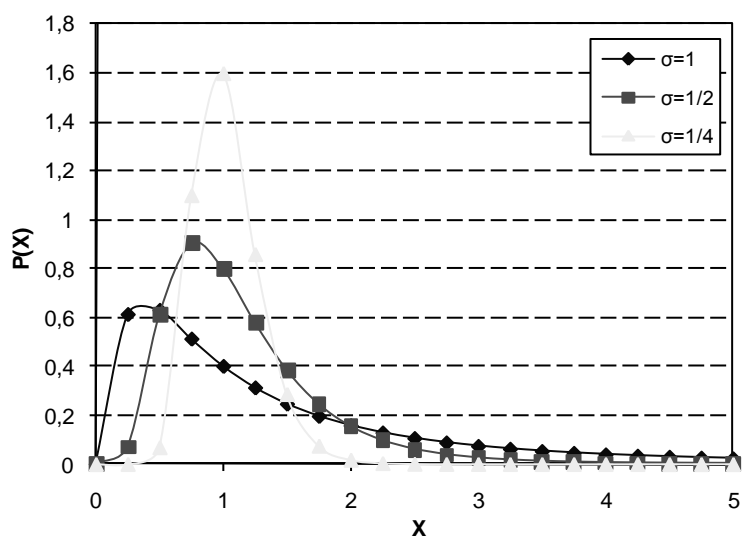


Slika 4.10 – Dijagram eksponencijalne funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće

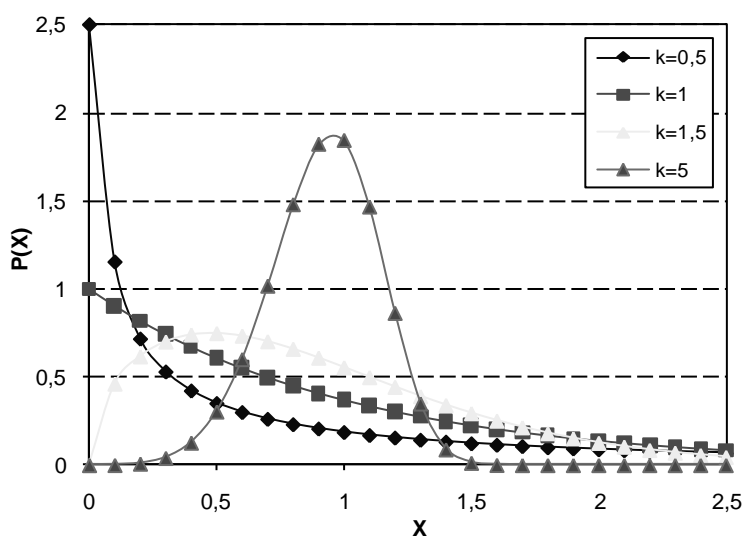
Vrijeme trajanja stanja neraspoloživosti se, po analogiji, računa korišćenjem pokazatelja prosječno vrijeme do popravke (engl. *mean time to repair* - MTTR). Trajanje vremena neraspoloživosti često se modeluje takođe eksponencijalnom funkcijom raspodjele vjerovatnoće [50][51], mada po alternativnim tumačenjima bolji reprezent predstavljaju log-normalna ili Weibullova raspodjela. Matematičke relacije su date u tabeli 4.3, a dijagrami sa varijacijom vrijednosti ulaznih parametara na slikama 4.11 i 4.12.

Tabela 4.3 – Funkcije gustine vjerovatnoće za modelovanje vremena popravke

Raspodjela	Formula
Lognormalna	$f(X; \mu, \sigma) = \begin{cases} \frac{1}{X\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln X - \mu)^2}{2\sigma^2}} & X > 0 \\ 0 & X \leq 0 \end{cases}$
Weibullova	$f(X; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{X}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{X}{\lambda}\right)^k} & X \geq 0 \\ 0 & X < 0 \end{cases}$



Slika 4.11 – Dijagram lognormalne raspodjele vjerovatnoće



Slika 4.12 – Dijagram Weibullove raspodjele vjerovatnoće

U praksi se generisanje slučajnog broja iz eksponencijalne raspodjele vrši po sljedećoj proceduri:

1. Izvuče se slučajni broj U iz uniformne raspodjele vjerovatnoće na intervalu $[0,1]$;
2. Izvrši se preslikavanje u eksponencijalni domen po formuli:

$$X = \frac{-\ln U}{\lambda}. \quad (4.20)$$

Generisanje slučajnog broja iz lognormalne raspodjele obavlja se po sljedećoj proceduri:

1. Izvuče se slučajni broj Z iz standardne normalne raspodjele vjerovatnoće $N[0,1]$;
2. Izvrši se preslikavanje u lognormalni domen po formuli:

$$X = e^{\mu + \sigma Z}. \quad (4.21)$$

Generisanje slučajnog broja iz *Weibullove* raspodjele obavlja se po sljedećoj proceduri:

1. Izvuče se slučajni broj U iz uniformne raspodjele vjerovatnoće na intervalu $[0,1]$;
2. Izvrši se preslikavanje u *Weibullov* domen po formuli:

$$X = \lambda(-\ln U)^{1/k}. \quad (4.22)$$

4.9. Pouzdanost napajanja iz mreže

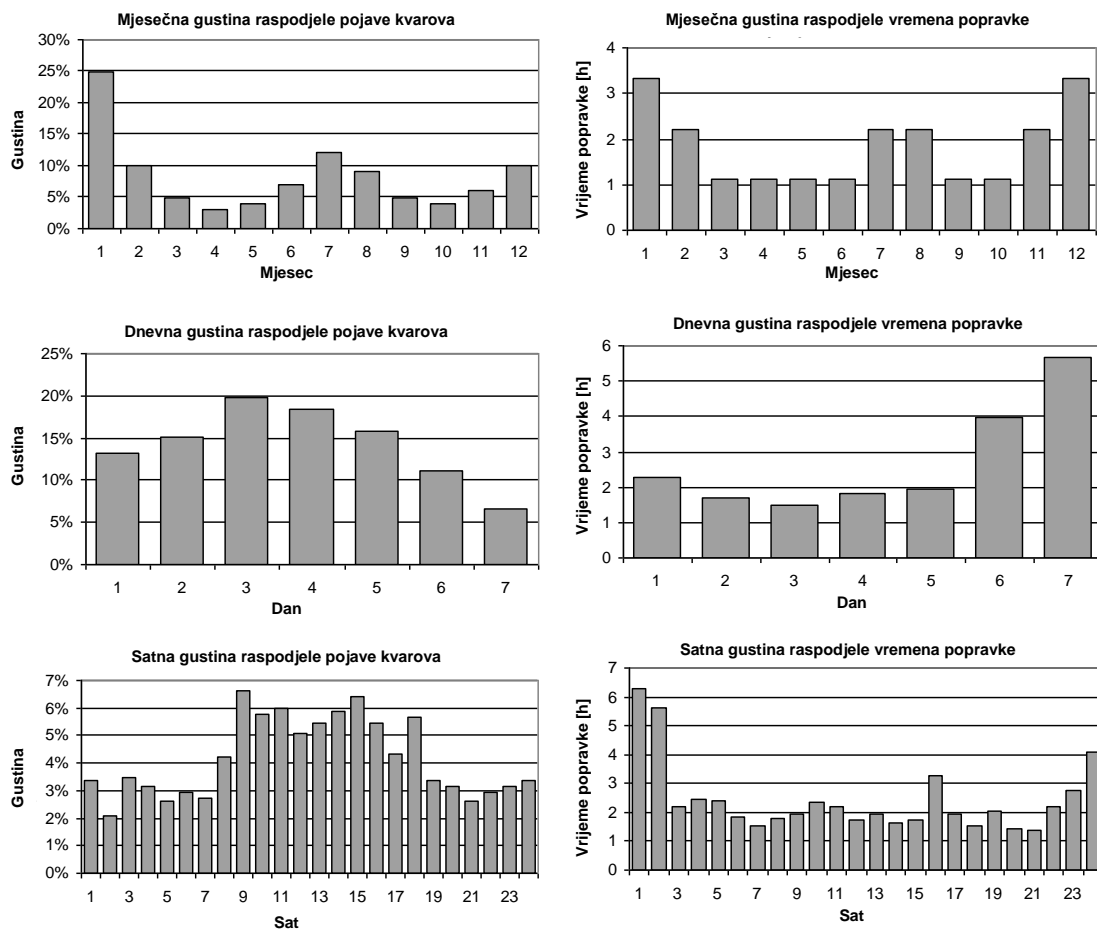
U klasičnom *Monte Carlo* pristupu za evaluaciju pouzdanosti napajanja iz mreže primarni ulazi su funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće pojave kvara na pojedinačnim elementima elektroenergetskog sistema [51][52]. U skladu sa usvojenim funkcijama raspodjele izvlače se slučajne vrijednosti vremena otkaza, pa se za te otkaze, uvažavajući topologiju mreže, posmatra reakcija sistema i računaju pokazatelji pouzdanosti. Najčešće se koriste eksponencijalne funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće sa konstantnom učestanošću otkaza (formula 4.19 i slika 4.10).

Koncept konstantne učestanosti otkaza ima nekoliko bitnih nedostataka, kao što su na primjer nevažavanje zavisnosti vjerovatnoće otkaza od snage opterećenja, vremenskih uslova, ljudskih faktora i kvaliteta održavanja elemenata elektroenergetskog sistema. Problem predstavlja i nedostupnost podataka o strukturi mreže i pouzdanostima mnogobrojnih elemenata sistema pojedinačnom korisniku koji razmatra investiranje u distribuirane agregate.

Pristup koji je drugačiji od klasičnog, a koji više odgovara korisničkoj perspektivi, adaptacija je pristupa razvijenog za analizu pouzdanosti prenosnih mreža, predstavljenog u radu [53]. Osnovna ideja je da se set potencijalnih kvarova za simulaciju generiše na osnovu dosadašnje istorije trenutaka događanja i dužina trajanja kvarova na mjestu priključenja korisnika. Na taj način će set uključivati sve tipove

kvarova nezavisno od uzroka i predstavljaće reprezentativan ulaz za planerski i eksploatacioni zadatak. Do statistike kvarova neuporedivo je lakše doći, a kod slučajeva gdje distributivni operateri ne posjeduju takve podatke, korisnik može iskoristiti čak i grubu statistiku formiranu na osnovu ekspertske procjene odnosno sopstvenog mjerenja i iskustva.

Statistika kvarova koja je predviđena kao ulaz za preporučenu metodologiju obuhvata raspodjelu vjerovatnoća pojave kvara i dužine trajanja kvara u funkciji mjeseca u godini, dana u sedmici i časa u danu. Primjer takvog ulaza dat je na slici 4.13.



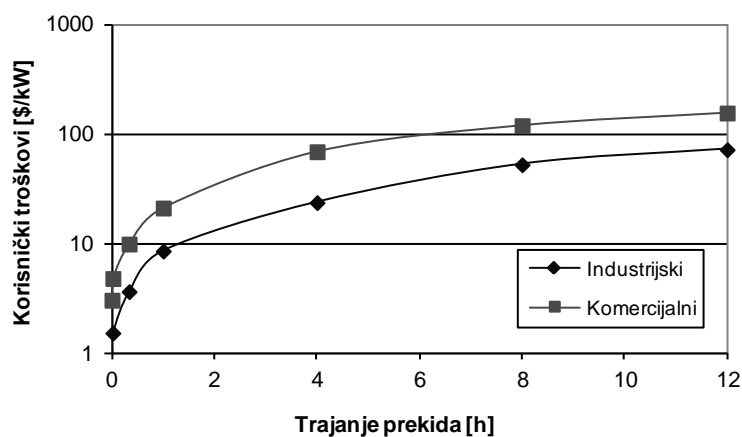
Slika 4.13 – Primjer statistike kvarova za tačku priključenja korisnika

Iz karakteristika vjerovatnoće pojave kvara može se primijetiti da su na mjestu priključenja razmatranog test potrošača zbog snijega i grmljavinske aktivnosti kvarovi češći zimi i ljeti nego u jesen ili proljeće, da su zbog prekopavanja terena i sličnih radova kvarovi češći radnim danima i za vrijeme radnog vremena, nego u periodima kada se takvi radovi ne izvode. Takođe, na osnovu karakteristika trajanja kvarova

primjećuje se da je vrijeme otklanjanja kvarova logično duže za ekstremne vremenske uslove zimi i ljeti, te vikendom i noću, u odnosu na periode sa blagim vremenskim uslovima i periode tokom radnog vremena kada je raspoloživost kvalifikovane radne snage znatno veća.

4.10. Korisnički troškovi usljed prekida napajanja

Iznos štete koju korisnik pretrpi usljed prekida napajanja zavisi od trenutka dešavanja i dužine trajanja prekida. Zavisnost štete od dužine trajanja prekida opisuje se funkcijom štete (engl. *customer damage function* – CDF) [54]. Funkcije štete se formiraju na osnovu anketiranja korisnika, jer su oni najkompetentniji da procjene efekte koje lično doživljavaju zbog neisporučene energije. Anketa je uglavnom koncipirana tako da korisnik procijeni iznose štete za nekoliko karakterističnih dužina trajanja prekida (npr. za kratkotrajni prekid, te prekide dužina trajanja 1 min, 20 min, 1 h, 4 h, 8 h i 12 h). Matematički neprekidna funkcija štete se potom od te grupe podataka formira interpolacijom i ekstrapolacijom (slika 4.14).

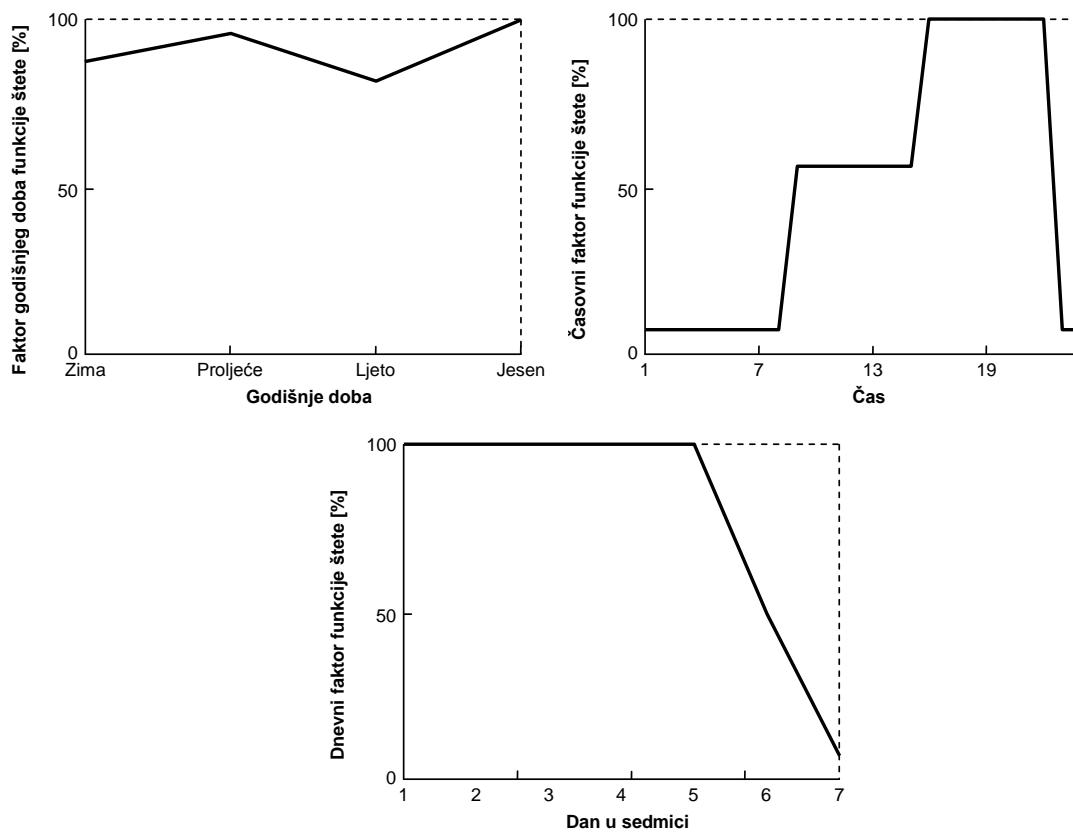


Slika 4.14 – Primjeri funkcija štete industrijskog i komercijalnog korisnika

Jedna funkcija štete odgovara specifičnom trenutku dešavanja kvara. Često je to najgori mogući trenutak, kada su iznosi štete najveći. Za prekide istog trajanja koji se dešavaju u drugom dijelu istog dana, nekom drugom danu u sedmici ili drugom dijelu godine, iznos potencijalne štete može biti manji. Da bi se to modelovalo koriste se korekcionni faktori, te se iznos štete za kvar koji se dešava u proizvoljnom trenutku predstavlja u sljedećoj formi:

$$C_{\text{int}}(t_0, d_{\text{int}}) = CDF(d_{\text{int}}) \times O_s(s) \times O_d(d) \times O_h(h) \quad (4.23)$$

gdje je $CDF(d_{\text{int}})$ korisnikova funkcija štete za prekid trajanja d_{int} za najgori slučaj, O_s faktor godišnjeg doba, O_d faktor dana i O_h faktor časa funkcije štete. Primjeri dijagrama sa vrijednostima faktora O_s , O_d i O_h prikazani su na slici 4.15.



Slika 4.15 – Težinski faktori korisnikove štete u zavisnosti od trenutka prekida napajanja

5. Korist ostvarena kroz smanjenje računa za utrošenu električnu energiju

5.1. Uvodno razmatranje

Težnja za smanjenjem ukupnog računa za utrošenu električnu energiju predstavlja jedan od najjačih motiva za korisnika da uloži u distribuiranu proizvodnju. Kada se tradicionalnom načinu snabdijevanja energijom iz distributivne mreže doda alternativa u vidu sopstvene proizvodnje, korisniku se otvara mogućnost da balansira, uvijek birajući povoljniju opciju. Mjesečni račun za utrošenu energiju će biti smanjen ukoliko postoji barem jedan interval vremena kada je cijena energije proizvedene distribuiranim proizvodnim agregatima manja od cijene energije kupljene iz distributivne mreže. U slučaju da se za svaki sat u toku mjeseca postigne optimalni balans između sopstvene proizvodnje i kupovine iz mreže, tada će smanjenje računa za utrošenu energiju dostići teorijski maksimum. Osim stavke potrošene energije (kWh), računi za energiju industrijskih i komercijalnih korisnika električne energije u najvećem broju slučajeva također sadrže stavku i vršne snage angažovane u toku mjeseca (kW). Ova činjenica otvara još jedno područje gdje se distribuiranom proizvodnjom mogu ostvariti pozitivni efekti. Angažovanjem sopstvenih agregata u intervalima kada se javlja vršno opterećenje, smanjenjem stavke vršne snage, dodatno se umanjuje iznos sveukupnog računa za energiju.

5.2. Pregled dosadašnjeg istraživanja

Scenario u kojem distribuirana proizvodnja radi u sopstvenoj mreži izolovanoj od drugih distributivnih mreža predstavlja najjednostavniju postavku posmatranog problema. Na zadatak optimalnog angažovanja korisničkih agregata može se gledati na isti način kao i na angažovanje agregata u velikim elektroenergetskim mrežama. Klasični problem angažovanja proizvodnih agregata (engl. *generation scheduling*)

datira još od polovine prošlog vijeka i postoji mnogo metoda posebno razvijenih za tu primjenu [16].

U slučaju kada korisnički proizvodni sistem nije izolovan, nego je povezan na distributivnu mrežu nekog snabdjevača, zadatak optimalnog angažovanja se usložnjava. Ipak, ako tarifa snabdjevača ne uključuje stavku vršne snage, nastala komplikacija nije dramatična, s obzirom da se distributivna mreža može tretirati kao još jedna fiktivna proizvodna jedinica, koja takođe ima svoju ekvivalentnu krivu troškova u funkciji predate snage.

Najveća komplikacija se javlja u slučajevima kada tarifa snabdjevača uključuje naplatu angažovane vršne snage. Istraživanja pokazuju da je ovaj slučaj najčešći u praksi u svijetu, kada je riječ o industrijskim i komercijalnim korisnicima električne energije [56]. Problem optimalnog angažovanja agregata postaje spregnut, jer troškovi vršne snage koja je angažovana samo jednom u toku mjeseca mogu značajno da participiraju u ukupnom korisničkom računu. Iz tog razloga optimizacija se ne može izvoditi na nivou sata nego se čitavi mjesec mora posmatrati kao neraskidiva cjelina.

U literaturi se može pronaći nekoliko pristupa za optimizaciju angažovanja korisničke distribuirane proizvodnje u uslovima postojanja naplate vršne snage. Pristupi se razlikuju po ulaznim veličinama koje su uzete u obzir, po pretpostavkama koje su usvojene i po matematičkim metodama koje su upotrijebljene za nalaženje optimalne strategije angažovanja korisničkih agregata.

Jedna od prvih definicija problema optimalnog angažovanja korisničke distribuirane proizvodnje postavljena je u radu [11]. Problem se posmatra kao potpuno deterministički smatrajući da su dijagrami opterećenja korisnika, cijene električne energije i energenata za distribuirane agregate poznate u potpunosti za posmatrani period. Problem je postavljen u formi miješanog cjelobrojnog linearnog programa i riješen je komercijalnim softverom za optimizaciju.

Metod za upravljanje distribuiranom proizvodnjom u uslovima deregulisanog tržišta i promjenjive cijene električne energije predstavljen je u [12]. Pristup je heuristički (blisko-optimalni), koji je baziran na konceptu ograničavanja maksimalne snage angažovane iz distributivne mreže ispod praga definisanog na početku mjeseca (engl. *threshold control*). Autori se ograničavaju na optimizaciju rada samo jedne

savršeno pouzdane mikroturbine na gas i to uz pretpostavku da su troškovi po proizvedenom kilovat-času konstantni, nezavisno od izlazne snage mikroturbine.

Rad [13] takođe ilustruje i vrednuje nekoliko strategija za upravljanje korisničkom distribuiranom proizvodnjom, ali i dalje uz pretpostavljanje savršeno tačno prognoziranih opterećenja i meteoroloških parametara, te savršene pouzdanosti korisničkih agregata. Iako se spominje mogućnost da korisnik posjeduje više od jednog agregata, taj slučaj nije prikazan kroz modele i simulacije.

U sklopu istraživanja koje prethodi ovoj doktorskoj disertaciji objavljen je rad [14] u kojem se uvažava postojanje više korisničkih agregata koji mogu biti realizovani u raznorodnim tehnologijama sa mogućnošću korišćenja nelinearnih funkcija troškova. Ipak, i ovaj pristup se ograničava na deterministički slučaj i na regulisane cijene električne energije TOU tarifom.

Najviše ulaznih veličina, uz njihov puni stohastički karakter, bilo je uvaženo u radu [15], gdje je predložen heuristički blisko-optimalni algoritam za upravljanje korisničkom distribuiranom proizvodnjom u realnom vremenu. Metod je dosta složen, a osnovna ideja je da se upravljačka akcija za naredni vremenski interval, određuje minimizacijom očekivane vrijednosti troškova za set slučajno generisanih scenarija ulaznih podataka kojima se modeluje budućnost do kraja posmatranog perioda. I ovaj metod zanemaruje neke važne činjenice, kao što su prisustvo više proizvodnih jedinica ili uvažavanje troškova pokretanja agregata.

Iz pregleda referentne literature zaključuje se da nije prezentovan metod za upravljanje korisničkom distribuiranom proizvodnjom koji uključuje sve relevantne ulazne veličine, a koji je s druge strane dovoljno jednostavan da se lako realizuje u praksi.

5.3. Formulacija zadatka

Primarni zadatak koji se obrađuje u ovom poglavlju je određivanje iznosa uštede kojeg može ostvariti korisnik smislenom upotrebom n distribuiranih proizvodnih agregata u kombinaciji sa kupovinom energije iz mreže. Takođe se traži i algoritam za upravljanje korisničkim agregatima tako da se realno ostvarljivi iznos uštede što više približi teorijskom maksimumu.

Algoritam upravljanja treba biti jednostavan za implementaciju, a s druge strane, treba da uvaži sve činjenice koje se u dosadašnjim istraživanjima navode kao uticajne. Obavezno je uvažiti da korisnik distributivnoj mreži plaća angažovanu vršnu mjesečnu snagu, dok cijena energije može biti konstantna ili varijabilna. Distribuirane jedinice mogu biti realizovane u raznorodnim tehnologijama, i biti bilo dispečabilne (mikroturbine, dizel agregati, i sl.), bilo nedispečabilne jedinice stohastičke izlazne snage (vjetroturbine, fotonaponski sistemi, i sl.). Mogućnosti otkaza pojedinih agregata trebaju biti uzeti u obzir. Funkcije troškova agregata mogu biti nelinearne i prekidne. Stohastička priroda korisničkog dijagrama potrošnje se uzima u obzir, a takođe i stohastička promjena meteoroloških veličina kao što su brzina vjetra i insolacija. Pregled razmatranih činjenica u formi poređenja sa referentnim radovima dat je u tabeli 5.1.

Tabela 5.1 – Pregled činjenica razmatranih u radu

Činjenice	Reference					
	[11]	[12]	[13]	[14]	[15]	Ovdje
Stohastički karakter potrošnje	N	U	N	N	U	U
Nelinearne krive troškova agregata	N	P	U	U	U	U
Troškovi pokretanja agregata	N	P	N	N	N	U
Prisustvo više agregata	U	P	P	U	N	U
Obnovljivi izvori kao deterministički	U	N	U	U	U	U
Obnovljivi izvori kao stohastički	N	N	N	N	U	U
Problemi pouzdanosti	N	N	N	N	U	U

N – nije razmatrano; P – pomenuto kao uticajno, ali nije uvaženo kroz modele i rezultate; U – uvaženo u modelima i rezultatima.

Navedenoj formulaciji zadatka dodaju se i sljedeće pretpostavke:

- Cijena energenata za korisničke agregate se smatraju konstantnim u toku jednog mjeseca, jer se očekuje da je to garantovano tarifom snabdjevača i/ili mogućnošću skladištenja energenata kod korisnika;
- Smatra se da korisnik ne prodaje višak energije u mrežu, jer distributivne kompanije za to traže posebnu kvalifikovanost korisnika. Jasno da je moguće pretpostaviti i

suprotno, ali onda je riječ o drugačijem problemu koji takođe zasluđuje poseban pristup;

- Podrazumijeva se da sve dispečabilne proizvodne jedinice imaju dovoljno brz odziv da mogu učestvovati u sječenju vršne snage. Ovu pretpostavku temeljimo na činjenici da se vršna snaga mjeri kao srednja vrijednost na nivou klizećih (najčešće 15 minutnih) intervala, a dizel-agregatima i mikroturbinama je dovoljno svega nekoliko minuta da čak iz hladnog stanja postignu nominalnu snagu;
- Pošto je fokus rada na procjeni upotrebljivosti distribuirane proizvodnje, druge tehnike koje mogu pomoći korisniku da uštedi kao što su upravljanje potrošnjom i lokalno skladištenje energije ovdje nisu razmatrane.

5.4. Teorijski maksimalni potencijal korisničke uštede

5.4.1. Osnovni principi optimizacije pod determinističkim uslovima

U idealizovanom determinističkom slučaju, kada bi svi ulazni parametri bili poznati za cijeli mjesec unaprijed, imalo bi smisla govoriti o egzaktnoj optimizaciji sa ciljem minimizacije troškova, odnosno maksimizacije uštede. Pretpostavimo, na primjer, da korisnik plaća električnu energiju po TOU tarifi sa vršnom snagom i dva nivoa volumetrijskih troškova (*on-peak* i *off-peak*), te da su troškovi koje treba uvažiti dati u tabeli 5.2.

Tabela 5.2 – Pregled uvaženih korisničkih troškova

Tipovi troškova	Matematička formulacija
I. Račun za električnu energiju	$C^I = \sum_h C_{PU}^{kWh}(h) \cdot P_{PU}(h) \cdot \Delta t + C_{PU}^{kW} \cdot \max_h P_{PU}(h) + C_{PU}^{Fix}$
II. Troškovi goriva za agregate	$C^{II} = \sum_i \sum_h C_i(P_i) \cdot P_i(h) \cdot \Delta t$
III. Troškovi održavanja agregata	$C^{III} = \sum_i \sum_h C_i^{O\&M-VAR} \cdot P_i(h) \cdot \Delta t + \sum_i C_i^{O\&M-FIX} \cdot P_i^{INS}$
IV. Porezi i takse za agregate	$C^{IV} = \sum_i \sum_h C_i^{TAX-VAR} \cdot P_i(h) \cdot \Delta t + \sum_i C_i^{TAX-FIX} \cdot P_i^{INS}$
V. Troškovi emisije iz agregata	$C^V = \sum_i \sum_h C_i^{EM-VAR} \cdot P_i(h) \cdot \Delta t$

Pri tom se troškovi DG u opštem slučaju modeluju sumom varijabilne komponente koja zavisi od snage agregata (odnosno proizvedene energije $P_i \Delta t$) i fiksne komponente koja zavisi od instalisane snage P^{INS} . Varijabilni troškovi su označeni sa C^{VAR} a fiksni sa C^{FIX} . Nakon sabiranja i grupisanja srodnih sabiraka, formira se sljedeća funkcija mjesečnih troškova:

$$C_m^{DG} = \sum_j C^j = \sum_i \sum_h C_i^{DG-VAR} P_i(h) \Delta t + \sum_h C_{PU}^{kWh}(h) P_{PU}(h) \Delta t + C_{PU}^{kW} \max_h P_{PU}(h) + C^{FIX} \quad (5.1)$$

gdje je C_i^{DG-VAR} integralna funkcija troškova i -tog agregata (\$/kWh), a C^{FIX} iznos ukupnih fiksnih troškova (\$). Kako se korisnički troškovi u slučaju da nema instalisanih distribuiranih agregata svode samo na troškove električne energije

$$C_m^{NoDG} = \sum_h C_{PU}^{kWh}(h) L(h) \Delta t + C_{PU}^{kW} \max_h L(h) + C_{PU}^{Fix} \quad (5.2)$$

mjesečna ušteda koju ostvaruje korisnik u mjesecu m se računa kao

$$S_m = C_m^{NoDG} - C_m^{DG} \quad (5.3)$$

Sumiranjem mjesečnih iznosa uštede, dolazi se do iznosa godišnje koristi od smanjenja računa za energiju

$$B_{OPT} = \sum_{m=1}^{12} S_m \quad (5.4)$$

Suštinska ograničenja koja je potrebno poštovati data su u tabeli 5.3.

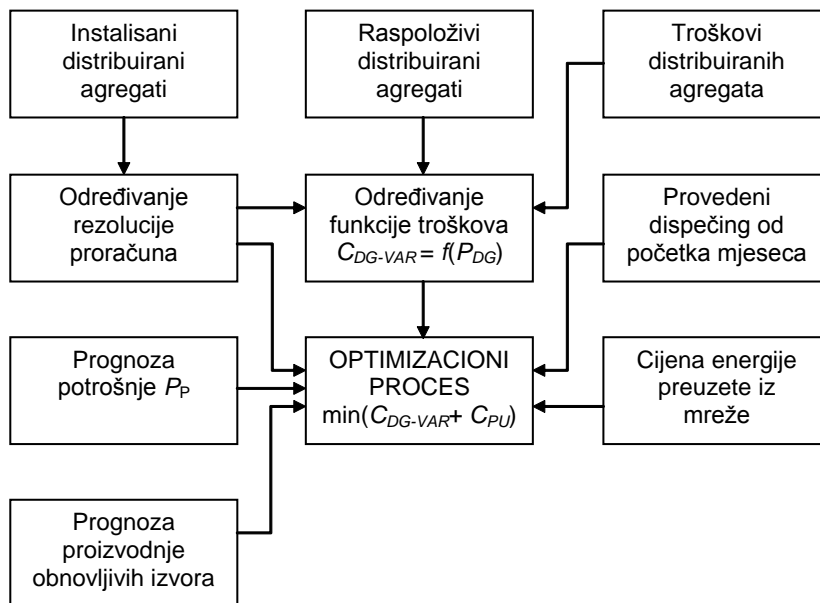
Tabela 5.3 – Pregled ograničenja

Tipovi ograničenja	Matematička formulacija
I. Balans proizvodnje i potrošnje	$\sum_i P_i(h) + P_{PU}(h) = L(h)$
II. Pretpostavka da se ne vrši prodaja energije	$P_{PU}(h) \geq 0$
III. Ograničenja snaga agregata	$P_i^{MIN} \leq P_i \leq P_i^{MAX}$

Da bi se maksimizovao iznos uštede S_m , dovoljno je minimizovati varijabilnu komponentu sumarne funkcije troškova C^{DG} , jer ostali sabirci koji participiraju u funkciji uštede ne zavise od načina angažovanja distribuiranih agregata. Ovaj optimizacioni zadatak jeste rješiv, mada je komplikovaniji od klasičnog zadatka optimalnog angažovanja agregata, pošto sadrži funkciju *max* koja je posljedica plaćanja vršne mjesečne snage. Jedna od upotrebljivih tehnika rješavanja opisana je u radovima publikovanim za vrijeme rane faze ovog istraživanja [14][57] i u narednoj sekciji se navode samo osnovni principi.

5.4.2. Opis procedure determinističke optimizacije

Optimizaciona metoda je bazirana na pretraživanju mreže varijanti sa unaprijed usvojenom rezolucijom. Podrazumijeva se takav sistem rada prigodan prirodi postavljenog zadatka, gdje se oblast pretraživanja sužava shodno ograničenjima i gdje se bira takva putanja pretraživanja da se poveća efikasnost sveukupne procedure. Princip optimizacione metode prikazan je dijagramom na slici 5.1.



Slika 5.1 – Principski blok-dijagram determinističke optimizacione metode

Proces maksimizacije mjesečnog iznosa korisničke uštede S_m se izvodi po sljedećim koracima:

1. Na početku se učitavaju podaci o pojedinim korisničkim distribuiranim agregatima. Poštujući eksploataciona ograničenja agregata po minimalnoj i maksimalnoj snazi

određuje se totalni opseg snage proizvodnje koju može da pokrije distribuirana proizvodnja. Da bi se pojednostavilo pretraživanje, krive troškova pojedinih agregata se stapaju u jednu zajedničku krivu. Kod novonastale krive obilježene sa $C^{DG-VAR}(P_{DG})$ apscisa predstavlja sumarnu snagu distribuirane proizvodnje P_{DG} , a ordinata predstavlja minimalne moguće varijabilne troškove potrebne za obezbjeđivanje te snage. Navedena procedura je u principu bazirana na tradicionalnom dinamičkom programiranju [58]. Informacije o tome kako se tražena snaga proizvodnje optimalno dijeli na pojedine proizvodne jedinice s ciljem minimizacije ukupnih troškova, za svaki iznos snage iz izvodljivog opsega, memorišu se u tabelu za kasniju upotrebu.

2. Naredni korak predstavlja procedura pretraživanja za nalaženje optimalnog balansa između snage sopstvene proizvodnje i snage koja se preuzima iz distributivne mreže („optimizacioni proces“ sa slike 5.2). Ova procedura operiše samo sa dvije funkcije troškova: sumarnom funkcijom troškova distribuirane proizvodnje C^{DG-VAR} i funkcijom troškova električne energije C_{PU}^{kWh} . Ograničenje po maksimalnoj snazi koja se dozvoljava da se angažuje iz mreže se dodaje u listu radnih ograničenja, tj.

$$P_{PU}(h) < P_T, \text{ za svaki sat } h \text{ tokom posmatranog mjeseca.}$$

Preporučeni prag ograničenja P_T se postepeno mijenja dok se ne prođe kroz čitavi skup njegovih mogućih vrijednosti. Za svaku probnu vrijednost se određuju optimalni rasporedi angažovanja korisničke distribuirane proizvodnje $P_{DG}(h)$ i snage koja se kupuje iz mreže $P_{PU}(h)$.

3. Na kraju procedure, od svih probnih scenarija, zadržava se onaj sa najmanjim ukupnim mjesečnim troškovima i proglašava optimalnim načinom angažovanja. Osnovni rezultati ovakvog algoritma pretraživanja su rasporedi angažovanja za $P_{DG}(h)$ i $P_{PU}(h)$. U posljednjem koraku se, korišćenjem tabelarnih informacija sačuvanih tokom koraka 1, vrši dekompozicija sumarnog rasporeda korisničke distribuirane proizvodnje $P_{DG}(h)$ na rasporede angažovanja pojedinih jedinica $P_i(h)$.

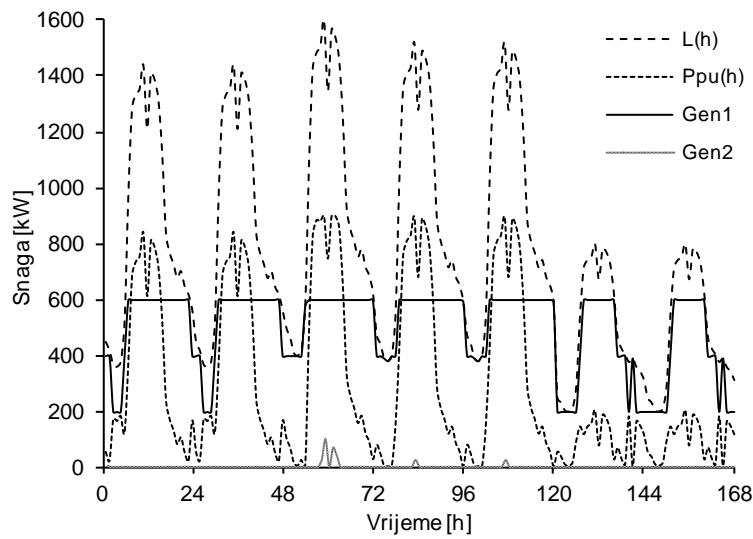
5.4.3. Primjer rezultata determinističke optimizacije

Primjeri izlaza optimizacione procedure za test sistem dati su na slikama 5.2 i 5.3. Prikazani su podaci za karakterističnu sedmicu. Test korisnik, čija je vršna snaga 1600 kW, spojen je na distributivnu mrežu i posjeduje dva sopstvena agregata. Prvi

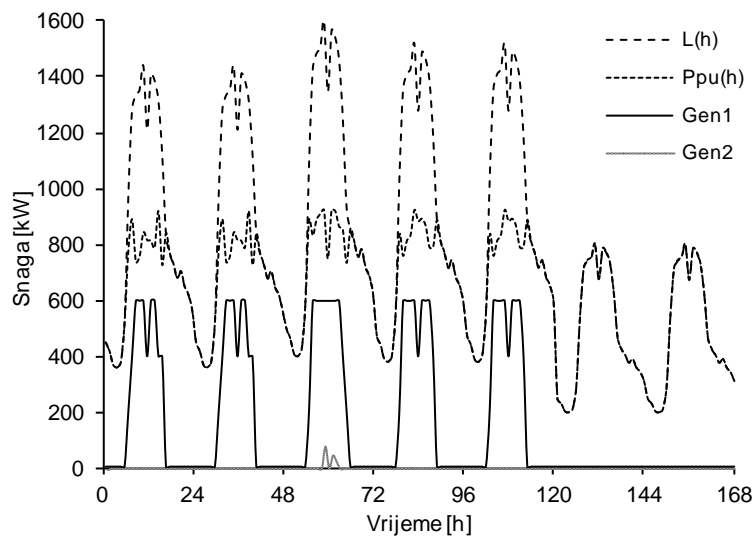
agregat (Gen1) je mikroturbinsko postrojenje koje troši prirodni gas, nominalne snage 600 kW. Njegova svrha jednako može biti pokrivanje bazne potrošnje i sjećenje vršne snage. Druga jedinica (Gen2) je manji dizel agregat snage 100 kW, koji je zbog relativno visokih troškova goriva, prikladan za odsijecanje vršne snage i napajanje kritične potrošnje u slučaju ispada napajanja iz distributivne mreže. Krive efikasnosti u funkciji izlazne snage su prikazane na slici 4.4. Razmatrana su dva scenarija. Za oba slučaja cijene električne energije su nepromjenjive: \$11,39 za kilovat vršne snage, \$0,13 za kilovat-čas u višoj tarifi (radnim danima od 06 do 22h) i \$0,08 za kilovat-čas u nižoj tarifi (preostalo vrijeme). S druge strane, cijene goriva se drastično razlikuju, da bi se jasnije ilustrovali nastali efekti.

U prvom scenariju (slika 5.2), pretpostavljeno je da je cijena prirodnog gasa \$7 po standardnoj američkoj jedinici 1000ft³, a cijena dizela \$0,84 po litru. Ekvivalentne cijene proizvedenog kilovat-časa, kada se računa sa nominalnim koeficijentima efikasnosti, iznose \$0,0724 i \$0,2300, respektivno. Pod ovakvim okolnostima mikroturbina bi imala značajno angažovanje. Dizel agregat bi bio angažovan mnogo rjeđe, ali bi ipak imao nekoliko pokretanja tokom sedmice radi sjećenja vršne snage. Korisnički račun za sveukupno potrošenu energiju bi bio smanjen za čak 22,8%, jer se u slučaju sa jeftinim gorivom za DG ušteda postiže i zbog smanjenja volumetrijskih troškova i troškova vršne snage. Na dijagramima dispečinga se uočava granica praga maksimalne snage koja se dopušta da se povuče iz distributivne mreže (P_T). U konkretnom primjeru sa slike 5.2 ona iznosi 900 kW.

U drugom scenariju cijene prirodnog gasa i dizela su udvostručene. U tom slučaju znatno je manje isplativo angažovati vlastite proizvodne resurse (slika 5.3). Potencijalna korisnička ušteda za posmatrani mjesec bi opala na skromnih 6,2%. Zbog skupog goriva, ušteda se ostvaruje samo zbog sjećenja vršne snage. Granica praga maksimalne snage koja se dopušta da se povuče iz distributivne mreže se podiže na 920 kW.



Slika 5.2 – Primjer rješenja problema optimalnog angažovanja korisničkih agregata (slučaj jeftinog goriva)



Slika 5.3 – Primjer rješenja problema optimalnog angažovanja korisničkih agregata (slučaj skupog goriva)

5.5. Angažovanje agregata u realnim uslovima

U realnom svijetu sa ulaznim veličinama koje nisu poznate unaprijed nego su stohastički promjenjive, nije moguće govoriti o rješenju koje je garantovano optimalno. Neki od razloga za to su:

- Povećanje potrošnje iznad očekivane, u nekom trenutku u toku razmatranog mjeseca, može dovesti do znatno veće angažovane snage nego što je predviđeno

teorijskom optimizacijom, a time i do znatnog povećanja korisničkog računa za energiju,

- Otkaz nekog od DG agregata može dovesti do povećanja angažovane vršne snage u slučajevima kada drugim agregatima nije moguće u potpunosti zadovoljiti trenutne potrebe korisnika,
- Nepredvidljivost izlazne snage obnovljivih izvora energije uzrokuje da njihovo generisanje može biti znatno različito od očekivanog,
- Povećanje broja startovanja DG agregata povećava ukupne troškove u slučajevima kada troškovi startovanja nisu zanemarljivi.

Ipak, moguće je govoriti o traženju strategije upravljanja DG jedinicama koja će dovesti do dovoljno dobrog rješenja, pri kojem će ušteda biti neznatno manja od teorijskog maksimuma, za slučaj kada bi se svi ulazi znali za čitavi mjesec dana unaprijed. S druge strane, procedura upravljanja mora biti izvodljiva za automatske kontrolere koji rade u realnom vremenu.

Predlaže se sljedeća procedura upravljanja korisničkim agregatima, publikovana u radu [59], koja će biti nazvana ETC (engl. *enhanced threshold control*):

Algoritam P

P1. Prije početka mjeseca

P1a. Izvršiti optimizacioni algoritam za idealizovani deterministički slučaj koristeći očekivane vrijednosti korisničkog dijagrama potrošnje.

P1b. Sačuvati izračunatu vrijednost maksimalne snage angažovane iz mreže na mjesečnom nivou. Ova vrijednost će se koristiti tokom procedure angažovanja agregata u realnom vremenu kao preporučena vrijednost praga vršne snage P_T .

P1c. Sačuvati informacije o tome kako se određeni iznos snage koji se zahtijeva od distribuirane proizvodnje optimalno dijeli na pojedine agregate. Napraviti tabele za cjelokupni opseg snage koji se može pokriti sa agregatima kojim raspolaže korisnik.

P2. Algoritam koji se izvršava u realnom vremenu

P2a. Koristeći mjerenja koja se dobijaju u realnom vremenu kontinuirano računati optimalni odnos između snage koja se generiše korisničkim agregatima i snage koja se kupuje od snabdjevača električne energije, tako da troškovi budu minimalni. Koristiti tabele unaprijed izračunatih vrijednosti kao što je

objašnjeno pod P1c. Uvažavati ograničenje da snaga angažovana iz mreže ne treba preći preporučeni prag P_T . Dozvoliti prekoračenje ovog ograničenja samo u slučaju da distribuirani agregati ne mogu obezbijediti zahtijevanu snagu bilo zbog svojih radnih ograničenja bilo zbog nepredviđenih ispada. Ako dođe do narušavanja ograničenja preporučenog praga, potrebno je preporučeno ograničenje povećati na novu nametnutu vrijednost. Obzirom da će maksigrifi zabilježiti novu uvećanu vrijednost i da će to uvećanje angažovane snage korisniku svakako biti naplaćeno, onda je bolje koristiti mogućnost da se do kraja tekućeg mjeseca koristi energija iz mreže do dozvoljenog praga kada je god jeftinija od energije generisane vlastitim agregatima.

P2b. Obnovljive izvore energije, ako postoje u konfiguraciji, treba koristiti pri maksimalnom potencijalu, pošto su varijabilni troškovi rada ovih izvora zanemarljivi u poređenju sa troškovima agregata koji sagorijevaju fosilna goriva. Kad god su obnovljivi izvori u prilici da povećaju svoju snagu, snage ostalih izvora trebaju biti smanjene za odgovarajući iznos i to tako da se prvo djeluje na agregate sa najskupljim varijabilnim troškovima, a potom na one sa čiji su troškovi jeftiniji. Automatski kontroleri ponovo trebaju da koriste unaprijed izračunate tabele optimalnih raspodjela snage.

P2c. Ukoliko dođe do prekida napajanja iz mreže, potrebno je zadovoljiti najprioritetnije potrošače, u zavisnosti od instalisane snage distribuiranih agregata. Može se zaključiti da ovakve situacije ne utiču na povećavanje mjesečne vršne snage angažovane iz mreže, pa time ni na stavku vršne snage u korisničkom računu. Stavka potrošene energije biće promijenjena, ali ne mnogo, obzirom da u savremenim elektroenergetskim sistemima prosječna vremena trajanja prekida napajanja iznose svega oko 1 čas.

P2d. U slučaju neplaniranog ispada nekog od distribuiranih agregata, treba nastaviti angažovanje ostalih raspoloživih jedinica. Ako je potrebno, treba povećati vršnu snagu angažovanu iz mreže, te u skladu sa objašnjenjem iz (P2a), promijeniti iznos preporučenog praga P_T na novu uvećanu vrijednost.

5.5.1. Izvodljivost algoritma angažovanja agregata u realnom vremenu

Upravljanje agregatima se vrši u diskretnim vremenskim koracima trajanja Δt . Trajanje koraka je tipično 1 čas, ali moguće je njihovo skraćivanje do dužine od nekoliko minuta. Kako se algoritam izvršava u realnom vremenu neophodno je da se upravljačka akcija za naredni vremenski korak odredi prije isteka aktuelnog koraka. Predloženi upravljački algoritam je tako dizajniran da se najzahtjevniji proračuni obavljaju prije početka tekućeg mjeseca, odnosno tokom dijela P1 procedure upravljanja. Ispostavlja se da ovakav princip predstavlja veliku prednost, pošto je stvarni *real-time* dio procedure (dio P2) daleko manje računski zahtjevan i dovoljno mu je svega nekoliko sekundi na tipičnom procesoru za kompletno izvršenje.

5.6. Verifikacija algoritma i procjena koristi ostvarive u realnim uslovima

Testiranje performansi predloženog algoritma i istovremeno određivanje ostvarive korisničke uštede može se obaviti pomoću *Monte Carlo* simulacija. Kvalitet algoritma se može izraziti indeksom performansi (engl. *performance index* - PI), koji se definiše kao procentualna vrijednost odnosa uštede ostvarene predloženim algoritmom i teorijskog maksimuma uštede koji bi bio ostvaren kada bi se sve stohastičke ulazne veličine znale unaprijed. Ekonomski potencijal algoritma da donese uštedu izražava se indeksom štedljivosti (engl. *saving index* - SI), koji predstavlja procentualnu vrijednost odnosa ostvarene uštede i ukupnog iznosa troškova koje ima korisnik bez upotrebe distribuirane proizvodnje. Navedeni indeksi, između ostalog, zavise od broja dana u mjesecu, kao i rasporeda dana vikenda i praznika. Iako ovi indeksi mogu biti određeni za bilo koji pojedinačni mjesec, mnogo reprezentativniji pokazatelji su njihove prosječne vrijednosti. Iz tog razloga se verifikaciona simulacija provodi kontinuirano, za dovoljan broj mjeseci, poštujući realni kalendar. Prosječne vrijednosti indeksa PI i SI se tada računaju na osnovu kumulativnih vrijednosti troškova i ušteda.

Osnovni koraci *Monte Carlo* simulacije su:

- Q1.** Generisanje vještačkih vremenskih nizova za stohastičke ulazne veličine (korisnički dijagram potrošnje, brzina vjetra, insolacija, trenuci otkaza i ponovnog vraćanja u pogon distribuiranih agregata) za period od n_m mjeseci.
- Q2.** Izvršavanje idealizovanog algoritma korišćenjem generisanih ulaznih veličina i računanje uštede koja bi se mogla ostvariti da se sve znalo unaprijed.
- Q3.** Izvršavanje predloženog algoritma i računanje prosječne vrijednosti uštede ostvarive u realnim uslovima.
- Q4.** Računanje indeksa performansi (PI) i indeksa štedljivosti (SI).

5.7. Ilustrativni numerički rezultati verifikacije algoritma

U ovoj sekciji su prikazani ilustrativni numerički rezultati dobijeni testiranjem predloženog algoritma. Test potrošač je industrijski drvnoprerađivački kompleks čija je očekivana mjesečna vršna snaga 1600 kW (sedmični dijagram prosječne snage potrošnje L_m je prikazan na slici 4.1). Kod kupovine električne energije podrazumijeva se TOU tarifa sa naplatom vršne snage i fiksnom cijenom energije u dva tarifna nivoa. Simulacije su izvršene na periodu od 1200 mjeseci čime se dobija pouzdana konvergencija oba indeksa, indeksa performansi (PI) i indeksa štedljivosti (SI), na tri značajne cifre. Podrazumijevamo da test korisnik posjeduje dva dispečabilna distribuirana agregata. Prvi agregat je mikroturbinsko postrojenje na prirodni gas, nominalne snage 600 kW, formirano od tri jedinice od po 200 kW. Drugi agregat je dizel-generator nominalne snage 100 kW. Ovakva test konfiguracija je izabrana kao reprezentativni primjer kojim se mogu demonstrirati mogućnosti predloženog algoritma angažovanja agregata, i to naročito da se pokaže:

- primjenjivost u uslovima kada korisnik posjeduje više od jednog agregata,
- primjenjivost u uslovima kada su funkcije troškova agregata nelinearne,
- učešće u uštedi agregata izvedenih u konceptualno drugačijim tehnologijama sa troškovima goriva koji se međusobno znatno razlikuju.

Generisana su tri scenarija, obilježena oznakama A1-A3. Svi scenariji su izvedeni od očekivane snage potrošnje $L_m(h)$ i standardne devijacije $\sigma(h)$ korišćenjem sljedećeg matematičkog izraza:

$$L_{Ax}(h) = L_m(h) + \sigma(h) \cdot Y_{Ax}, \quad x \in \{1,2,3\} \quad (5.5)$$

Razlika između pojedinih scenarija načinjena je variranjem tipa signala Y .

Prvi scenario predstavlja *referentni teorijski slučaj*. Ovo je najprostiji scenario kada je sedmični dijagram potrošnje potpuno deterministički i stalno se ponavlja iz sedmice u sedmicu u neizmijenjenom obliku. Lako se zaključuje da za ovaj scenario vrijedi $Y_{A1} = 0$. Dijagram snage sa slike 4.1 je korišćen kao osnovni gradivni blok. S obzirom da se kod determinističkih scenarija ostvaruje ušteda koja je jednaka teorijskom maksimumu, scenario A1 će biti korišćen kao referenca za poređenje sa stohastičkim slučajevima.

Drugi scenario predstavlja *realistični slučaj* kada je iz dugotrajnog mjerenja kod test korisnika određen stohastički model potrošnje. Usvajamo pretpostavku da se u ovoj prilici slučajni scenariji snage potrošnje mogu generisati ARMA modelom. Y_{A2} je zato izlaz iz ARMA filtera na čiji ulaz je doveden bijeli šum $W(h)$. Pretpostavljeno je da su vrijednosti koeficijenata filtera $AR = [-0,4368]$ i $MA = [-0,5076]$, a za vrijednost standardne devijacije pojednostavljeno je uzeto $\sigma(h) = 0,3 \cdot L_m(h)$.

Treći scenario predstavlja *ekstremni slučaj*. Dijagram očekivane snage potrošnje $L_m(h)$ je ovdje izobličen dodavanjem čistog *Gaussovog* bijelog šuma bez autoregresionog efekta ili efekta klizne sredine ($Y_{A3} = W(h)$, $AR = [0]$, $MA = [\pm 1]$). Ovaj slučaj se smatra ekstremnim, jer su oscilacije potrošnje najveće kad se generišu nezavisno od potrošnje iz susjednih vremenskih intervala. Pogodan je za testiranje algoritma u najnepovoljnijim okolnostima, posebno kada se ne zna precizan model potrošnje.

Ostali parametri neophodni za simulaciju sakupljeni su u tabelama 5.4 i 5.5.

Tabela 5.4 – Osnovni parametri simulacije

Parametar	Vrijednost	Jedinica
Cijena el. energije (viša tarifa)	0,13	\$/kWh
Cijena el. energije (niža tarifa)	0,08	\$/kWh
Period više tarife	radni dani: 06-22h	-
Cijena vršne snage	11,39	\$/kW
Cijena prirodnog gasa	7	\$/1000ft ³

Cijena dizela	0,84	\$/l
Toplotna moć prirodnog gasa	293	kWh/1000ft ³
Toplotna moć dizela	10,2	kWh/l

Tabela 5.5 – Osnovni podaci o korisničkim agregatima

Parametar	Gen1	Gen2	Jedinica
Maksimalna (nominalna) snaga	600	100	kW
Minimalna snaga	50	25	kW
Tip goriva	Prirodni gas	Dizel	-
Kriva efikasnosti	vidi sl. 4.4	vidi sl. 4.4	-
Srednje vrijeme do otkaza (MTTF)	14.000	8.000	h
Srednje vrijeme popravke (MTTR)	3,1	3,5	h
Troškovi pokretanja	2,2	0,4	\$/start
Varijabilni troškovi osim goriva	0,005	0,005	\$/kWh

5.7.1. Osnovna verzija simulacije

Osnovni rezultati simulacije, za usvojena tri scenarija data su u tabeli 5.6. Za slučaj sa determinističkim dijagramom potrošnje (A1), upotrebom predloženog algoritma za angažovanje agregata u realnom vremenu, pri usvojenim vrijednostima ulaznih parametara, ostvaruje se indeks uštede od 22,7%. Ako se pretpostavi idealna pouzdanost DG, SI iznosi 22,8% i dispečing ostvaren u realnom vremenu je identičan teorijskom optimalnom dispečingu određenom kada bi svi parametri bili poznati za čitavi mjesec unaprijed (slučaju opisanom u poglavlju „5.4. Teorijski maksimalni potencijal korisničke uštede“ i prikazanom na slici 5.2). Ako bi se umjesto realne nelinearne pretpostavila ravna karakteristika efikasnosti DG agregata ušteda bi se popela na vrijednost 22,9%.

Za realistični slučaj (A2), kada se uvaži stohastička promjena ulaznih parametara, ušteda koja se ostvaruje upotrebom algoritma za angažovanje agregata u realnom vremenu je uvijek manja od teorijskog maksimuma, ali simulacije pokazuju da su razlike izuzetno male, te da je indeks performansi predloženog algoritma (PI) stalno 99,7%.

Kod ekstremnog slučaja (A3), zbog najvećih vrijednosti vršne snage i najveće oscilatornosti potrošnje, očekivana ušteda je najmanja. Međutim, treba primijetiti da je indeks performansi algoritma u svim slučajevima opet izuzetno visok.

Tabela 5.6 – Rezultati osnovne simulacije

Scenario		A1	A2	A3
Realistični parametri	SI (PI)	22,7 (99,8)	21,3 (99,7)	19,8 (99,7)
Idealizovana pouzdanost	SI (PI)	22,8 (100,0)	21,3 (99,7)	19,8 (99,7)
Idealizovana efikasnost	SI (PI)	22,9 (99,8)	21,4 (99,7)	19,9 (99,7)

5.7.2. Uticaj pouzdanosti distribuirane proizvodnje

Iz rezultata prikazanih u tabeli 5.6 vidi se da realni stepen nepouzdanosti agregata vrlo malo utiče na očekivani iznos uštede ostvarljiv upotrebom distribuirane proizvodnje. Neki od razloga za to su:

- Srednja vremena do otkaza su u realnosti dosta velika,
- Srednja vremena do popravke su dosta mala,
- Mala je vjerovatnoća da otkazi koincidiraju sa trenutkom mjesečne vršne snage,
- Algoritam je tako dizajniran da u provođenju dispečinga u ostatku mjeseca uvaži efekte nastale usljed ispada nekog od agregata.

5.7.3. Uticaj devijacije snage potrošnje i vrijednosti ARMA koeficijenata

U tabeli 5.7 data je zavisnost indeksa uštede od vrijednosti koeficijenta standardne devijacije, pri realističnoj raspoloživosti i efikasnosti DG agregata. Y je ARMA signal definisan za scenario A2. U tabeli se uočavaju karakteristični slučajevi $\sigma/L = 0$ (scenario A1) i $\sigma/L = 0,3$ (scenario A2), a takođe se vidi kako opada vrijednost potencijalne uštede u uslovima velike oscilatornosti potrošnje. Indeks performansi algoritma nije prikazan u tabeli, jer je manje-više konstantan za cijeli razmatrani opseg standardne devijacije i gdje se sve njegove vrijednosti kreću između veoma visokih 99,5% i 99,7%.

Tabela 5.7 – Osjetljivost indeksa uštede na promjenu standardne devijacije potrošnje

σ/L_m	0	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,3	0,35	0,40	0,45
SI	22,7	22,7	22,5	22,2	21,9	21,6	21,3	21,0	20,7	20,3

U tabeli 5.8 prikazano je kako se mijenja indeks uštede pri smanjenju odnosno povećanju ARMA koeficijenata. U sredini tabele je usvojeni realistični slučaj A2. Kretanje dolje-desno vodi ka determinističkom slučaju u kojem se ne uvažava *autoregressive* i *moving average* dejstvo, kada indeks uštede dostiže 22,7%. Kretanje gore-lijevo vodi ka smanjenju uštede, ali i ka nerealno izobličenom dijagramu potrošnje, neprimjerenom praksi. Indeks performansi opet nije naveden da ne opterećuje tabelu, jer najčešće iznosi oko 99,6%, a za sve testirane slučajeve nikad nije manji od 99,3%.

Tabela 5.8 – Osjetljivost indeksa uštede na promjenu ARMA koeficijenata

MA \ AR	-0,3	-0,2	-0,1	0	+0,1	+0,2	+0,3
-0,3	19,2	19,6	20,0	20,2	20,4	20,4	20,5
-0,2	19,7	20,1	20,4	20,6	20,7	20,8	20,8
-0,1	20,2	20,6	20,8	20,9	21,1	21,1	21,1
0	20,7	21,0	21,2	21,3	21,4	21,4	21,4
+0,1	21,3	21,5	21,6	21,6	21,7	21,8	21,8
+0,2	21,8	21,9	22,0	22,0	22,0	22,1	22,1
+0,3	22,3	22,3	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4

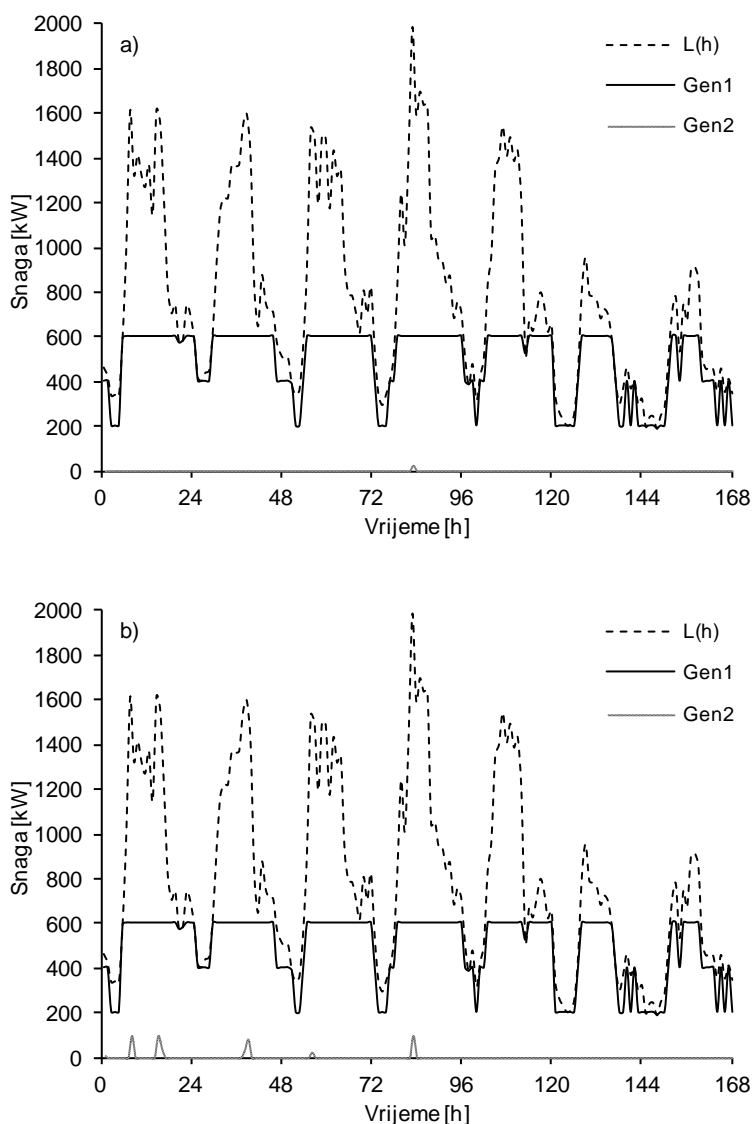
5.7.4. Uticaj povećanja cijene goriva

Rezultati prikazani u tabeli 5.9 pokazuju da odnos između cijena energenata i cijena električne energije imaju najveći uticaj na ekonomski potencijal DG. Podaci dati u tabeli odnose se na scenario A2, gdje je cijena energenata postepeno povećavana, a svi ostali ulazni podaci zadržani na početnim vrijednostima. Primjećuje se da udvostručavanje cijena energenata dovodi do smanjenja uštede na skoro trećinu prvobitne vrijednosti, čime se jasno period povrata kapitala značajno produžava.

Tabela 5.9 – Uticaj cijena goriva i modelovanja efikasnosti agregata

Multiplikator cijene goriva	1	1,25	1,5	1,75	2
SI	21,3	16,7	12,4	8,5	7,6
PI	99,6	99,2	98,8	97,6	94,2
SI (idealizovana efikasnost)	21,4	16,7	12,5	8,6	7,9

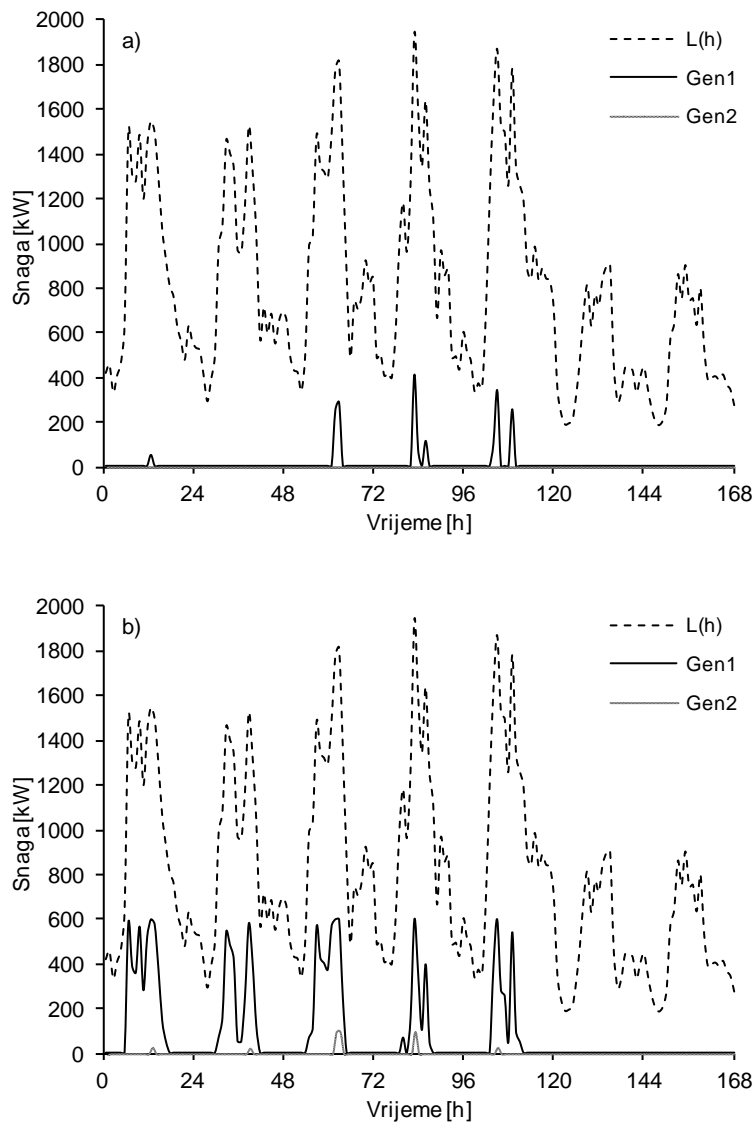
Primjeri provedenog angažovanja agregata za po jednu sedmicu, za originalne i udvostručene cijene energenata, dati su na slikama 5.4 i 5.5, respektivno. Dijelovi označeni sa (a) prikazuju teorijski optimalno angažovanje, dok dijelovi (b) odgovaraju rezultatima koji su ostvarljivi upotrebom predloženog algoritma.



Slika 5.4 – Primjer angažovanja agregata za scenario A2 (originalne cijene goriva):
 (a) teorijski optimum; (b) rezultat ostvaren u realnom vremenu predloženim algoritmom.

Pri nižim cijenama energenata, razlika između teorijskog i realnog angažovanja se smanjuje, povećavajući indeks performansi algoritma. Kada je odnos cijena

energenata prema cijeni električne energije povoljan, tada korisnički agregati znatno više vremena provode radeći pri punoj snazi, dakle pri najvećem mogućem stepenu iskorišćenja primarne energije. S druge strane, ako cijene energenata rastu, distribuirana proizvodnja sve više mijenja svoj način rada i sa pokrivanja baznog opterećenja prelazi u mod sječenja vršne snage. U tom slučaju češći je rad pri snagama manjim od nominalne, kada se i koeficijenti iskorišćenja takođe u pravilu smanjuju. Na kraju ove sekcije treba napomenuti da se povećanjem cijena energenata dobijaju slični efekti koji bi se pojavili pri smanjenju cijena električne energije. Jasno je da važi i obrnuto. Iz tog razloga, analiza osjetljivosti na promjenu cijena električne energije nije eksplicitno prikazana.



Slika 5.5 – Primjer angažovanja agregata za scenario A2 (dvostruke cijene goriva):
 (a) teorijski optimum; (b) rezultat ostvaren u realnom vremenu predloženim
 algoritmom.

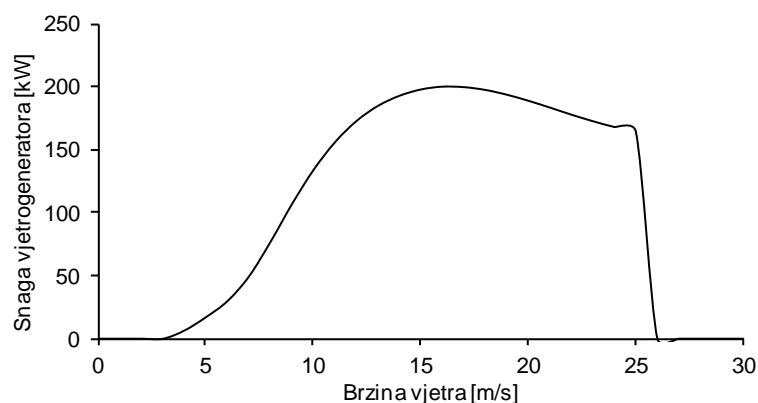
5.7.5. Uticaj načina modelovanja krive efikasnosti

Metodologija predstavljena u ovoj disertaciji, između ostalog, može dati odgovor kolika se greška čini u metodima koji ne uvažavaju realnu krivu efikasnosti distribuiranih agregata, nego koeficijent efikasnosti smatraju konstantnim. Kada je odnos cijena gas/električna_energija povoljan u korist gasa, angažovanje vlastitih resursa (gasne mikroturbine) je značajno, pa je i iznos uštede isto tako značajan. Iz rezultata sa slike 5.4 se vidi da je za vrijeme više tarife električne energije mikroturbina

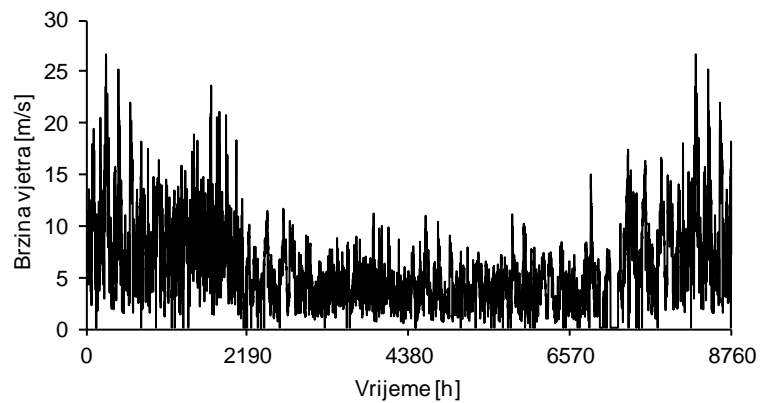
najčešće angažovana maksimalnom snagom. U takvim režimima efekat smanjenja efikasnosti pri manjim snagama mikroturbine nema veliki uticaj, jer su režimi rada pri manjim snagama rijetki. Kada je gas dominantno skuplji od električne energije, moguća ušteda primjetno opada. Mikroturbina tada radi u modu sječenja vršne snage, prateći promjene potrošnje i njena snaga je uglavnom manja od nominalne. U tom slučaju efekat smanjenja efikasnosti pri manjim snagama dobija na značaju i dodatno smanjuje ionako malu uštedu. Efekti na uštedu poštovanja realne krive efikasnosti agregata, kada se cijena energenata mijenja, a cijena električne energije se smatra konstantnom, sumirani su u posljednjem redu tabele 5.9.

5.7.6. Primjene koje uključuju obnovljive izvore energije

U namjeri da se predloženi algoritam testira u prisustvu obnovljivih izvora energije čija je izlazna snaga stohastičke prirode, kreiran je scenario B. On je izveden iz scenarija A2, tako što je dizel generator zamijenjen sa vjetrogeneratorom snage 200 kW, a mikroturbina od 600 kW je zadržana. Kriva snage vjetrogeneratora u funkciji brzine vjetra data je na slici 5.6. Troškovi rada i održavanja usvojeni su u iznosu od \$3500 godišnje. Vremenska serija brzine vjetra izmjerena tokom jedne godine na lokaciji korisnika prikazana je na slici 5.7.



Slika 5.6 – Karakteristika snage vjetrogeneratora.

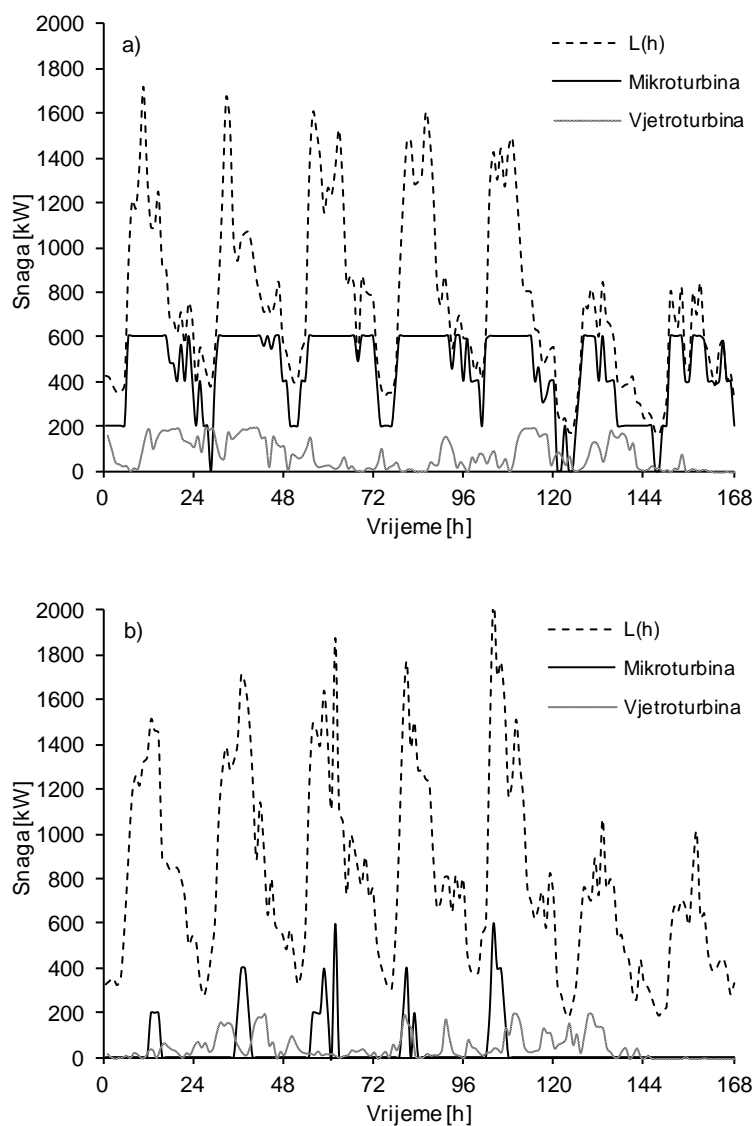


Slika 5.7 – Jednogodišnja mjerenja brzine vjetra na lokaciji korisnika.

Korišćenjem izmjerenih brzina vjetra, generisani su novi slučajni scenariji i testirano je ponašanje algoritma pod pretpostavljenim okolnostima. Da bi se potencijal obnovljivog resursa iskoristio na najbolji način, vjetrogenerator se angažuje uvijek maksimalno mogućom snagom, pa se zato njegova proizvodnja može smatrati kao negativno opterećenje. Preostala snaga potrošnje tada postaje ulaz za algoritam angažovanja same mikroturbine, čime se ovaj problem svodi na specijalni slučaj scenarija bez prisustva obnovljivih izvora energije. Tabela 5.10 pregledno prikazuje indekse PI i SI ostvarljive u scenariju B, u slučajevima kada se cijena prirodnog gasa mijenja od originalnih do dvostrukih vrijednosti, uz ostale parametre održavane konstantnim. Slika 5.8 prikazuje sedmični dijagram angažovanja za (a) inicijalne i (b) udvostručene cijene prirodnog gasa.

Tabela 5.10 – Indeksi performansi u funkciji cijene goriva za scenario B

Multiplikator cijene goriva	1	1,25	1,5	1,75	2
SI	27,5	22,8	18,7	14,8	14,4
PI	99,9	99,9	99,9	99,7	97,5



Slika 5.8 – Primjeri angažovanja agregata za scenario B:
 (a) originalne cijene goriva; (b) udvostručene cijene goriva.

Vjetrogenerator ne može da obezbijedi snagu kada god to korisnik želi, tako da se može smatrati da on ne utiče na sjećenje vršne snage nego samo na smanjivanje volumetrijske komponente korisničkog računa. Mikroturbina se u slučaju jeftinog prirodnog gasa koristi za obe svrhe, dok se za slučajeve kada cijene gasa rastu, njeno angažovanje svodi samo na sjećenje vršne snage. Iz tog razloga, za slučaj sa skupim energentima, zbog malog broja časova rada mikroturbine, potrebno je razmotriti njenu zamjenu investiciono mnogo jeftinijim dizel-agregatom.

5.8. Zaključne napomene

Teorijski maksimum smanjenja energetskeg računa kojeg bi korisnik ostvario upotrebom sopstvene distribuirane proizvodnje moguće je garantovati samo u determinističkim okolnostima, kada su sve ulazne veličine poznate za čitavi period posmatranja unaprijed. U realnosti, nekoliko važnih ulaznih veličina se mijenja nepredvidljivo, pa je stoga realno ostvarljivi iznos uštede najčešće manji od teorijskog maksimuma. Algoritam koji je prezentovan u ovoj disertaciji postiže veoma dobre rezultate približavajući realno ostvarljivi iznos uštede teorijskom maksimumu u širokom opsegu promjene vrijednosti ulaznih veličina. Simulacije pokazuju da je potencijal korisničke distribuirane proizvodnje da donese uštedu primarno uslovljen odnosom cijena energenata i električne energije, te devijacijom korisničke snage potrošnje. Vrijednost distribuirane proizvodnje nije značajno uslovljena tipom upotrijebljenog stohastičkog modela potrošnje. Smanjenje efikasnosti agregata pri radu sa snagama manjim od nominalne treba uvažiti kada agregati dominantno rade u modu sjećanja vršne snage. Ispadi pojedinih agregata mogu ozbiljno da pokvare kvalitet angažovanja u tekućem mjesecu i da prilično smanje iznos ostvarljive uštede. Ipak, ispostavlja se da u realnim uslovima, kada su vjerovatnoća dešavanja kvara u trenutku kada je snaga potrošnje visoka i vjerovatnoća ispada agregata male, pitanje pouzdanosti ne predstavlja problem od kritičnog značaja.

Na kraju, treba istaknuti da potencijal distribuirane proizvodnje da donese uštedu i indeks performansi predstavljenog algoritma za angažovanje agregata imaju pozitivnu korelaciju. U slučaju kada je investicija u korisničku distribuiranu proizvodnju isplativa zbog povoljnog odnosa između cijena energenata i električne energije, performanse algoritma i efikasnost proizvodnje su takođe na najvišim vrijednostima. U suprotnom, uspješnost algoritma angažovanja opada u slučajevima kada zbog loše potencijalne uštede korisnik svakako ne bi ni uložio u sopstvenu proizvodnju.

6. Korist od kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije

6.1. Uvodno razmatranje

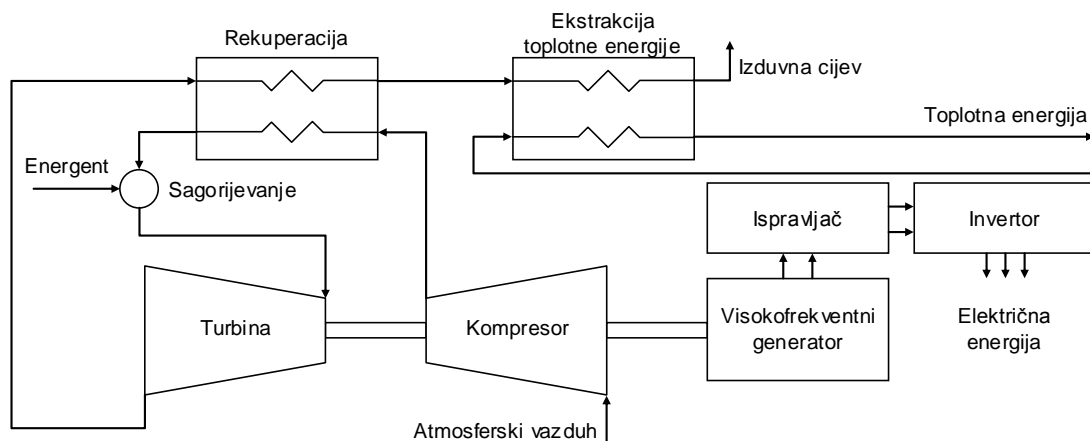
Potrebu industrijskih i komercijalnih korisnika za električnom energijom, u velikom broju slučajeva, takođe prati i potreba za toplotnom energijom. Tradicionalne načine za snabdjevanje toplotnom energijom predstavljaju bilo kupovina toplotne energije od snabdjevača – toplane, bilo kupovina nekog energenta i proizvodnja toplotne energije u vlastitoj režiji. Ukoliko korisnici ulože u distribuiranu proizvodnju radi smanjenja računa za električnu energiju, što je razmatrano u prethodnom poglavlju, otvara se mogućnost da se time takođe smanje i računi za toplotnu energiju, ako se korisno upotrijebi otpadna toplota koja se uz električnu energiju pojavljuje kod određenih tipova proizvodnih jedinica. Za agregate koji kombinovano proizvode toplotnu i električnu energiju uobičajen je akronim CHP (engl. *combined heat and power*).

Cilj ovog poglavlja je da se istraži primjenjivost algoritma prezentovanog u prethodnom poglavlju (ETC algoritam) na prošireni slučaj kada se osim električnog konzuma pojavljuje i nedominantni toplotni konzum. Namjera je da se identifikuje iznos iskoristive toplotne energije, odnosno da se kvantifikuje odgovarajuće poboljšanje ekonomskog potencijala distribuirane proizvodnje, uz poređenje sa dometima tradicionalnih algoritama. Sekundarni cilj je da se ilustruju mogućnosti za dalje preinake i poboljšanja navedenog algoritma.

6.2. Mogućnosti za korišćenje otpadne toplote

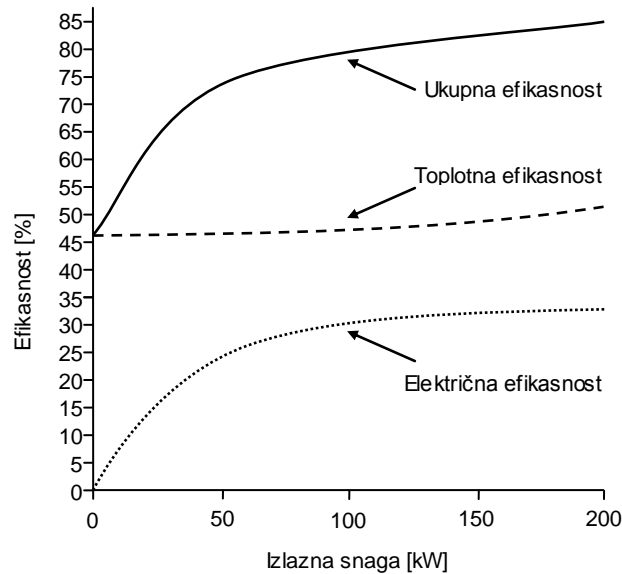
Toplota je nusproizvod praktično kod svih tehnologija distribuirane proizvodnje koje su bazirane na termodinamičkim ciklusima. U režimu rada kada se koristi samo električna energija, proizvedena toplota se pomoću hladnjaka nepovratno odaje u

atmosferu. Postoji mogućnost da se u proizvodni sistem dogradi izmjenjivač toplote uz pomoć kojeg bi se jedan dio toplotne energije, koji se inače odbacuje, ipak korisno upotrijebio. Princip rada sistema za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije na primjeru mikroturbine ilustrovan je blok-šemom prikazanom na slici 6.1.



Slika 6.1 – Šema mikroturbine predviđene za CHP

Iz turbine izduvni gas prolazi kroz rekuperator i dolazi na izmjenjivač toplote. Temperatura gasa na ulazu u izmjenjivač tipično iznosi 200-350°C. To je dovoljno da se izvrši prenos toplote na sekundarno kolo – toplovod, koji vodi ka toplotnim potrošačima. Postoji varijanta u kojoj se izbjegava upotreba rekuperatora, gdje na izmjenjivač toplote dolazi gas znatno veće temperature (i do 650°C). Na taj način se odnos između toplotne i električne energije (engl. *heat to power ratio* - HPR) povećava na stranu toplotne energije. Za svaki agregat moguće je odrediti krive električne i toplotne efikasnosti u zavisnosti od izlazne snage. Te krive su često nelinearne iako se u jednoj grupi radova smatra da su efikasnosti konstantne bez obzira na snagu agregata. Primjeri krivih električne i toplotne efikasnosti za mikroturbinu snage 200 kW dati su na slici 6.2.



Slika 6.2 – Efikasnost mikroturbine u funkciji izlazne snage

I druge tehnologije omogućavaju korisnu upotrebu otpadne toplote, kao što su na primjer gasne turbine, mašine sa unutrašnjim sagorijevanjem i gorivne ćelije. Sve navedene tehnologije se mogu podvesti pod isti opšti princip, mada postoje određene razlike u oblicima krivih električne i toplotne efikasnosti, te u odnosu između električne i toplotne snage koji se ostvaruje u različitim režimima rada. Na primjer, gorivne ćelije su jedina tehnologija od navedenih kod koje se stepen efikasnosti povećava kada se radi sa snagom manjom od nominalne. Što se tiče odnosa toplotne i električne snage (HPR), najmanje vrijednosti se pronalaze kod dizel agregata, gdje se spuštaju do 0,4. Druga krajnost je prisutna kod agregata baziranih na turbinama i mašinama na gas kod kojih koeficijent HPR dostiže i do 2,5.

6.3. Pregled dosadašnjeg istraživanja

Tradicionalni principi angažovanja CHP jedinica su praćenje električne snage potrošnje (engl. *electricity tracking* - ET) i praćenje toplotne snage potrošnje (*heat tracking* - HT) [60]. Podrazumijeva se da u slučaju kada je električna ili toplotna potrošnja veća od maksimalne snage CHP agregata praćenje ne može biti do kraja dosljedno. U tom slučaju se agregat angažuje maksimalnom snagom, a iznos energije koji nedostaje preuzima se iz drugog načina snabdijevanja. U formulaciji problema kako je usvojena u ovoj disertaciji, navedeni slučaj se javlja po pravilu. Suprotni slučaj, tj. praćenje opterećenja bez izuzetaka, može izvesti samo jedinica dovoljno velike

instalirane snage. Međutim, ispostavlja se da kupovina prevelike jedinice uglavnom nije ekonomski isplativa zbog lošeg odnosa investicionih troškova i potencijalne uštede za korisnika. Iako su principi praćenja električnog ili toplotnog dijagrama potrošnje jednostavni za implementaciju, oni ne moraju da budu i ekonomični. Jedan od razloga za to je što ne uvažavaju postojanje naplate vršne snage angažovane iz mreže. Problem vršne snage spominje se u radu [47]. Autori predlažu da se uz algoritme ET i HT, takođe testira i algoritam rada distribuiranog agregata minimalnom snagom, ali dovoljnom da se vršna snaga angažovana iz mreže smanji za unaprijed definisani željeni iznos. Željeni iznos smanjenja vršne snage se varira sa određenim korakom, u namjeri da se iznos korisničke uštede što više približi teorijskom maksimumu. Osnovne razlike u odnosu na ETC algoritam iz ove disertacije su što se ovdje električna i termička efikasnost agregata smatraju konstantnim, što se ne može posmatrati više različitih jedinica u kombinaciji i što se vršna snaga posmatra na nivou jednog dana, za razliku od češće prakse posmatranja na mjesečnom nivou. U radu [12] se predlaže veoma sličan koncept uz iste razlike prema ETC algoritmu, uz specifičnost da se dozvoljeni prag vršne snage angažovane iz mreže ne određuje pretraživanjem nego predikcijom. Autori rada [13] takođe u inicijalnoj postavci problema angažovanja agregata pominju mogućnost kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije, ali je termička komponenta izostavljena iz simulacija i rezultata. Ovom pregledu referentnih radova definitivno pripada i autentični heuristički blisko-optimalni algoritam [15]. Po ovom metodu se generiše slučajni set ulaznih podataka koji se očekuju u budućnosti, a onda se upravljačka akcija za naredni vremenski interval, određuje minimizacijom očekivane vrijednosti troškova za tako pretpostavljene ulazne podatke.

6.4. Matematička formulacija problema

Svi iznosi troškova se, kao i u prethodnom poglavlju, posmatraju na mjesečnom nivou, jer snabdjevači računaju za utrošenu energiju obračunavaju na periodu kalendarskog mjeseca.

Prije investicije u distribuiranu proizvodnju korisnički mjesečni račun uključuje troškove električne (C_E) i toplotne energije (C_Q).

$$C_m^{NoDG} = C_E + C_Q \quad (6.1)$$

Kod tarifiranja po TOU principu, iznos računa za električnu energiju računa se po sljedećoj formuli (ranije je navedena u tabeli 5.2):

$$C_E = \sum_h C_{PU}^{kWh}(h)L(h)\Delta t + C_{PU}^{kW} \max_h L(h) + C_{PU}^{Fix} \quad (6.2)$$

u kojoj se uočavaju sabirci za potrošenu energiju, angažovanu vršnu snagu i fiksne troškove priključka, mjerenja, očitavanja i slično.

Ukoliko se toplotna energija kupuje od toplane, tada se troškovi računaju po jednostavnoj formuli:

$$C_Q = \sum_h C_Q^{kWh} \cdot Q(h) \cdot \Delta t + C_Q^{Fix} \quad (6.3)$$

gdje su:

C_Q^{kWh} - cijena kilovat-časa toplotne energije,

C_Q^{Fix} - mjesečna fiksna nadoknada za priključak na toplanu,

$Q(h)$ - toplotna snaga preuzeta od toplane u času h ,

Ako se pak kupuje neki energent i toplotna energija dobija lokalno pomoću sopstvenih kotlova troškovi za snabdijevanje toplotnom energijom se računaju pomoću relacije:

$$C_Q = \sum_h C_F^{vol} \cdot \frac{1}{H \cdot \eta_B} Q(h) \cdot \Delta t \quad (6.4)$$

uz sljedeće značenje oznaka:

C_F^{vol} - cijena energenta po prodajnoj jedinici,

H - toplotna moć energenta po prodajnoj jedinici,

η_B - efikasnost kotla.

Kada se distribuirana proizvodnja uključi kao alternativa za snabdijevanje potrošača, kojom se može pokriti jedan dio ili cjelokupna energetska potreba korisnika, pojavljuju se novi troškovi, koji će biti označeni sa C_{DG} . S druge strane, troškovi kupljene električne i toplotne energije se smanjuju. Novi ukupni troškovi iznose:

$$C_m^{DG} = C'_E + C'_Q + C_{DG} \quad (6.5)$$

Troškovi distribuirane proizvodnje se izražavaju kao suma varijabilne i fiksne komponente, što je takođe objašnjeno u okviru prošlog poglavlja (odjeljak 5.4.1):

$$C_{DG} = \sum_i \sum_h C_i^{DG-VAR}(P_i) \cdot P_i(h) \cdot \Delta t + \sum_i C_i^{DG-FIX} \cdot P_i^{INS} \quad (6.6)$$

Novi troškovi električne energije C'_E se računaju po formuli za C_E , uz napomenu da su iznosi energije preuzete od snabdjevača u ovom slučaju manji.

Novi troškovi toplotne energije će takođe biti manji, jer će se korisno upotrijebiti otpadna toplota iz CHP proizvodnih jedinica, Q_{CHP} . Tako će za slučaj kada se toplotna energija kupuje vrijediti:

$$C'_Q = \sum_h C_Q^{kWh} \cdot \max\{Q(h) - Q_{CHP}(h), 0\} \cdot \Delta t + C_Q^{Fix} \quad (6.7)$$

a kada se proizvodi vlastitim kotlom

$$C'_Q = \sum_h C_F^{vol} \cdot \frac{1}{H \cdot \eta_B} \cdot \max\{Q(h) - Q_{CHP}(h), 0\} \cdot \Delta t \quad (6.8)$$

Osnovni smisao je da novi ukupni troškovi budu manji od troškova prije instalacije distribuirane proizvodnje. Ušteda za korisnika je razlika navedena dva iznosa:

$$S_m = C_m^{NoDG} - C_m^{DG} \quad (6.9)$$

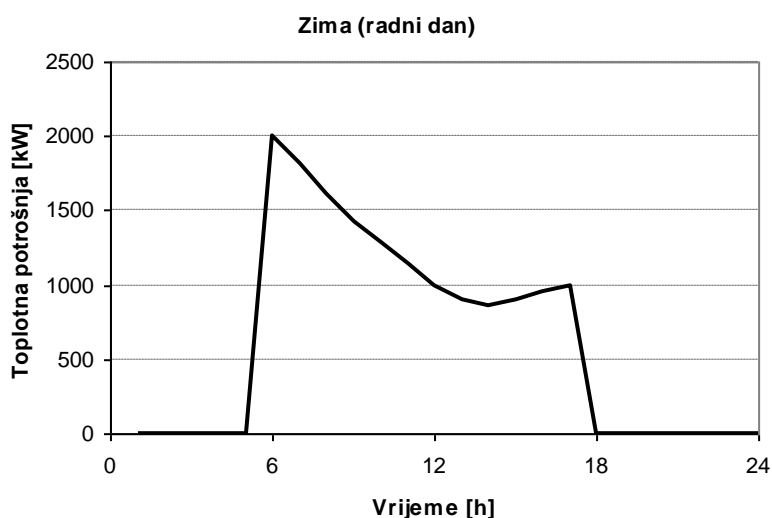
Prava svrha je da iznos ostvarljive uštede bude što je moguće veći, te da u dovoljnoj mjeri nadjačava iznos investicionih troškova svedenih na mjesečni nivo. U ovom slučaju ušteda osim koristi od smanjenja računa za električnu energiju (ranije označena sa B_{OPT}) sadrži i uštedu od kombinovane proizvodnje toplotne energije (B_{CHP}):

$$B_{OPT} + B_{CHP} = \sum_{m=1}^{12} S_m \quad (6.10)$$

6.5. Dometi ostvarljivi predloženim algoritmom

6.5.1. Osnovna kvalitativna analiza

I prije formalnih dokaza, intuitivno se može zaključiti da predloženi ETC algoritam bolje odgovara korisnicima koji pretežno koriste električnu, a manje toplotnu energiju. Ukoliko se kao rezultat rada distribuirane proizvodnje pojavljuje određena količina toplotne energije, ona se posmatra kao „besplatan“ resurs, koji omogućava da se smanji kupovina od toplane ili vlastita proizvodnja u posebnom kotlu. Suprotni slučaj, kada toplotna potrošnja dominira nad električnom, nije pogodan za ETC algoritam, jer bi u takvoj klasi problema stavka računa za toplotnu energiju bila dominantna nad stavkom za vršnu električnu snagu, te bi korišćenje algoritama baziranih na odsijecanju vršne snage izgubilo smisao. Optimalno bi bilo kada bi dijagram toplotne potrošnje savršeno odgovarao količini toplotne energije koja se dobija iz CHP jedinica. U realnosti, mala je vjerovatnoća takvog poklapanja. Na primjer, kod objekata kod kojih se toplotna energija koristi samo za grijanje prostora, tipični dijagram toplotne potrošnje izgleda kao što prikazuje slika 6.3.



Slika 6.3 – Tipični dnevni dijagram toplotne potrošnje za grijanje prostora

Jedan od načina modelovanja toplotne potrošnje je da se ovaj dijagram skalira u zavisnosti od dana u sedmici i sedmice u godini. Definitivno će postojati i stohastička komponenta koja zavisi od meteoroloških uslova, prevashodno od temperature. Matematički zapis takvog modela u multiplikativnoj formi bi izgledao ovako:

$$Q(w, d, h) = Z(w, d, h) \times Q_y \times M_w(w) \times M_d(d) \times M_{h,k}(h) \quad (6.11)$$

gdje su

$Z(w, d, h)$ – stohastički multiplikator,

Q_y – godišnja vršna termička snaga,

$M_w(w)$ – sedmična snaga kao procenat u odnosu na godišnji maksimum,

$M_d(d)$ – dnevna snaga kao procenat u odnosu na sedmični maksimum,

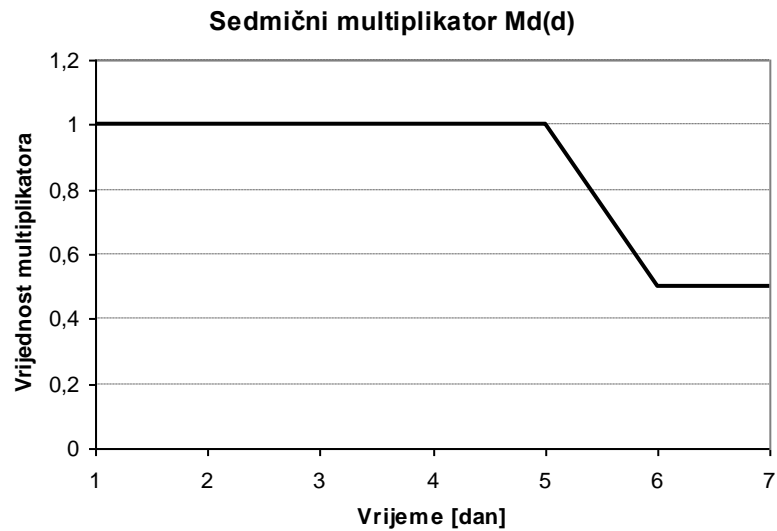
$M_{h,k}(h)$ – snaga u satu h u odnosu na dnevni maksimum, za dan tipa k .

S druge strane, kod hotela i zdravstvenih ustanova dijagram toplotne potrošnje je značajno ravniji zbog pripreme tople vode i aktivnosti koje se provode 24 časa, sedam dana u nedjelji. U industriji opet, mogući su potpuno autentični oblici dijagrama toplotne potrošnje koji zavise od specifičnosti proizvodnih procesa.

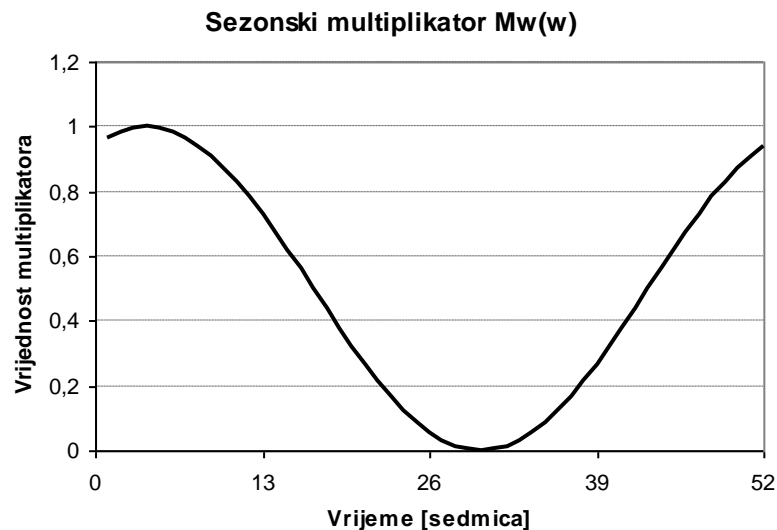
U usklađivanju balansa između toplotne proizvodnje i potrošnje, jednim dijelom mogu da pomognu i uređaji za termičko skladištenje (npr. tankovi za toplu vodu).

6.5.2. Ilustrativni numerički rezultati

Za numeričku ilustraciju primjene ETC algoritma odabran je jednostavan deterministički slučaj. Dijagram električne potrošnje, radi komparativnih namjera, isti je kao u test slučaju iz prošlog poglavlja (odjeljak 5.4.3 i slika 4.1). Ovdje je dodat i toplotni konzum koji se svodi na grijanje prostorija. U osnovi dijagrama toplotne potrošnje je dijagram sa slike 6.3. Vrijednosti sedmičnog multiplikatora $M_d(d)$ i sezonskog multiplikatora $M_w(w)$ prikazane su na slikama 6.4 i 6.5, respektivno. Sezonski multiplikator pokazuje zavisnost potrebe za grijanjem u funkciji doba godine, dok sedmični multiplikator pokazuje potrebu za grijanjem za pojedine dane tokom sedmice. Stohastička komponenta u ovom determinističkom primjeru biće zanemarena, tj. pretpostaviće se da je $Z(w, d, h) = 1$, za svako w , d i h .



Slika 6.4 – Sedmični multiplikator toplotne potrošnje

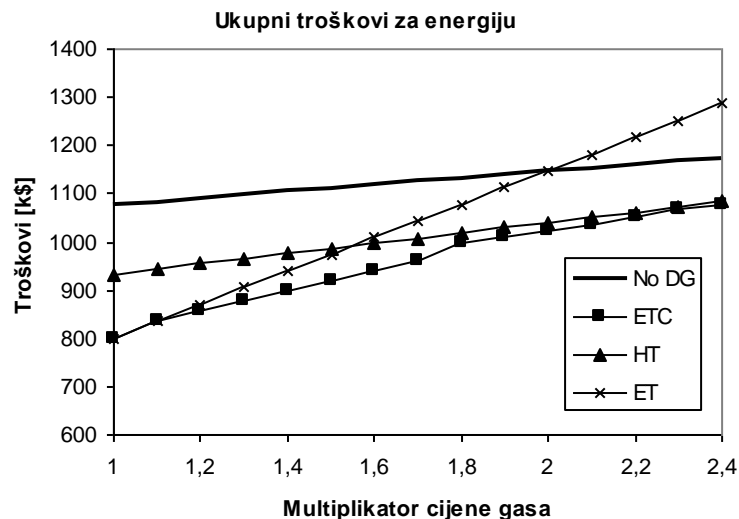


Slika 6.5 – Sezonski multiplikator toplotne potrošnje

Smatra se da korisnik investira u mikroturbinsko postrojenje na prirodni gas snage 600 kW, sačinjeno od tri identične jedinice od po 200 kW. Pretpostavlja se da dijagrami električne i termičke efikasnosti u zavisnosti od izlazne snage odgovaraju podacima za postrojenje C600 koje proizvodi *Capstone*. To znači da je električna efikasnost agregata ilustrovana slikom 4.4a, a da je raspoloživa toplotna energija približno konstantna i jednaka 1,58 kWth/kWe. [61]. Prije instalacije mikroturbina korisnik toplotnu energiju dobija sagorijevanjem prirodnog gasa u vlastitom kotlu, čija je ukupna efikasnost 80%. Cijena prirodnog gasa će se preslikati iz odjeljka 5.4.3, dakle

\$7 za 1000ft³ (\$0,25 za 1 m³), a takođe i cijene električne energije, tj. \$11,39 za kilovat vršne snage, \$0,13 za kilovat-čas u višoj tarifi i \$0,08 za kilovat-čas u nižoj tarifi.

Ukupni godišnji troškovi za energiju koji iznose nešto ispod 1,1 milion dolara, vlastitom proizvodnjom dijela električne i toplotne energije, smanjili bi se na oko 800 hiljada, što čini preko 25%. Ako bi pretpostavili da postrojenje C600(CHP) košta 1.180.000 dolara, prosti period otplate bi iznosio manje od 4,5 godine, pa u ovako definisanom slučaju investiranje u mikroturbinsko postrojenje ima visoku ekonomsku opravdanost. Ovakav značajno isplativ slučaj realno je moguć ipak samo u zemljama koje posjeduju sopstveni gas koji se prodaje po povoljnoj cijeni. Isplativost predloženog algoritma za angažovanje distribuirane proizvodnje opada sa povećavanjem odnosa cijena energenata prema cijeni električne energije. Analiza osjetljivosti je prikazana na slici 6.6. Cijena električne energije se drži fiksiranom, dok je cijena gasa povećavana do iznosa koji je 2,4 puta veći od polaznog. Oznakom *No DG* obilježeni su ukupni troškovi koje korisnik plaća kada nema distribuirane proizvodnje, a sa *ETC* troškovi kada se distribuirana proizvodnja eksploatiše po predloženom algoritmu. Jasno se vidi da kako cijena gasa raste, iznos potencijalne uštede kontinuirano opada. Tako na primjer, za cijenu gasa koja je dvostruko veća od polazne, ušteta opada na svega oko 9%, povećavajući prosti period otplate na oko 9,5 godina. Na istom dijagramu su prikazani rezultati koji bi se ostvarili korišćenjem metoda za praćenje električnog dijagrama potrošnje (ET) i toplotnog dijagrama potrošnje (HT). Primjećuje se da je praćenje električnog dijagrama potrošnje isplativije kada je gas jeftiniji, a da postaje sve manje isplativo kako cijena gasa raste, da čak i gubi smisao pri određenoj granici. Nasuprot tome, algoritam praćenja toplotnog dijagrama potrošnje bolje rezultate postiže kada je gas skuplji. Ipak, za čitavi opseg posmatranja cijena gasa, nijedan od dva algoritma praćenja dijagrama potrošnje (ET i HT) ne postiže bolje rezultate od predloženog algoritma (ETC).



Slika 6.6 – Promjena ukupnih energetske troškova u funkciji cijene gasa (No DG – bez distribuirane proizvodnje; ETC – predloženi algoritam; HT – praćenje toplotnog dijagrama potrošnje; ET – praćenje električnog dijagrama potrošnje)

Još kvantitativnih rezultata na temu kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije može se pronaći u poglavlju 9 gdje je prezentovan integralni ilustrativni primjer.

6.6. Mogućnosti za dalja poboljšanja

Iako ETC algoritam za određene klase problema daje odlične rezultate, moguće je da u drugim okolnostima njegovi limiti budu daleko ispod ostvarljivog maksimuma. Time ostaje otvoren prostor ka njegovom daljem poboljšavanju i usavršavanju, pogotovo u slučaju kada pored električnog postoji i toplotni konzum. U nastavku se navode dvije mogućnosti za istraživanje koje bi se nadovezalo na

6.6.1. Mogućnost 1: Modifikacija krivih troškova za električnu proizvodnju

Ako neki od agregata ima opciju kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (CHP) upravljanje DG se može sprovoditi u osnovi korišćenjem istog softvera, uz male modifikacije. To se radi tako što se ušteda nastala proizvodnjom toplotne energije (izbjegavanjem kupovine toplotne energije, kupovine gasa, i sl.) ekvivalentira uštedom u proizvodnji električne energije. Za svaku električnu snagu iz radnog opsega agregata određuje se moguća toplotna snaga i odgovarajuća ušteda. Potom se krive troškova CHP agregata ($C_i = f(P_i)$) modifikuju tako da se one spuste za iznos uštede od

izbjegnute kupovine toplotne energije. Ovim postupkom krive troškova mogu postati još više nelinearne, ali odlika prezentovanog algoritma upravljanja je da mu to ne smeta.

Ovdje se podrazumijeva da korisnik može potrošiti svu toplotnu energiju koju proizvede CHP sistem. U suprotnom moralo bi se za svaku pojavu ograničenja iskoristive toplotne snage vršiti zasebna procedura modifikacije krivih troškova CHP sistema, čime se umanjuje jednostavnost i praktičnost ovog algoritma. Ukoliko termičko skladištenje može pomoći u optimizaciji, svakako treba da bude uvaženo.

6.6.2. Mogućnost 2: Povećavanje nivoa angažovanja CHP jedinica kod velike termičke potrošnje

ETC algoritam se prilagođava električnoj potrošnji, pa u slučajevima kada toplotna potrošnja dominira nad električnom, velika je vjerovatnoća da snaga CHP jedinice koju predlaže algoritam ima manju vrijednost od optimalne. Iz navedenog razloga, postoji prostor da se ETC algoritam dopuni tako da se pokušava povećati izlazna snaga CHP jedinica u periodima visoke termičke potrošnje, ako za to ima kapaciteta. Pozitivna stvar je što će se povećavanjem izlazne snage smanjiti potreba za angažovanjem drugih jedinica, odnosno potreba za kupovinom iz mreže, pa time definitivno neće doći do povećavanja troškova za vršnu snagu.

7. Korist u vidu popravljivanja pouzdanosti snabdijevanja

7.1. Uvodno razmatranje

Neki potrošači su znatno osjetljivi na prekide napajanja. To su na primjer procesna industrija, finansijske kompanije i medicinske ustanove. Istraživanja pokazuju da samo u SAD godišnja šteta koju zbog prekida napajanja pretrpe korisnici iznosi preko 100 milijardi dolara [63]. Navedeni iznos štete je dostigao ovako visoku vrijednost, jer postoji veliki broj potencijalnih posljedica kojima zbog prekida napajanja mogu biti izloženi industrijski i komercijalni potrošači, kao npr.:

- posljedice po zdravlje i živote ljudi,
- oštećenja opreme,
- oštećenja izlaznih proizvoda,
- troškovi restartovanja procesa,
- troškovi dodatnog održavanja,
- gubitak potencijalne zarade,
- troškovi neangažovane radne snage,
- troškovi kasnijeg prekovremenog rada.

Iz navedenih razloga, u slučajevima gdje instalisanje distribuirane proizvodnje može donijeti značajna poboljšanja pouzdanosti i izbjegavanje štete, potrebno je i ove efekte uključiti u planerski model. Pokazuje se da kod korisnika koji su veoma osjetljivi na prekide napajanja distribuirana proizvodnja može donijeti veću korist na polju pouzdanosti, nego na smanjenju računa za energiju. Problematika određivanja troškova koji kod korisnika nastaju usljed prekida napajanja nije nova i naširoko je obrađivana u literaturi od temeljnih principa do kasnijih specifičnih istraživanja, pa je razvijen niz determinističkih i stohastičkih metoda. Međutim, slično kao kod problematike minimizacije troškova pogona, akcenat je opet stavljen na elektroenergetski sistem i pokazatelji pouzdanosti su usrednjeni, a pojedinačni korisnik se utapa u statistiku iako

je moguće da njegovi parametri značajnije odstupaju od prosječnih vrijednosti. Takođe, većina metoda za procjenu pouzdanosti traži poznavanje strukture elektroenergetskog sistema i parametara pouzdanosti pojedinih elemenata, a korisnik realno teško može posjedovati te podatke. Iz navedenih razloga prezentuje se algoritam koji treba da pomogne u što boljoj procjeni koristi koje korisniku donosi instalisanje distribuirane proizvodnje, ali na osnovu podataka koje on realno može posjedovati. Metod je baziran *Monte Carlo* simulacijama čime je omogućeno uvažavanje niza uticajnih činjenica iz realnosti.

7.2. Pregled dosadašnjeg istraživanja

Tokom proteklih par decenija istraživači su veoma zainteresovani za problem pouzdanosti napajanja korisnika električnom energijom. Suštinska pitanja na koja se traži odgovor su: (a) određivanje aktuelne pouzdanosti napajanja, (b) određivanje poboljšanja pouzdanosti izvodljivog korišćenjem distribuirane proizvodnje i (c) kvantifikovanje vrijednosti pouzdanosti, odnosno poboljšanja pouzdanosti u novčanim jedinicama.

7.2.1. Određivanje aktuelne pouzdanosti napajanja

Istorijski starije načine za određivanje pouzdanosti napajanja predstavljaju analitički metodi [54][64][65]. Analitički metodi su jednostavniji za provođenje, jer su bazirani na determinističkim principima. S obzirom da se radi sa očekivanim (prosječnim) vrijednostima ulaznih veličina analitički metodi kao izlaz daju prosječne vrijednosti pokazatelja pouzdanosti. Sa jačanjem računarske tehnologije počelo je favorizovanje simulacionih metoda [51][52][53]. Simulacione metode su komplikovanije i zahtjevnije, ali imaju prednost što mogu da uvažavaju razne pojave iz realnosti koje se kod analitičkih metoda moraju zanemariti. Primjeri činjenica koje se javljaju u praksi, a koje analitički metod ne uvažava su:

- broj kvarova nije isti od godine do godine,
- intenzitet otkaza nije konstantna vrijednost nego varira u vremenu,
- vremena popravke zavise od sezone, dana u mjesecu i sata u danu,
- snaga potrošnje nije konstantna,
- postoje nelinearnosti u nekim modelima, itd.

Simulacionom metodom se generišu slučajni kvarovi i posmatra čitav niz događaja do stacionarnog stanja sistema. Takva procedura se ponavlja mnogo puta, gdje broj ponavljanja zavisi od složenosti i vremena trajanja izračunavanja. Umjesto jedinstvenog (prosječnog) rezultata, upotrebom simulacione metode generiše se raspodjela vjerovatnoće izlaznih rezultata, iz koje se osim prosječnih vrijednosti takođe mogu dobiti varijansa i momenti višeg reda. Poznavajući navedene prednosti i znajući visok nivo razvoja današnje računarske tehnologije, u ovoj disertaciji se upotrebljava simulacioni metod.

7.2.2. Određivanje poboljšanja pouzdanosti pomoću distribuirane proizvodnje

Slično kao kod određivanja poboljšanja uštedama u energetsom računu, najveće interesovanje autora veže se za ugao posmatranja vlasnika/operatora distributivne mreže. Priličan broj radova je publikovan na temu doprinosa distribuirane proizvodnje poboljšanju sistemskih pokazatelja pouzdanosti. Rezultati nekih od reprezentativnih istraživanja se mogu pročitati u radovima [67]-[73]. Uvidjevši da postoji prazan prostor u oblasti određivanja poboljšavanja pouzdanosti napajanja pojedinačnog korisnika koje se izvodi sopstvenim agregatima u vlastitoj režiji, obavljeno je istraživanje [74]. Ovo poglavlje disertacije najvećim dijelom je bazirano na rezultatima navedenog istraživanja.

7.2.3. Kvantifikovanje vrijednosti pouzdanosti

Posljednje važno pitanje je kako pokazatelje pouzdanosti preslikati u novčane iznose. Tokom proteklih par decenija i ovo pitanje je prilično intenzivno razmatrano. Reprezentativne reference su na primjer [51], [53]-[55], [66], [75]-[76]. Logika na osnovu koje se temelje sva navedena istraživanja se svodi na sljedeće činjenice:

- Vrijednost pouzdanosti napajanja se teško izražava u direktnom obliku. Umjesto direktno, lakše se prikazuje indirektno, u formi vrijednosti nepouzdanosti napajanja, odnosno u formi iznosa štete prouzrokovane prekidima napajanja.
- Iznosi štete usljed prekida napajanja se najpouzdanije određuju anketiranjem samih korisnika. Postoje i indirektne metode bazirane npr. na ekonomskim pokazateljima društvene zajednice, ali njima se dobijaju samo prosječne vrijednosti.
- Dvije najpoznatije metode za kvantifikovanje šteta usljed prekida napajanja tokom anketiranja korisnika su direktna metoda i indirektna metoda. Po direktnoj metodi

korisnik se pita kolika bi bila njegova šteta koja bi se javila pri određenim hipotetičkim scenarijima nestanka napajanja (pri kvarovima različitog vremena dešavanja i različitog trajanja). Kod indirektno metode, korisnik treba da kaže kolika je njegova spremnost da uloži novac u predupređenje potencijalne štete usljed prekida napajanja (engl. *willingness to pay* - WTP).

- Korisnički iznosi štete usljed prekida napajanja se izražavaju u formi funkcija štete korisnika (engl. *customer damage functions* - CDF). Ove funkcije zavise od nekoliko bitnih ulaznih veličina, a prevashodno od trajanja prekida napajanja, vremenskog trenutka kada se dešava prekid i snage za koju je potrošač ostao uskraćen.

Navedene činjenice su prihvaćene kao validne i ugrađene su u metodologiju koja se prezentuje u nastavku poglavlja.

7.3. Raspregnutost sa problemom optimalnog angažovanja agregata

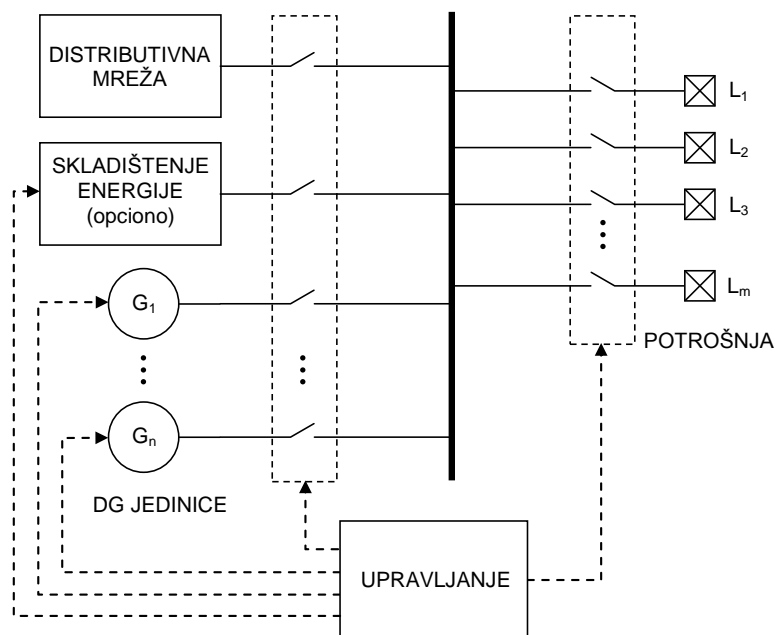
Simulaciona procedura kojom se vrednuje poboljšanje pouzdanosti može biti izvođena paralelno sa simulacionom procedurom za određivanje optimalnog angažovanja agregata sa ciljem minimizacije troškova. Međutim, postoje čvrsti argumenti da se ove dvije procedure mogu raspregnuti i izvoditi odvojeno, jer njihov međusobni uticaj nije od velikog značaja. Objašnjenje je sljedeće:

U savremenim elektroenergetskim sistemima ukupno vrijeme trajanja prekida na nivou godine relativno je malo. Govori se o tipičnim vrijednostima od oko sat vremena godišnje, što je tek nešto više od 0,01% od ukupnog broja sati u godini. Optimalni dispečing će dakle biti pokvaren samo kratkotrajno. Da bi se predupredilo isključenje napajanja iz mreže, distribuirana proizvodnja će biti angažovana koliko god je potrebno, što vjerovatno znači svojom maksimalnom snagom. Ukoliko su troškovi kilovat-časa proizvedenog sopstvenim resursima veći od cijene kilovat-časa iz mreže, stavka računa za potrošenu energiju će biti povećana. Zbog relativno kratkog trajanja prekida, to povećanje nije dramatično. Nadalje, stavka računa za angažovanu vršnu snagu neće nimalo biti povećana. Snaga iz mreže za vrijeme kvara pada na nulu, što nema nikakav uticaj na maksimalnu snagu angažovanu iz mreže na nivou kalendarskog mjeseca.

7.4. Predložena metoda

Koncept razmatranog sistema prikazan je dijagramom na slici 7.1.

Za razliku od izvornog koncepta sistema sa slike 3.2 ovdje je dodat opcioni blok za skladištenje energije. Uređaj za skladištenje nije namijenjen da učestvuje u bilansiranju snaga, nego da samo nakratko napaja dio potrošnje u slučaju kratkotrajnih ispada napajanja iz mreže.



Slika 7.1 – Koncept sistema za analizu problema pouzdanosti

Korist od popravljjanja pouzdanosti B_{REL} računa se kao umanjeње troškova usljed nepouzdanosti, koje korisnik postigne primjenom distribuirane proizvodnje:

$$B_{REL} = C_{REL} - C_{REL}^{DG} \quad (7.1)$$

gdje su:

C_{REL} - godišnji troškovi koje korisnik ima zbog nepouzdanosti kada nema instalisane distribuirane proizvodnje,

C_{REL}^{DG} - godišnji troškovi koje korisnik ima zbog nepouzdanosti kada postoji distribuirana proizvodnja.

7.4.1. Procedura simulacije

Procedura *Monte Carlo* simulacije se sastoji od sljedećih koraka:

Algoritam R

- R1.** Priprema zajedničkih podataka, koji su nepromjenjivi u izvjesnim kvantima vremena, kao što su na primjer vektori snage potrošnje korisnika, cijene električne energije i cijene energenata koje troše distribuirani agregati.
- R2.** Generisanje seta kvarova, uz uvažavanje godišnje učestanosti i uslovnih raspodjela vjerovatnoće kvarova u funkciji časa u danu, dana u sedmici i mjeseca u godini.
- R3.** Računanje korisničke štete usljed prekida napajanja za slučaj kada ne postoji distribuirana proizvodnja.
- R4.** Priprema podataka za pojedine investicione varijante u distribuiranu proizvodnju, neophodnih za evaluaciju popravljanja pouzdanosti.
- R5.** Računanje korisničke štete usljed prekida napajanja za slučajeve kada postoji distribuirana proizvodnja i računanje uštede dobijene popravljanjem pouzdanosti B_{REL} .
- R6.** Ponavljanje koraka 4-5 za svaku DG investicionu varijantu.

Korak R1: Priprema zajedničkih podataka

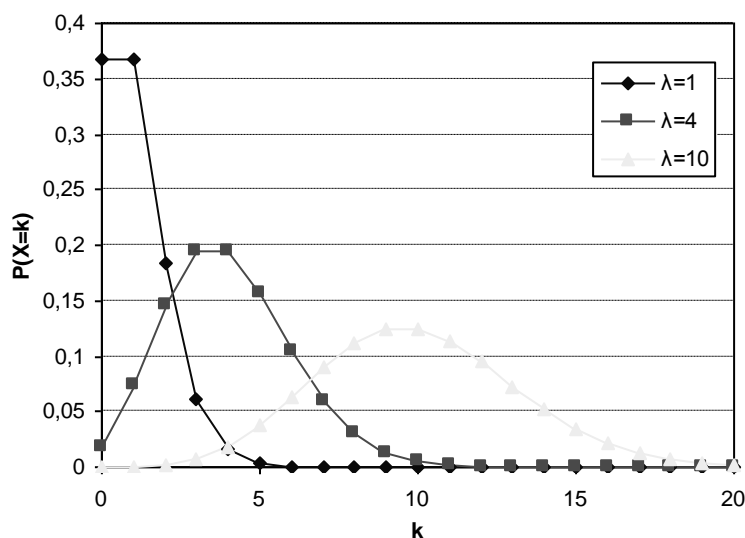
Ulazni podaci kao što su vektori snage potrošnje korisnika, cijene električne energije i cijene energenata koje troše distribuirani agregati itd. preuzimaju se iz procedure optimalnog angažovanja agregata s ciljem minimizacije korisničkog računa za energiju.

Korak R2: Generisanje seta kvarova

Prvi korak kod generisanja seta kvarova je određivanje broja kvarova u „simulacionoj godini“. Za tu svrhu se izvlači slučajni broj iz *Poissonove* raspodjele. *Poissonova* raspodjela (slika 7.2) je diskretna raspodjela vjerovatnoće poznata i pod imenom *Poissonov zakon malih brojeva* koja je opisana je formulom:

$$f(k, \lambda) = \frac{\lambda^k e^{-\lambda}}{k!} \quad (7.2)$$

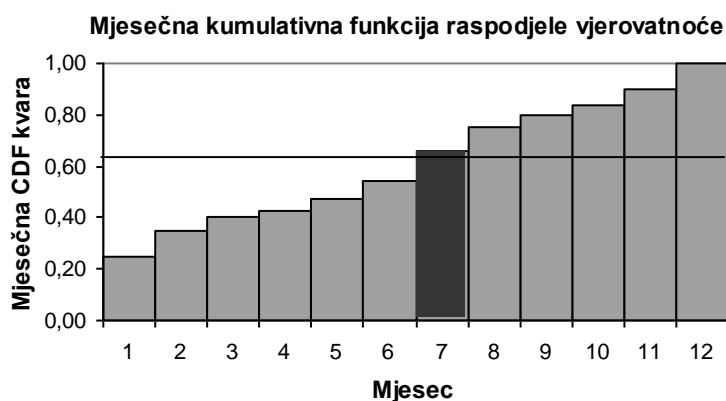
Vrijednost funkcije f predstavlja vjerovatnoću da će postojati tačno k pojava slučajnog događaja tokom posmatranog intervala, a jedini parametar λ predstavlja očekivanu vrijednost broja pojava događaja u tom intervalu. Na primjer, sa slike 7.2 se čita da su za slučaj priključnog mjesta sa prosječnom učestanošću od jednog kvara godišnje vjerovatnoće pojave nijednog odnosno jednog kvara jednake i da iznose oko 37%, a da potom vjerovatnoća opada za veći broj pojava kvarova (za $k = 2$ iznosi 18%, za $k = 3$ iznosi 6%, itd.).



Slika 7.2 – Dijagram *Poissonove* raspodjele vjerovatnoće

Nakon biranja broja kvarova u toku godine, određuju se vremena pojave tih kvarova. To se takođe radi izvlačenjem slučajnih brojeva posebno za mjesec, dan u sedmici i čas u danu kada se dešava kvar, takvih da njihove raspodjele vjerovatnoće prate zadatu ulaznu statistiku pojave kvarova. Način izvlačenja tih slučajnih brojeva za primjer određivanja mjeseca u kojem se dešava potencijalni kvar ilustrovan je slikom 7.3. Ulazna diskretna funkcija raspodjele vjerovatnoće pojave kvarova po mjesecima (data na slici 4.13) se transformiše u kumulativnu funkciju raspodjele, a potom se izvlači slučajni broj iz uniformne raspodjele $U[0,1]$. U našem primjeru, izvučeni broj je 0,625. Na osnovu mjesta gdje prava $x = 0,625$ presijeca kumulativnu funkciju raspodjele određuje se mjesec u kojem se dešava kvar, što je u ovom slučaju juli, sedmi mjesec. Kako je vjerovatnoća izvlačenja za sve brojeve od 0 do 1 kod uniformne raspodjele jednaka, logično je da će ovakvom procedurom češće biti izvučeni mjeseci koji donose

veći inkrement u kumulativnoj funkciji raspodjele, odnosno oni u kojima su i realni kvarovi češći.



Slika 7.3 – Ilustracija načina određivanja mjeseca u kojem se dešava pretpostavljeni kvar

Posljednji korak je određivanje dužine trajanja za svaki generisani kvar. Dosadašnja istraživanja pokazuju da su funkcije kojima se najbolje može opisati raspodjela vjerovatnoće dužina trajanja kvarova eksponencijalna, lognormalna i Weibullova [53]. Od ove tri funkcije raspodjele bira se ona koja najviše odgovara konkretnom korisniku. Kod biranja parametara izabrane funkcije vodi se računa da matematičko očekivanje dužine trajanja kvara bude jednako očekivanom trajanju kvara koje se izračunava na osnovu statistike za mjesto priključenja korisnika. Očekivano trajanje za kvar koji se dešava u mjesecu m , danu d i času h određuje se korišćenjem relacije:

$$E\{r_{m,d,h}\} = \frac{r_m}{r_{avg}} \frac{r_d}{r_{avg}} \frac{r_h}{r_{avg}} r_{avg} \quad (7.3)$$

gdje su:

r_m - očekivano vrijeme trajanja kvara u mjesecu m ,

r_d - očekivano vrijeme trajanja kvara u danu d , nezavisno od mjeseca,

r_h - očekivano vrijeme trajanja kvara u času h , nezavisno od mjeseca i dana u sedmici,

r_{avg} - prosječno godišnje trajanje kvara.

Korak R3: Računanje korisnikove štete kada nema instalisanih DG agregata

Kada korisnik nema instalisanu sopstvenu proizvodnju, njegova potrošnja će u slučaju gubljenja mrežnog napona, potpuno ostati bez napajanja. Zadatak simulacione procedure u ovom slučaju je da za svaki generisani kvar na osnovu podataka o trenutku kvara, trajanju beznaponske pauze i isključenoj snazi korisnika procijeni iznos štete koju trpi korisnik. To se radi na osnovu formule 4.23. Prvo se sa krive korisničke štete usljed prekida napajanja (CDF) očitava iznos troškova u funkciji trajanja prekida i neisporučene snage. Potom se dobijeni iznos ponderiše množenjem sa odgovarajućim faktorima (sezonski, dnevni, satni), kojima se uvažava zavisnost stepena štete od trenutka dešavanja kvara. Kada se odrede iznosi štete za sve kvarove koji su generisani za test godinu, oni se sabiraju u ukupni iznos štete koji se trpi kada nema distribuirane proizvodnje – C_{REL} .

Korak R4: Priprema podataka za pojedine varijante investiranja u distribuiranu proizvodnju

Kada se odredi koja će se varijanta investiranja u distribuiranu proizvodnju razmatrati, iz nje se preuzimaju potrebni podaci za simulaciju. Prvenstveno su to raspon i brzina promjene snage razmatranih agregata.

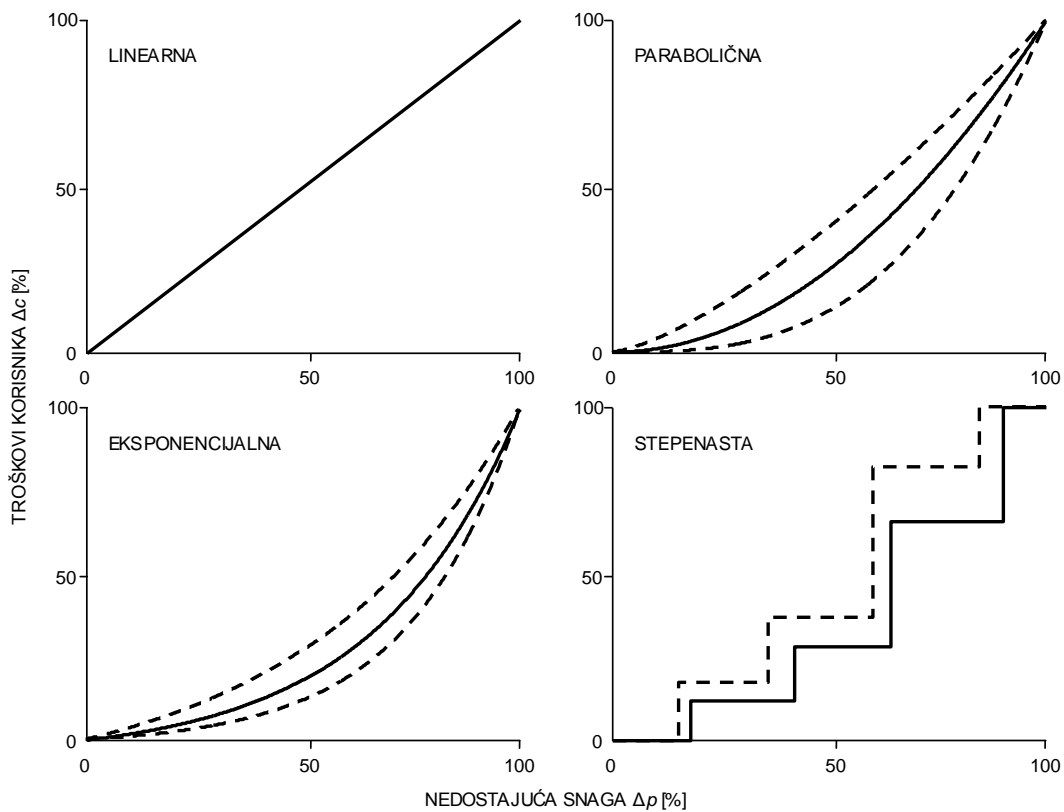
Korak R5: Računanje korisničke štete kada postoje DG agregati

U slučaju kada korisnik posjeduje distribuirane proizvodne agregate on ih može iskoristiti da djelimično ili potpuno pokrije potrošnju za vrijeme prekida napajanja iz distributivne mreže i time smanji iznos štete. Za procjenu iznosa novog, smanjenog iznosa štete, predlaže se sljedeći način modelovanja:

1. Za poznati trenutak prekida napajanja t_0 , takođe je poznata i snaga potrošnje korisnika $L(t_0)$, kao i optimalna raspodjela između snaga distribuiranih agregata $P_{Gi}(t_0)$ i snage koja se uzima iz distributivne mreže $P_{PU}(t_0)$ kojom se na najjeftiniji način zadovoljava ta potrošnja.
2. U trenutku kvara na distributivnoj mreži, u slučaju kada korisnik ne posjeduje uređaje za skladištenje energije, pretpostavlja se da će svi njegovi potrošači L_1 do L_m biti kratkotrajno isključeni. U slučaju postojanja uređaja za skladištenje energije, prioritetni potrošači će biti besprekidno napajani. Broj zaštićenih potrošača i trajanje

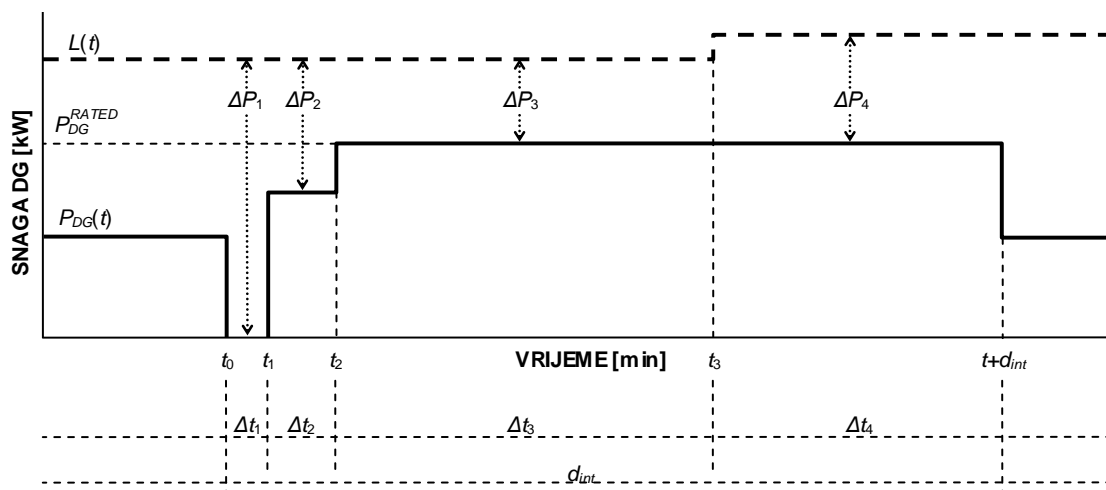
tog besprekidnog napajanja zavisice od nominalne snage i kapaciteta sistema za skladištenje.

3. Automatski kontroler će podesiti snage dostupnih distribuiranih agregata uz istovremeno uključivanje mogućeg broja potrošača, prema prioritetnoj listi.
4. Pošto distribuirani agregati tehnologija koje posmatramo imaju prilično kratka vremena startovanja, novo ravnotežno (stacionarno) stanje će se uspostaviti relativno brzo. U zavisnosti od snage potrošnje i instalisane snage distribuiranih agregata potrošnja će biti pokrivena djelimično ili potpuno. Apsolutni i relativni iznos nedostajuće snage biće označen sa ΔP i Δp , respektivno.
5. Pretpostavljeno je da je moguće određivanje dovoljno precizne funkcije relativnih troškova korisnika u zavisnosti od nedostajuće snage – $\Delta c = f(\Delta p)$. Kada se problem razmatra sa stanovišta distributivne mreže kada se posmatra veliki broj priključenih korisnika, zavisnost troškova od nedostajuće snage se modeluje linearnom funkcijom [54][55], kao što prikazuje gornji lijevi dijagram sa slike 7.4. Troškovi su tada izraženi u \$/kW i praktično se odnose na prosječnog korisnika. S druge strane, kada se gleda iz perspektive jednog korisnika zavisnost troškova od nedostajuće snage nije linearna. Razlog za to leži u nejednakom prioritetu pojedinih potrošača. Kada je nedostajuća snaga mala, moguće je isključiti potrošače najmanjeg prioriteta i imati relativno male iznose štete. Što je veća nedostajuća snaga sve važniji potrošači bivaju isključeni, čime iznos štete sve intenzivnije raste. Za matematičko opisivanje ovog fenomena, smatra se da su parabolične, eksponencijalne ili stepenaste funkcije dovoljno pogodne (slika 7.4). Analizom konkretnog korisnika određuje se tip i oblik funkcije, koji najbolje oslikava realno stanje.

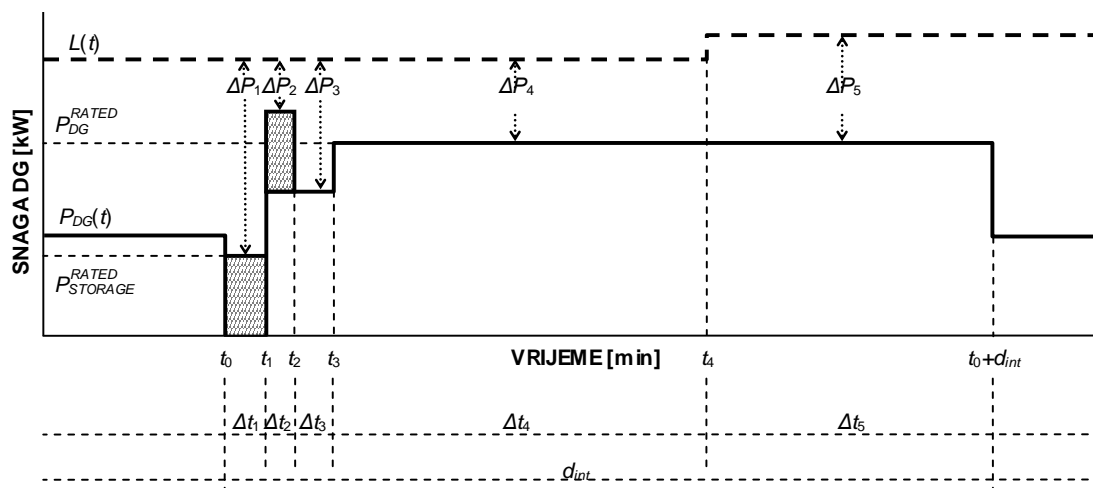


Slika 7.4 – Modeli zavisnosti relativnih troškova od relativne nedostajuće snage

6. Prelazak napajanja isključivo na distribuiranu proizvodnju u slučaju ispada mrežnog napajanja je aproksimirano procedurom ilustriranom na slici 7.5. Pretpostavljeno je da pokazni sistem ima dva distribuirana agregata koja su u trenutku ispada mreže t_0 napajali 1/3 korisničke snage potrošnje. Mreža je do trenutka kvara obezbeđivala preostalih 2/3 potrebne snage. Trenuci kada korisnički agregati dostižu svoje zadate snage, te trenuci eventualne buduće promjene korisničke snage potrošnje su označeni sa t_i , hronološki. Odgovarajući intervali vremena su označeni sa Δt_i . U slučaju da osim distribuiranim agregatima korisnik raspolaže i uređajima za skladištenje energije, situacija će biti nešto drugačija. Ilustracija je prikazana na slici 7.6. Uređaji za skladištenje će obezbeđivati svoju punu snagu (odnosno najveću traženu snagu, ukoliko je ona manja od instalisane snage uređaja), sve dok se sva akumulirana energija ne potroši ili dok se ponovo uspostavi napajanje iz mreže.



Slika 7.5 – Snage DG agregata za vrijeme ispada mrežnog napajanja (bez uređaja za skladištenje energije)



Slika 7.6 – Snage DG agregata za vrijeme ispada mrežnog napajanja (sa uređajima za skladištenje energije)

7. Nakon intervala d_{int} vraća se napajanje iz mreže, djelujući na upravljački uređaj da ponovo uspostavi normalni režim rada sistema.

Uvažavajući sve pretpostavke i usvojene oznake, troškovi nestanka mrežnog napajanja se procjenjuju korišćenjem sljedećeg matematičkog izraza:

$$C_{int}^{DG}(t_0, d_{int}) = C_{int}(t_0, d_{int}) \times \sum_{i=1}^{n_I} \frac{\Delta t_i}{d_{int}} \Delta c(\Delta P_i) \quad (7.4)$$

gdje je n_T broj promjena nedostajuće snage ΔP tokom trajanja ispada mrežnog napajanja d_{int} .

Nakon što se navedena procedura odradi za sve kvarove generisane za test godinu, iznosi korisničke štete se sumiraju u ukupni iznos troškova koje trpi korisnik u prisustvu distribuirane proizvodnje:

$$C_{REL}^{DG} = \sum_{k=1}^{n_k} C_{int}^{DG}(k) \quad (7.5)$$

a potom i iznos uštede nastao smanjenjem korisničke štete, korišćenjem formule 7.1.

Korak R6: Ponavljanje koraka 4 i 5 za svaku investicionu varijantu

Jasno je da se koraci R4 i R5 trebaju provesti za svaku investicionu varijantu. Lakše je i ravnopravnije da se jednom generisani set kvarova koristi za testiranje svih varijanti.

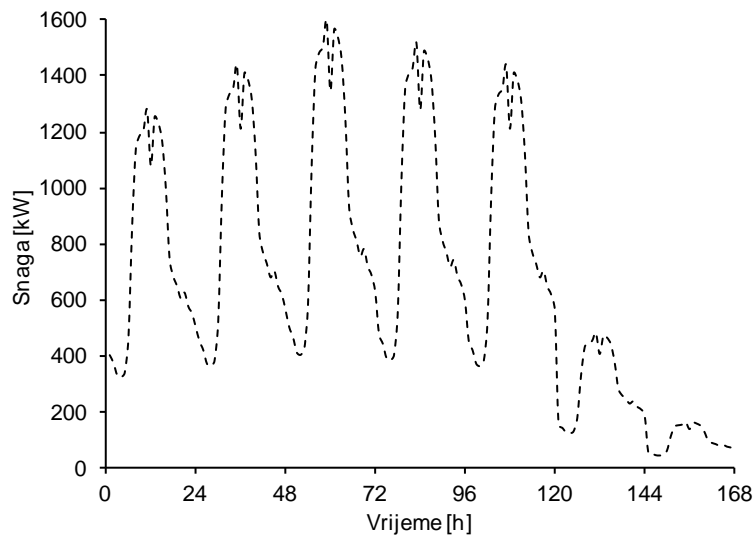
7.5. Rezultati ostvarljivi predloženim algoritmom

U radu [74], koji pripada skupu istraživanja u okviru ove disertacije, obrađen je ilustrativni primjer primjene predložene metodologije. U ovom podpoglavlju će biti prenesene osnovne poente iz navedenog primjera.

7.5.1. Podaci o test sistemu

Testiran je industrijski korisnik čiji je sedmični dijagram potrošnje prikazan na slici 7.7. U ovom primjeru se smatra da se tipična sedmica stalno ponavlja, što predstavlja deterministički pristup modelovanja snage potrošnje. Određivanje koristi od poboljšanja pouzdanosti u potpuno stohastičkim uslovima izvršeno je u integralnom ilustrativnom primjeru, u poglavlju 9 disertacije.

Industrijski korisnik razmatra primjenu dva konceptualno različita proizvodna postrojenja (tabela 7.1), koja bi mu služila kako za poboljšanje pouzdanosti napajanja tako i za vlastitu proizvodnju energije kada je to atraktivno. Prvo postrojenje (G1) je brzostartujući dizel-generator snage 100 kW, kod kojeg su investicioni troškovi niski, ali visoki troškovi goriva. Drugo postrojenje (G2), sa nešto sporijim startom, je mikroturbina snage 600 kW, čiji su investicioni troškovi po kilovatu značajno veći, ali su joj zato troškovi proizvodnje energije niži.



Slika 7.7 – Sedmični dijagram potrošnje korisnika

Tabela 7.1 – Razmatrana proizvodna postrojenja

	G1	G2
Tehnologija	Dizel-generator	Mikroturbina
Instalisana snaga [kW]	100	600
Minimalna snaga [kW]	50	200
Varijabilna cijena energije [€/kWh]	0,30	0,20
Investicioni troškovi [€]	20.000	360.000
Vrijeme pokretanja [min]	1	3

Razmotrene su tri investicione varijante: instalacija samo generatora G1 (opcija A), instalacija samo mikroturbine G2 (opcija B) i hibridna varijanta sa upotrebom oba proizvodna postrojenja G1+G2 (opcija C). Simulacija je provedena korišćenjem parametara iz tabele 7.2. Raspodjele vjerovatnoće trenutka kvara i vremena do popravke preuzete su sa slike 4.13.

Tabela 7.2 – Osnovni parametri simulacije

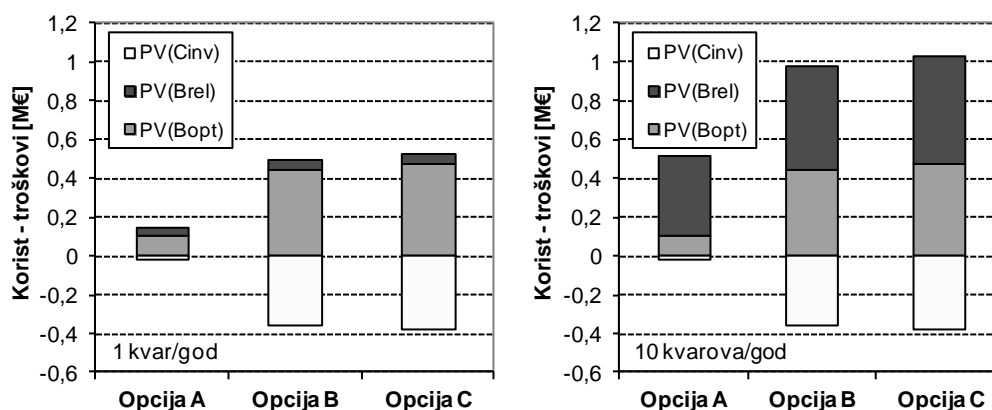
Parametar	Vrijednost
Prosječan broj kvarova [kvar/god]	(a) 1; (b) 10;
Raspodjela broja kvarova po jednoj godini	<i>Poisson</i>
Prosječno trajanje popravke [h]	2,3

Raspodjela vremena trajanja popravke	Eksponencijalna
Funkcije štete korisnika (CDF)	Podaci sa sl. 4.14
Zavisnost rel. troškova od rel. nedostajuće snage	Parabolična: $\Delta c = (\Delta p)^2$
Cijena električne energije [€/kWh]	0,15
Cijena vršne snage [€/kW]	98,4×(cijena energije)
Životni vijek [god]	15
Podaci o kreditu	Kamata 10%, 15 godina
Diskontna stopa	10%

7.5.2. Rezultati simulacije

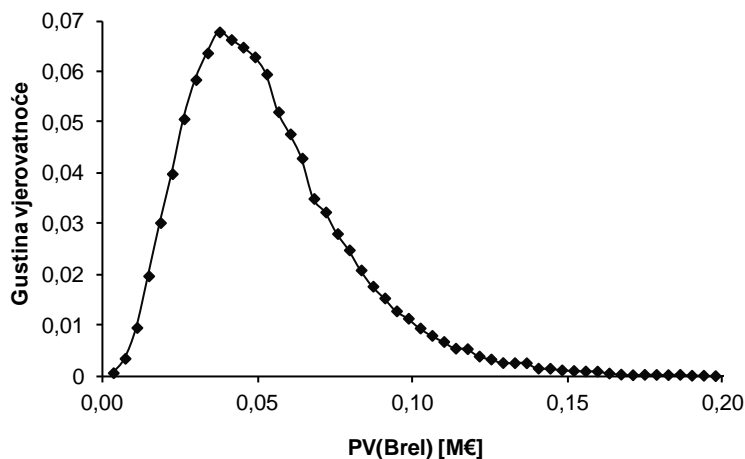
Slika 7.8 prikazuje očekivane vrijednosti koristi od poboljšanja pouzdanosti (B_{REL}) i koristi od smanjenja računa za električnu energiju (B_{OPT}) u poređenju sa investicionim troškovima C_{INV} , za svaku od tri testirane opcije. Sve vrijednosti koristi i troškova su sumirane i DCF metodom preračunate u sadašnju vrijednost (PV)

Kada prosječni broj kvarova godišnje iznosi 1 (dijagram lijevo na slici 7.8), najveću korist od poboljšanja pouzdanosti logično donosi varijanta C, varijanta sa najvećom instalisanom snagom distribuirane proizvodnje. Ipak, treba napomenuti da opcije B i A ne zaostaju dramatično, jer donose korist koja je manja svega 4% i 14%, respektabilno. Kada se godišnji prosječni broj kvarova poveća na 10 (desni dijagram na slici 7.8), očekivana korist od poboljšanja pouzdanosti se proporcionalno povećava, ali redoslijed opcija po kvalitetu ostaje nepromijenjen.



Slika 7.8 – Poređenje iznosa koristi i troškova za slučajeve solidne pouzdanosti (1 kvar/god) i loše pouzdanosti (10 kvarova/god) distributivne mreže

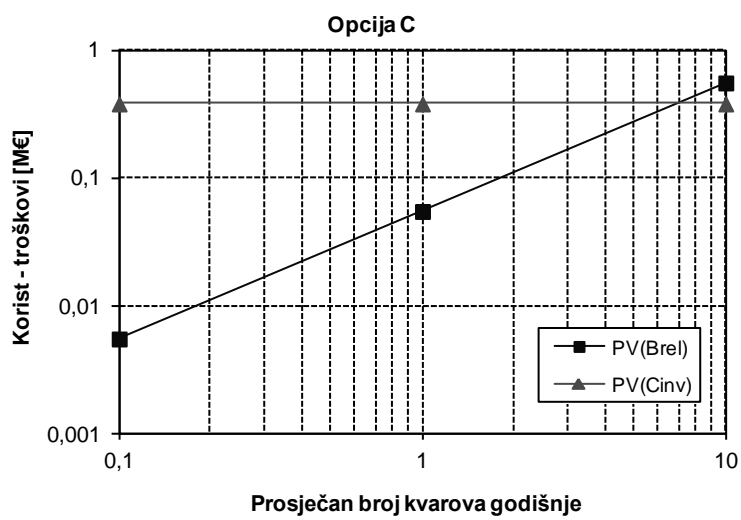
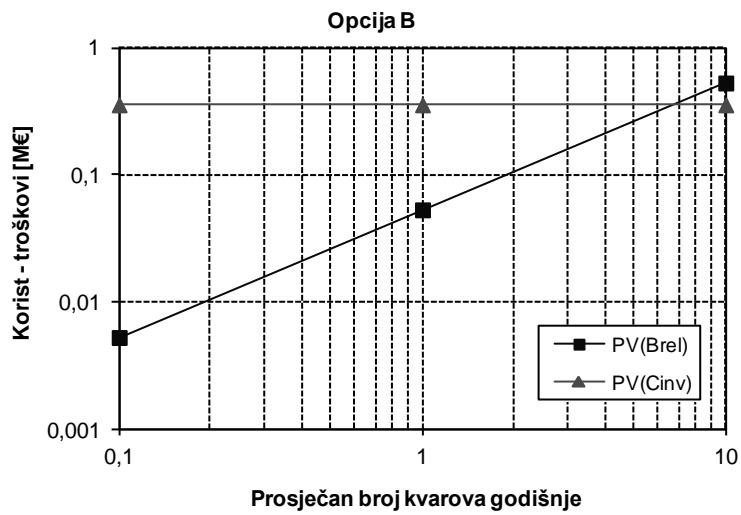
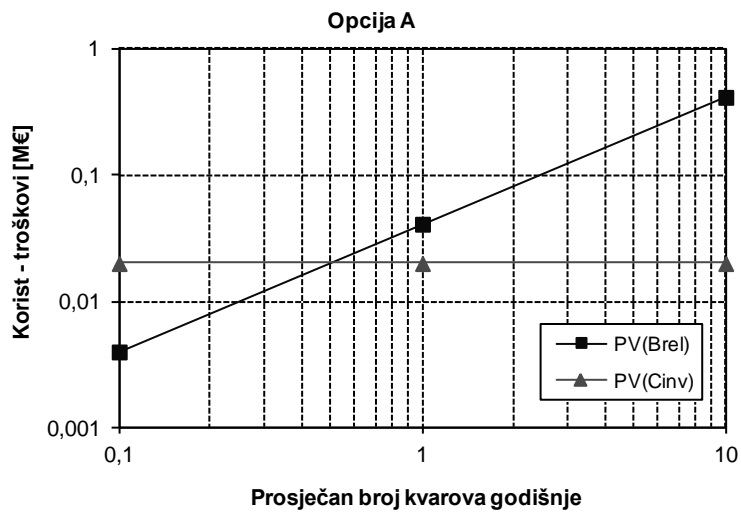
Kao što je rečeno, dijagrami sa slike 7.8 prikazuju samo očekivane vrijednosti pojedinih koristi. Primjer cjelokupne raspodjele gustine vjerovatnoće koristi B_{REL} za investicionu opciju B prikazuje slika 7.9.



Slika 7.9 – Histogram ostvarljive koristi od poboljšanja pouzdanosti (opcija B)

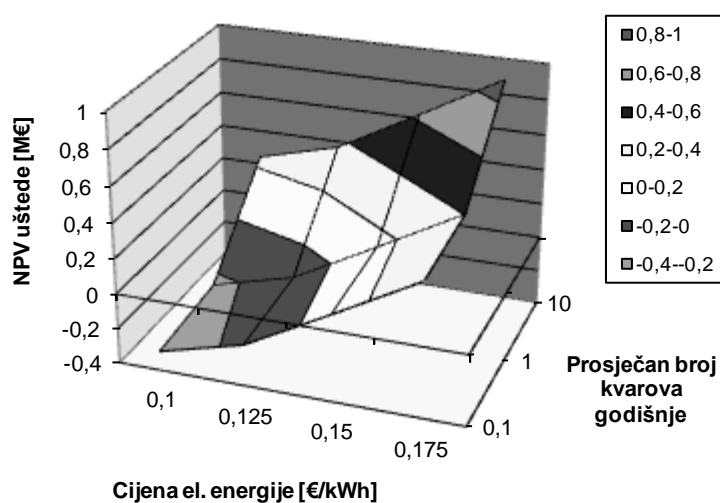
7.5.3. Osjetljivost na promjene ulaznih parametara

Već je konstatovano da je prosječni broj kvarova godišnje važan parametar koji diktira vrijednost ostvarljive koristi u pogledu poboljšanja pouzdanosti. Ako se ne mijenjaju raspodjele trenutka kvara i vremena do popravke, korist B_{REL} raste linearno sa povećanjem godišnjeg broja kvarova. Slika 7.10 prikazuje način određivanja graničnog broja kvarova godišnje pri kojem se isplati investirati u pojedine opcije distribuirane proizvodnje za poboljšanje pouzdanosti. Za konkretni primjer dizel-generator (opcija A) predstavlja veoma dobar izbor za svrhu poboljšanja pouzdanosti, jer ima brz odziv, a male investicione troškove. Korist usljed poboljšanja pouzdanosti B_{REL} će nadmašiti investicione troškove već pri otkazivosti mreže od 0,5 kvarova godišnje. Opcije B i C, koje podrazumijevaju kupovinu skupe mikroturbine nisu ni blizu tako obećavajuće. Na slici 7.10 se vidi da se investicioni troškovi mogu otplatiti koristima od popravljanja pouzdanosti tek ako je otkazivost mreže veća od 7 kvarova godišnje, što je za današnje nivoe pouzdanosti mreža nerealno visoka vrijednost. Ne treba ipak zaboraviti da korist od smanjenja računa za energiju B_{OPT} može višestruko da nadjača korist od poboljšanja pouzdanosti B_{REL} , tako da, kad se gleda integralno, opcije B i C mogu predstavljati bolja rješenja od opcije A.



Slika 7.10 – Poređenje investicionih troškova i koristi od poboljšanja pouzdanosti u funkciji prosječnog broja kvarova

S obzirom da korist od smanjenja računa B_{OPT} prevashodno zavisi od odnosa cijena električne energije i energenata za distribuiranu proizvodnju, urađena je takođe analiza osjetljivosti na cijenu električne energije koja se kupuje iz mreže. Rezultati su prikazani na slici 7.11 u formi 3D dijagrama zavisnosti ukupnog profita od distribuirane proizvodnje u funkciji cijene električne energije i prosječnog godišnjeg broja kvarova mreže. Jasno se vidi da postoji neprofitabilna oblast gdje je vrijednost uštede negativna, koja se javlja u slučajevima kada je energija iz mreže previše jeftina, odnosno kada je pouzdanost napajanja iz mreže visoka. Nasuprot tome, kod nepovoljne cijene energije i loše pouzdanosti mreže isplativo je investirati u distribuiranu proizvodnju.



Slika 7.11 – Ušteda upotrebom DG u funkciji cijene električne energije i prosječnog godišnjeg broja kvarova mreže

U analizi osjetljivosti takođe je testiran uticaj korišćenja uređaja za skladištenje energije na iznos koristi od poboljšanja pouzdanosti. Zaključeno je da, u uslovima kada su vremena pokretanja agregata daleko manja od očekivanih vremena trajanja kvarova, uređaji za skladištenje energije ne donose značajna dodatna poboljšanja. Simulacije su pokazale da upotreba uređaja za skladištenje maksimalne snage 300 kW i energije skladištenja 25 kWh može dodati do 1,5% na iznose koristi od poboljšanja pouzdanosti ostvarljive u opcijama A-C. Budući da su investicioni troškovi uređaja za skladištenje po kilovatu instalisane snage uporedivi sa investicionim troškovima kod dizel-agregata, razmatranje upotrebe uređaja za skladištenje ima smisla samo kod korisnika koji doživljavaju velike troškove usljed vrlo kratkotrajnih prekida napajanja.

8. Investicioni troškovi i načini finansiranja

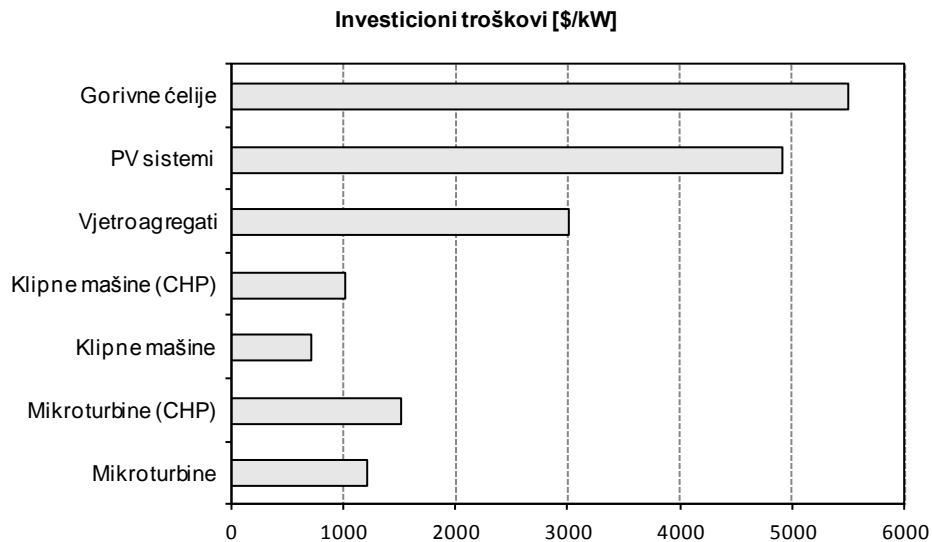
8.1. Uvodno razmatranje

Koliki god da je sumarni iznos ostvarljivih koristi, ulaganje u distribuiranu proizvodnju neće biti isplativo ukoliko taj iznos ne može da nadmaši troškove investicije. U ovom poglavlju daje se kratak pregled tematike investicionih troškova i načina za njihovo uključivanje u metodologiju za ocjenu isplativosti korisničke distribuirane proizvodnje. Budući da eventualno prisustvo finansijskih podsticaja može korisnicima da smanji iznos potreban za ulaganje, poglavlje takođe uključuje i problematiku podsticanja razvoja distribuirane proizvodnje.

8.2. Investicioni troškovi

Investicioni (kapitalni) troškovi obuhvataju troškove nabavke i ugradnje distribuiranog proizvodnog sistema. Visina investicije po kilovatu instalisane snage C_i^{CAP} za određenu DG tehnologiju nije jednoznačno određena. Dok se nabavna cijena opreme može relativno jednostavno odrediti kontaktiranjem proizvođača odnosno distributera, problem predstavlja određivanje troškova ugradnje koji zavise od velikog broja parametara, a prvenstveno od mjesta ugradnje. Analize koje su vršene posljednjih nekoliko godina pokazuju da se opseg investicionih troškova („ključ u ruke“) proteže od iznosa manjih od 1000 \$/kW za mašine sa unutrašnjim sagorijevanjem do nekih 5500 \$/kW za sisteme bazirane na gorivnim ćelijama. Odnosi investicionih troškova za različite tehnologije distribuirane proizvodnje prikazani su na slici 8.1. Potrebno je napomenuti da su prikazane cijene orijentacionog karaktera, jer zavise od performansi, rejtinga proizvođača, mjesta proizvodnje opreme, itd. Takođe, kod tehnologija koje su trenutno u procesu rapidnog razvoja (primjer fotonaponskih sistema) prisutan je konstantan trend opadanja investicionih troškova. Na osnovu podataka sa slike 8.1 može se steći pogrešan utisak o neuporedivoj superiornosti konvencionalnih tehnologija nad

tehnologijama obnovljivih izvora energije. Takav utisak će biti opozvan kada se u razmatranje uzmu i drugi troškovi, prvenstveno troškovi goriva, emisije gasova i održavanja.



Slika 8.1 – Orientacioni iznosi investicionih troškova za različite tehnologije distribuirane proizvodnje

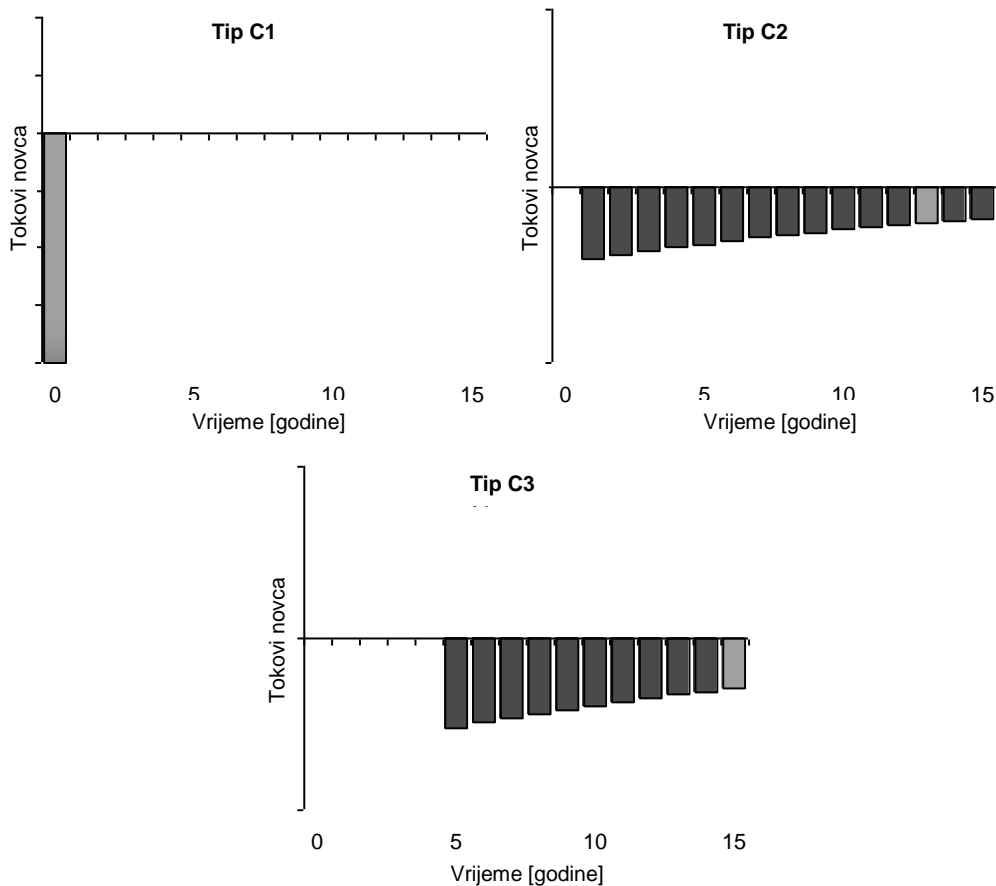
8.3. Načini finansiranja

Iznos investicionih troškova može biti plaćen jednokratno, odmah pri kupovini vlastitog proizvodnog sistema. Češća varijanta u praksi je pozajmljivanje novca od kreditora i vraćanje duga u ratama, uz kamatu. U svakom slučaju potrebno je investicione troškove svesti na nizove godišnjih rashoda. Primjeri načina finansiranja prikazani su na slici 8.2. Tip C1 odnosi se na matematički najjednostavniji slučaj, kada se kompletan iznos investicije otplaćuje na samom početku. U nizu godišnjih rashoda pojavljuje se samo jedan stubić $C_{INV,0}$ koji odgovara nultoj godini, čija je vrijednost jednaka troškovima kupovine i ugradnje sistema. Tip C2 predstavlja mnogo frekventniji slučaj – finansiranje uz pomoć pozajmice. Po ovom načinu finansiranja, matematička formulacija rashoda u godini k za agregat i izgleda ovako:

$$C_{INV,i,k} = \begin{cases} 0, & k = 0 \\ A_{i,k} \cdot C_i^{CAP} \cdot P_i^{INS}, & k \in [1, N] \end{cases} \quad (8.1)$$

P_i^{INS} je instalisana snaga i -tog generatora, a C_i^{CAP} je cijena kapitalne investicije po kilovatu instalisane snage za tu tehnologiju. U formuli (8.1) figuriše još i bezdimenziona veličina $A_{i,k}$ kojom se ukupni troškovi skaliraju na godišnji nivo. Kada su kreditna sredstva izvor finansiranja projekta, faktor $A_{i,k}$ predstavlja udio godišnje rate za vraćanje kredita u odnosu na vrijednost kompletne investicije. Označavajući kamatnu stopu kredita sa r_i a period vraćanja kredita sa N , faktor skaliranja bi se izračunao korišćenjem formule:

$$A_{i,k} = \begin{cases} 0, & k = 0 \\ \frac{r_i(1+r_i)^N}{(1+r_i)^N - 1}, & k \in [1, N] \end{cases} \quad (8.2)$$



Slika 8.2 – Nizovi godišnjih iznosa investicionih troškova C_{INV} (konvertovani u sadašnje vrijednosti) za reprezentativne tipove načina finansiranja

U slučaju nestandardnog načina obračuna kredita, varijanti sa grejs periodima ili nekog drugog načina finansiranja, treba adaptirati formulu za $A_{i,k}$. Na primjer, tip C3

predstavlja slučaj sa pozajmicom čija otplata počinje nakon grejs perioda od G godina i vrši se u $(N-G)$ jednakih rata. Iznos koeficijenta $A_{i,k}$ se računa po sljedećoj formuli:

$$A_{i,k} = \begin{cases} 0, & k \in [0, G] \\ \frac{r_i(1+r_i)^N}{(1+r_i)^{N-G} - 1}, & k \in [G+1, N] \end{cases} \quad (8.3)$$

8.4. Podsticaji za distribuiranu proizvodnju

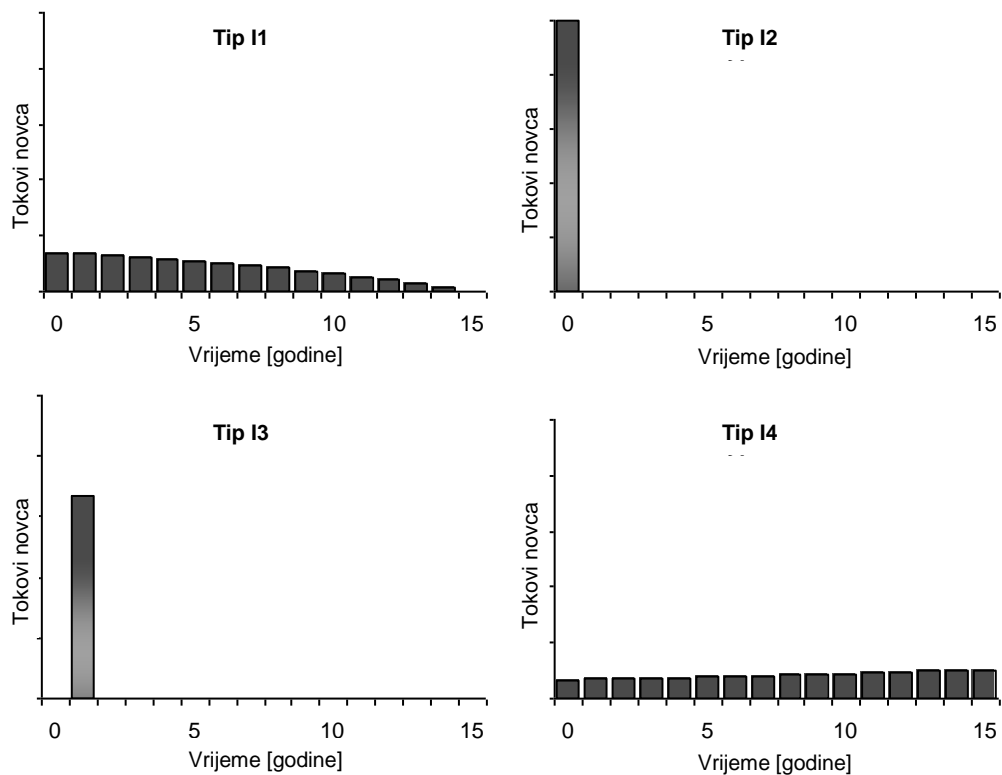
Finansijski podsticaji su još jedan od bitnih faktora koji mogu znatno da utiču na kvalitet posmatranog projekta i podstaknu investiranje u distribuiranu proizvodnju. Tehnologije koje se favorizuju i finansijski podržavaju su obnovljivi izvori energije, ekološki unaprijeđena proizvodnja na fosilna goriva, proizvodnja sa visokim stepenom iskorišćenja, kogeneracija, i sl. Način uvažavanja koristi od finansijskih podsticaja zavisi od njihovog tipa, a kako je raznovrsnost tih tipova velika, teško je razviti univerzalni pristup. Umjesto toga, potrebno je za svaki poseban tip podsticaja izvršiti odgovarajuću analizu.

Najčešći tipovi podsticaja za distribuiranu proizvodnju su:

- refundiranje dijela kamate plaćene na kredit,
- plaćanje određenog iznosa po proizvedenom kilovat-času,
- refundiranje dijela investicionih troškova,
- oslobađanje dijela poreza,
- dodjela „zelenih sertifikata“ za obnovljivu energiju.

Grafička ilustracija za nekoliko karakterističnih tipova podsticaja prikazana je na slici 8.3. Tip I1 se odnosi na princip refundiranja vraćanjem dijela kamate plaćene u tekućoj godini na investicioni kredit. Obzirom da je kamata na početku vraćanja kredita najveća, ovi podsticaji su takođe najveći na početku. Tip I2 predstavljaju podsticaji gdje sufinansirer u startu refundira određeni procenat investicionih troškova. Potrošač na ovaj način korist ima samo u „nultoj“ godini tako da je podsticaje tipa I2 najlakše matematički uvažiti. Tip I3 se odnosi na podsticaje u obliku poreskih olakšica. Potrošaču se na isteku prve godine, u okviru redovne procedure povrata poreza, vraća dio uplaćene vrijednosti. Tip I4 je način po kojem se korisniku plaća određeni iznos po proizvedenom kilovat-času. Taj se iznos često usklađuje sa inflacijom i rastom cijena električne energije, pa visine ovih podsticaja vremenom rastu. Podsticaji tipa I4 utiču na

optimalni dispečing, jer smanjuju cijene sopstvene proizvodnje energije, tako da se oni u ovoj metodologiji uvažavaju u bloku optimalnog dispečinga, umjesto u bloku finansijskih podsticaja



Slika 8.3 – Nizovi godišnjih iznosa koristi B_{INC} za reprezentativne tipove finansijskih podsticaja

9. Integralni ilustrativni primjer

U ovom poglavlju prikazuje se praktična primjena metodologije za evaluaciju investicionih varijanti u korisničku distribuiranu proizvodnju na jednom integralnom ilustrativnom primjeru.

9.1. Postavka zadatka

Razmatra se slučaj jednog hipotetičkog industrijskog korisnika električne energije. Korisnik se snabdijeva energijom iz distributivne mreže i zainteresovan je za kupovinu mikroturbinskog postojenja da bi smanjio račune za energiju i štetu usljed prekida napajanja. Potrebno je odrediti da li je uopšte isplativo investiranje u sopstveno proizvodno postojenje na prirodni gas u okolnostima koje vladaju kod korisnika i, u slučaju pozitivnog odgovora, pronaći najpovoljniju investicionu varijantu. Za razmatrane varijante potrebno je procijeniti stepen rizika i odrediti osjetljivost rezultata na promjene najvažnijih ulaznih veličina.

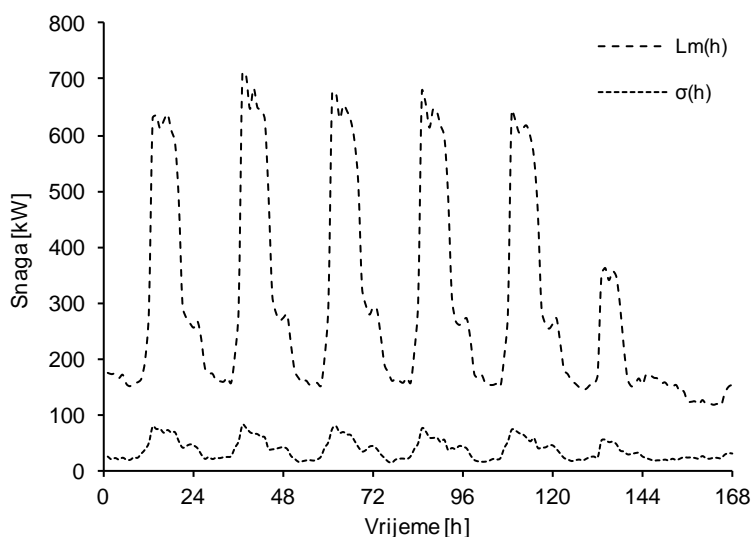
Karakteristike korisnika, razmatranih agregata i tržišta energenata i električne energije su poznate do određene mjere i vrši se matematičko modelovanje prema procedurama opisanim u poglavlju 4. Potom se usvojeni modeli koriste u *Monte Carlo* simulaciji. Generiše se određen broj vremenskih serija ulaznih veličina i prati se reakcija distribuirane proizvodnje.

U prvom dijelu poglavlja, analiza se vrši samo za električni aspekt. Smatra se da se razmatrani agregati, radi maksimizacije uštede, angažuju u skladu sa razvijenim ETC algoritmom opisanim u poglavlju 5. Uvažavaju se takođe i koristi koje vlastiti agregati donose na polju smanjenja štete za vrijeme nestanka napajanja iz mreže po proceduri prezentovanoj u poglavlju 7. Investicione varijante se porede i rangiraju po kvalitetu. Potom se dodaje analiza korisne upotrebe otpadne toplote za snabdijevanje toplotnog konzuma kod korisnika prema procedurama iz poglavlja 6. Određuje se granica isplativosti investiranja u nadogradnju u izmjenjivač toplote za CHP opciju.

Radi univerzalnosti pristupa pretpostavljene cijene prirodnog gasa i električne energije su primjerene vrijednostima cijena koje vladaju u razvijenim zemljama (SAD i neke evropske zemlje). Na kraju poglavlja daje se diskusija primjenjivosti u našim okolnostima, gdje su cijene energenata zbog nedostatka domaćih nalazišta visoke, a cijene električne energije se neprirodno regulišu na niskom nivou.

9.1.1. Dijagram potrošnje

Dijagram korisnika je sniman godinu dana i uočena je visoka pravilnost i niska zavisnost od meteoroloških parametara. Usvaja se sedmica kao period simulacije i određuje se vektor sačinjen od 168 satnih vrijednosti matematičkog očekivanja i standardne devijacije snage potrošnje (slika 9.1).



Slika 9.1 – Dijagram potrošnje test korisnika

Zbog kratkoće niza neće se uvažavati autoregresione osobine dijagrama potrošnje. Snaga potrošnje u h -tom satu proizvoljne sedmice biće računata po sljedećoj formuli:

$$L(h) = L_m(h) + N_h(0,1) \cdot \sigma(h) \quad (9.1)$$

U poglavlju 5 je pokazano da je ovo pesimistički pristup modelovanju, jer u slučajevima kada se uvažavaju autoregresione i *moving average* osobine potrošnje performanse algoritma za angažovanje agregata se još poboljšavaju i indeks uštede raste.

9.1.2. Lista investicionih varijanti

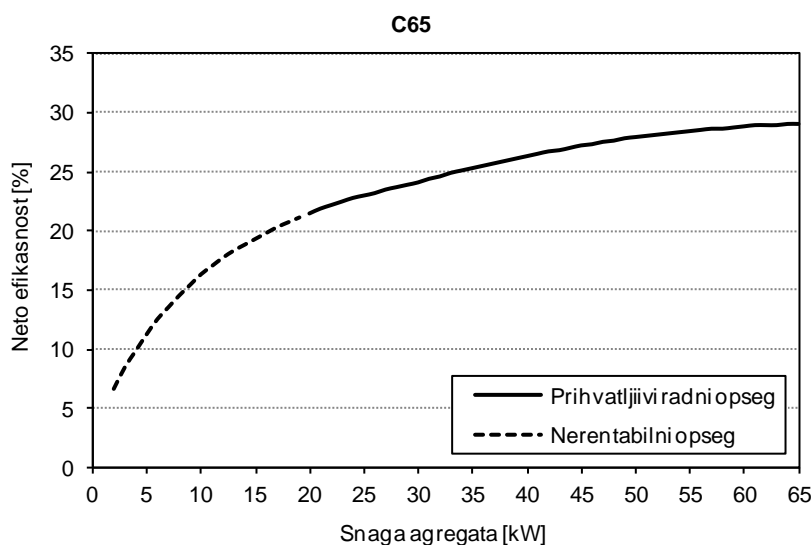
U ovom ilustrativnom primjeru smatraće se da korisnik kupuje mikroturbinu iz proizvodne palete kompanije *Capstone*. To nije urađeno iz bilo kakvih razloga favorizovanja ove kompanije, nego zbog njenog dugotrajnog prisustva na tržištu i visoke dostupnosti tehničke dokumentacije o agregatima koje *Capstone* proizvodi [77].

Ranije je zaključeno (slika 3.7) da se očekuje da je optimalna instalisana snaga korisničkog agregata manja od maksimalne snage potrošnje. Kako se očekuje da će se maksimalna snaga korisnika u stohastičkim uslovima kretati do reda 900 kW, prvenstveno se planira testiranje proizvodnih postrojenja snage manje od te vrijednosti. Radi kontrole ovakvog principa rezonovanja, paleti testiranih postrojenja biće dodata i jedna jedinica čija snaga premašuje 900 kW. Finalna lista proizvodnih postrojenja koja će biti testirani (G1 do G6) pregledno je prikazana u tabeli 9.1

Tabela 9.1 – Osnovni podaci o agregatima koji se testiraju

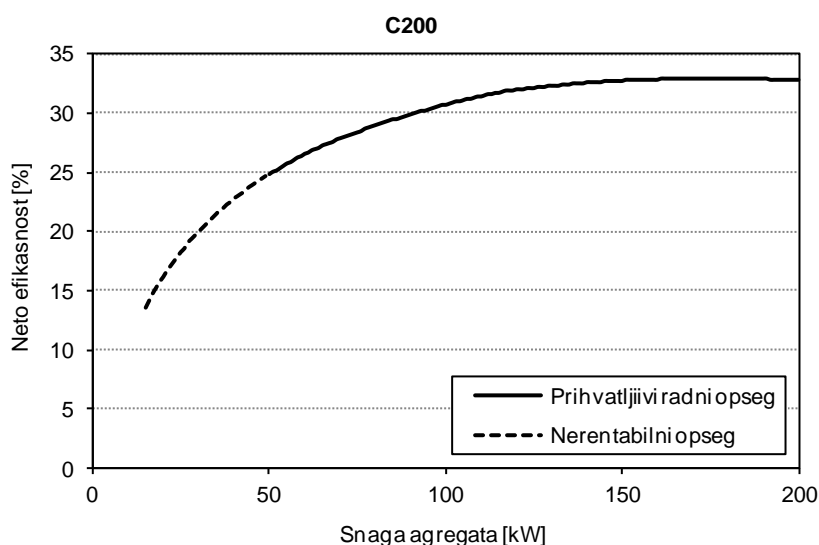
Parametar	G1	G2	G3	G4	G5	G6	Jed.
Tehnologija	Mikroturbina						-
Tip	C65	C200	C400	C600	C800	C1000	-
Konfiguracija	1×65	1×200	2×200	3×200	4×200	5×200	kW
Maksimalna snaga	65	200	400	600	800	1000	kW
Minimalna snaga	20	50	50	50	50	50	kW
Ukupni inv. troškovi	0,15	0,40	0,75	1	1,2	1,4	M\$

Postrojenje najmanje instalisane snage koje će biti obuhvaćeno analizom je C65 – postrojenje bazirano na jednoj mikroturbini nominalne snage 65 kW. Posmatranjem krive efikasnosti sa slike 9.2 uočava se da je maksimalna električna efikasnost agregata C65 oko 29%, te da postoji izražen trend opadanja efikasnosti kako se izlazna snaga smanjuje. Iako proizvođač daje podatke o eksploatacionim karakteristikama agregata sve do smanjenja do 2 kW, u ovom primjeru će se biti postavljena granica razumne eksploatacije od 20 kW. Ukupni investicioni troškovi za kupovinu „ključ u ruke“ biće usvojeni u iznosu \$150.000. Investicioni troškovi inače veoma variraju u zavisnosti od kategorije kupca, te vremena i mjesta ugradnje, tako da je usvojena vrijednost (koja odgovara omjeru 2300 \$/kW) prosjek pronađenih javno dostupnih varijanti.



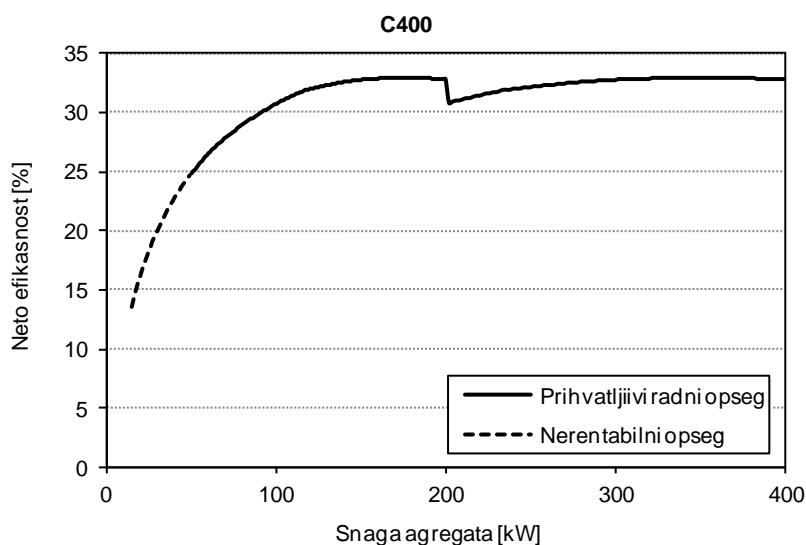
Slika 9.2 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C65

Sljedeće postrojenje po visini izlazne snage je C200. I ovo postrojenje takođe ima samo jednu mikroturbinu, sa maksimalnom snagom od 200 kW. Kriva električne efikasnosti (prikazana na slici 9.3) ima sličan oblik kao kod mikroturbine C65, ali se uočava da je ova turbina generalno efikasnija od C65 i da u najboljem slučaju dostiže iskoristivost i do 33%. Donji limit prihvatljivog opsega eksploatacije biće postavljen na 50 kW. Kod investicionih troškova uočava se efekat ekonomije veličine, jer već kod C200 totalni troškovi kupovine i instalacije opadaju na oko 2000 \$/kW, te ovo postrojenje košta oko \$400.000.



Slika 9.3 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C200

Mikroturbinska postrojenja za snage veće od 200 kW *Capstone* realizuje pomoću pojedinačnih jedinica od 200 kW. Komercijalizovana su rješenja za 400, 600, 800 i 1000 kilovata, koja su označena sa C400, C600, C800 i C1000, respektivno. Automatski se reguliše da se snaga ravnomjerno raspoređuje na sve prisutne jedinice. Tako, na primjer, kod mikroturbine C400 pri ukupnoj izlaznoj snazi od 300 kW rade dva agregata snagama od po 150 kW. Ukupna efikasnost je tada jednaka efikasnosti koju postiže jedan agregat C200 kada radi snagom od 150 kW. Kompletna kriva električne efikasnosti za C400 data je na slici 9.4.



Slika 9.4 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C400

Efekat ekonomije veličine je i dalje prisutan, pa su investicioni troškovi po kilovatu instalisane snage sve manji kako se biraju veće jedinice. Kod C1000 jedinični investicioni troškovi opadaju na 1400 \$/kW

Za svih šest investicionih varijanti usvojiće se da se investicioni troškovi pokrivaju kreditnim sredstvima sa rokom otplate 15 godina, koliko traje i životni vijek mikroturbinskih postrojenja. Kredit je ugovoren po subvencioniranoj kamatnoj stopi od 5,56%, tako da godišnji troškovi korisnika po ovom osnovu iznose 10% od ukupne vrijednosti investicije. Diskontna stopa je postavljena na 7%.

Ostali varijabilni troškovi (svi ostali mimo troškova goriva) biće pretpostavljeni na 0,005 \$/kWh. Vrijeme pokretanja, tj. postizanje maksimalne izlazne snage počevši od stanja mirovanja iznosi 3 minute za sve agregate. Toplotna moć prirodnog gasa je 293 kWh/1000 ft³ (10,35 kWh/m³).

9.1.3. Veleprodajne cijene energenata i električne energije

Veleprodajne cijene prirodnog gasa i električne energije su simularane korišćenjem *Ornstein-Uhlenbeck* (OU) korelisanog stohastičkog procesa, u skladu sa relacijama 4.12 i 4.13. Parametri modela su dati u tabeli 9.2, prema podacima iz [47].

Tabela 9.2 – Parametri modela za cijene električne energije i prirodnog gasa

Parametar	Oznaka	Vrijednost	Jedinica
Srednja vrijednost cijene el. energije	\bar{x}	3,61	ln(\$/MWh)
Početna vrijednost cijene el. energije	x_0	3,73	ln(\$/MWh)
Intenzitet vraćanja ka srednjoj vrijednosti cijene el. energije	κ_x	3,13	1/god
Kolebljivost cijena el. energije	σ_x	0,41	1/god
Srednja vrijednost cijene prir. gasa	\bar{y}	1,35	ln(\$/1000ft ³)
Početna vrijednost cijene prir. gasa	y_0	1,31	ln(\$/1000ft ³)
Intenzitet vraćanja ka srednjoj vrijednosti cijene prirodnog gasa	κ_y	1,69	1/god
Kolebljivost cijena prirodnog gasa	σ_y	0,39	1/god
Korelacija cijena gas – el. energija	ρ	0,82	-

9.1.4. Maloprodajne cijene energenata i električne energije

Veleprodajne cijene su prevedene na maloprodajni nivo usrednjavanjem na mjesečnom horizontu i dodavanjem troškova distribucije do korisnika. Za električnu energiju se uvažava TOU tarifa, sa dva nivoa cijena u zavisnosti od vremena upotrebe (objašnjenje dato uz formulu 4.17). Viša tarifa je na snazi radnim danima u intervalu od 06 do 22 časa, a niža ostalo vrijeme. Nadoknada za mjesečnu vršnu snagu određuje se tako što se prosječna veleprodajna cijena energije pomnoži sa faktorom vršne snage $d(h)$. Nasuprot principu za tarifiranje utrošene električne energije, smatra se da je cijena prirodnog gasa konstantna u toku mjeseca, nezavisno od doba korišćenja. Maloprodajna cijena se jednostavno određuje dodavanjem troškova distribucije TD^{NG} na prosječnu mjesečnu veleprodajnu cijenu.

Tabela 9.3 – Parametri maloprodajnih cijena električne energije i prirodnog gasa

Parametar	Oznaka	Vrijednost	Jedinica
Faktor više tarife električne energije	$p(h)$	1,14	-
Faktor niže tarife električne energije	$p(h)$	0,91	-
Cijena prenosa i distribucije više tarife	TD^{kWh}	65	\$/MWh
Cijena prenosa i distribucije više tarife	TD^{kWh}	45	\$/MWh
Faktor električne vršne snage	$d(h)$	114	kW/kWh
Cijena distribucije prirodnog gasa	TD^{NG}	3	\$/1000ft ³

9.1.5. Troškovi pokretanja agregata

Troškovi pokretanja agregata se računaju kao troškovi goriva pri punoj snazi pomnoženi sa vremenom trajanja startovanja. Računajući da pokretanje traje svega 3 minute, ovi troškovi mogu biti zanemareni u odnosu na ostale troškove.

9.1.6. Pouzdanost distribuiranih agregata

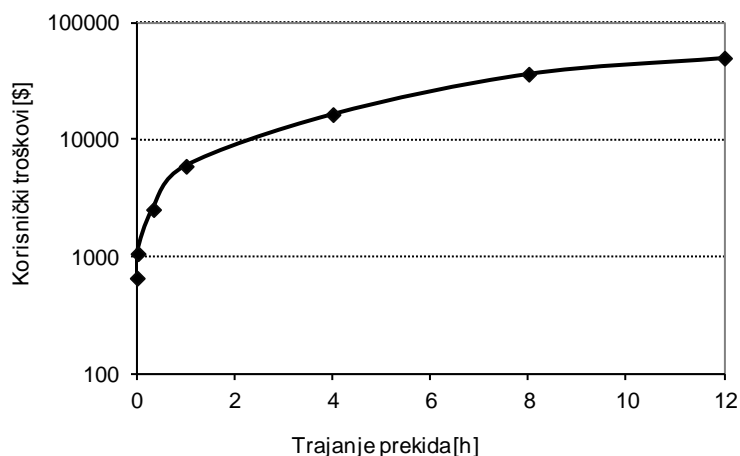
Usvojeno je da su vremena do kvara i popravke za sve tipove mikroturbinskih postrojenja raspodijeljeni po eksponencijalnim raspodjelama, te okarakterisani parametrima $MTTF = 14.000$ h i $MTTR = 3,1$ h.

9.1.7. Pouzdanost napajanja iz mreže

Prosječna učestanost pojave prekida napajanja iz mreže je 1 kvar/god. Prosječno vrijeme popravke kvara je 2,3 h. Raspodjele gustine vjerovatnoće trenutka pojave kvara i vremena do popravke su korišćene prema slici 4.13.

9.1.8. Korisnički troškovi usljed prekida napajanja

Kriva korisničkih troškova usljed prekida napajanja za najgori scenario je data na slici 9.5. Koeficijenti zavisnosti iznosa troškova od trenutka dešavanja kvara (godišnjeg doba, dana u sedmici i sata u danu) prikazani su na slici 4.15. Kriva zavisnosti relativnih troškova od relativne nedostajuće snage je aproksimirana parabolom $\Delta c = (\Delta p)^2$.



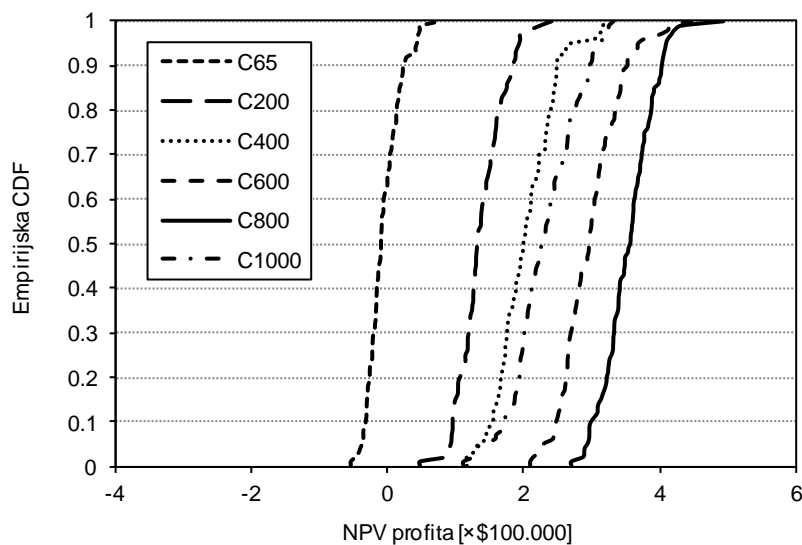
Slika 9.5 – Maksimalni troškovi korisnika usljed prekida napajanja zadanog trajanja

9.2. Rezultati simulacija za elektroenergetski aspekt

9.2.1. Osnovni slučaj

Za odabrane modele i inicijalne vrijednosti parametara, provedene su simulacije za svaku od šest razmatranih investicionih varijanti. Simulacije se sastoje od po 100 nezavisnih ciklusa pokretanja (engl. *runs*). Ovaj broj ciklusa je odabran prema kompromisu između rezolucije rezultata i vremena trajanja simulacija.

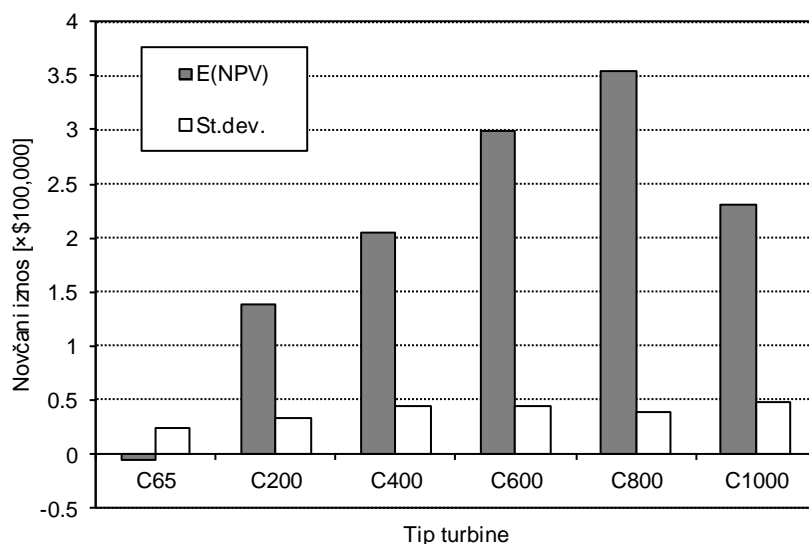
Prvi zaključci o rezultatima za osnovni slučaj mogu se izvesti uvidom u sliku 9.6 gdje su prikazane empirijske kumulativne raspodjele NPV profita za pojedine varijante.



Slika 9.6 – Osnovni slučaj: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante

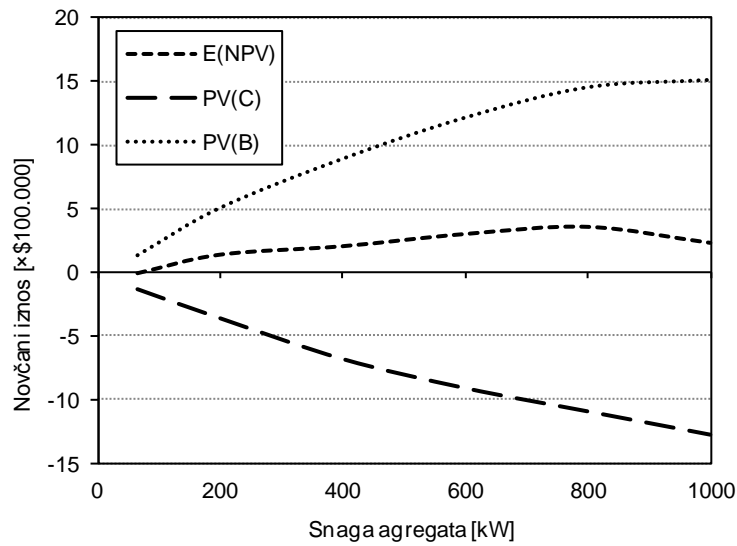
S obzirom da se dobijene krive empirijske kumulativne raspodjele vjerovatnoće ne presijecaju, moguće je napraviti nedvosmisleni redoslijed investicionih varijanti po kvalitetu: (1) C800, (2) C600, (3) C1000, (4) C400, (5) C200 i (6) C65.

Investiciona varijanta sa mikroturbinom C65 je veoma nepovoljna. Veliki procenat simulacionih ciklusa je rezultovao negativnom vrijednošću NPV profita, tako da se i za matematičko očekivanje dobija negativna vrijednost. Kod ostalih pet investicionih varijanti se pojavljuju samo pozitivne vrijednosti za NPV profita. Matematičko očekivanje za NPV profita raste sa povećanjem instalisane snage i maksimalnu vrijednost postiže kod varijante C800, a nakon toga naglo opada i kod C1000 je manje nego kod C600 (slika 9.7). Standardna devijacija rezultata slična je za sve investicione varijante.



Slika 9.7 – Osnovni slučaj: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante

Kada se napravi dijagram koji sadrži krive sadašnjih vrijednosti koristi (B), troškova (C) i očekivanih vrijednosti profita (E) kao razliku koristi i troškova (slika 9.8), prepoznaje se sličnost oblika sa teorijskim krivima sa slike 3.7. Troškovi rastu prema zakonu ekonomije veličine, a koristi rastu sa povećanjem instalisane snage sve dok zbog konačnih energetske potreba korisnika ne dođe do zasićenja. Najveća razlika između koristi i troškova se ostvaruje pri snazi od oko 800 kW. U paleti tržišnih varijanti optimumu je najbliže postrojenje C800.



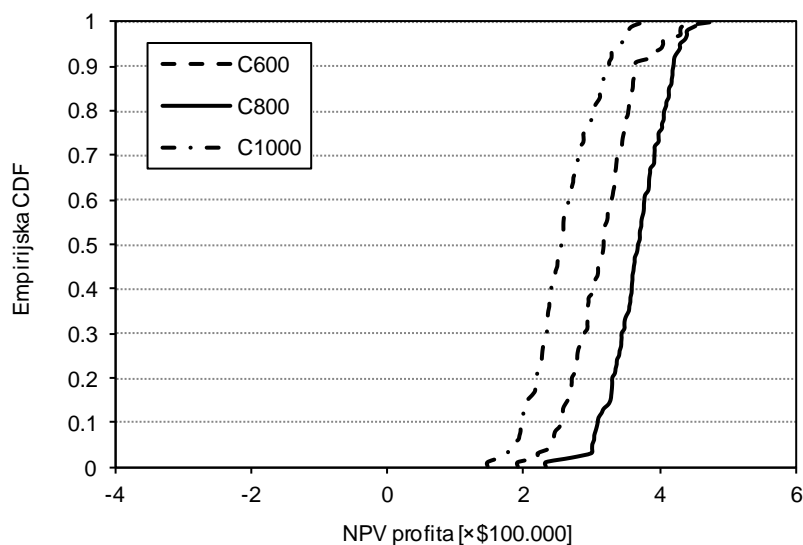
Slika 9.8 – Osnovni slučaj: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata

U nastavku se vrši analiza osjetljivosti rezultata na promjene nekoliko važnijih ulaznih promjenjivih. Analiza će biti svedena na tri najperspektivnija agregata – G4 (C600), G5 (C800) i G6 (C1000).

9.2.2. Uticaj promjene koeficijenta kolebljivosti cijene električne energije

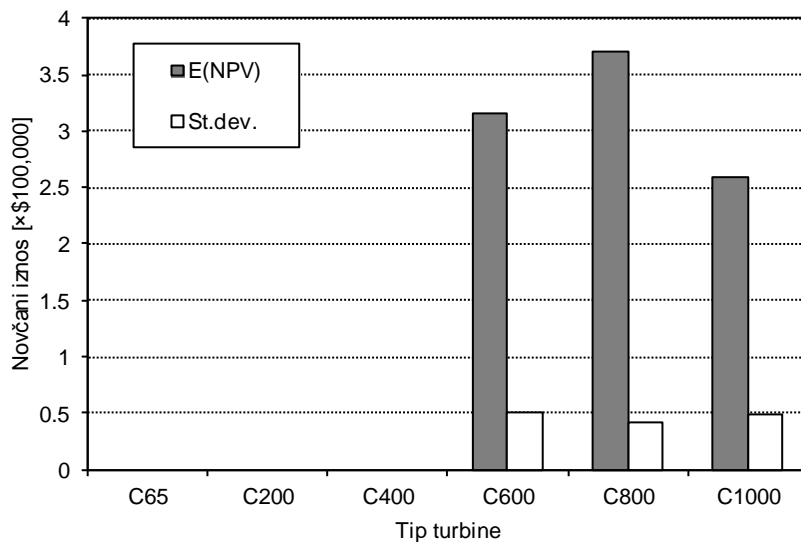
U ovoj sekciji se razmatra uticaj promjene stepena devijacije cijena električne energije na finalne rezultate. Analiza će biti imenovana kao slučaj A. Devijacija je modelovana koeficijentom kolebljivosti veleprodajne cijene električne energije koji je označen sa σ_x (formula 4.12). U osnovnoj verziji simulacije navedeni koeficijent je iznosio 0,41. Osjetljivost rezultata simulacija će biti ispitana povećavanjem vrijednosti ovog koeficijenta na 0,6.

Nakon izvršenih po 100 ciklusa simulacija za svaku od tri razmatrane investicione varijante dobijaju se empirijske kumulativne funkcije gustine raspodjele prema dijagramima na slici 9.9. Promjena nije dramatična u odnosu na bazni slučaj i redoslijed investicionih varijanti po kvalitetu je ostao isti – postrojenje C800 je i dalje najpovoljnije rješenje za korisnika.

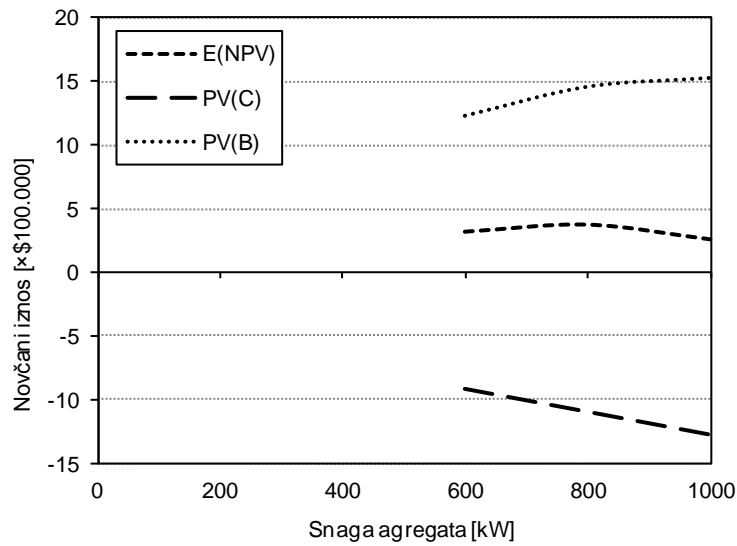


Slika 9.9 – Slučaj A: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante

Na osnovu slike 9.10 vidi se da je odnos očekivanih vrijednosti NPV profita sličan kao kod baznog slučaja. Poređenjem krivih sa slike 9.11 sa krivima baznog slučaja sa slike 9.8, primjećuje se da je očekivana vrijednost profita tek malo povećana.

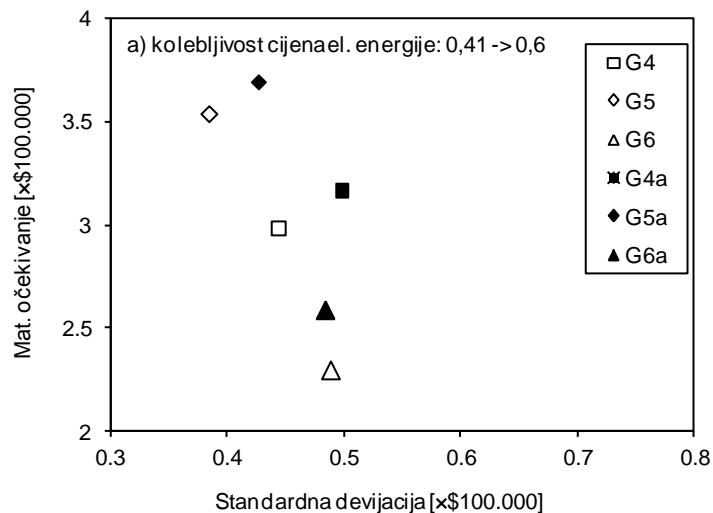


Slika 9.10 – Slučaj A: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante



Slika 9.11 – Slučaj A: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata

Detaljniji prikaz nastalih promjena u pogledu očekivane vrijednosti i standardne devijacije profita dat je na slici 9.12. Primjećuje se da je kod sve tri varijante došlo do blagog povećanja matematičkog očekivanja NPV profita. Razlog za to je što se kod veće devijacije cijena električne energije lakše pojave uslovi za uštedu kako sječanjem vršne snage, tako i vlastitom proizvodnjom energije u periodima kada je kilovat-čas iz mreže skup. Slika 9.12 takođe prikazuje da zbog veće devijacije ulazne veličine, uglavnom dolazi i do veće devijacije izlaznih rezultata.

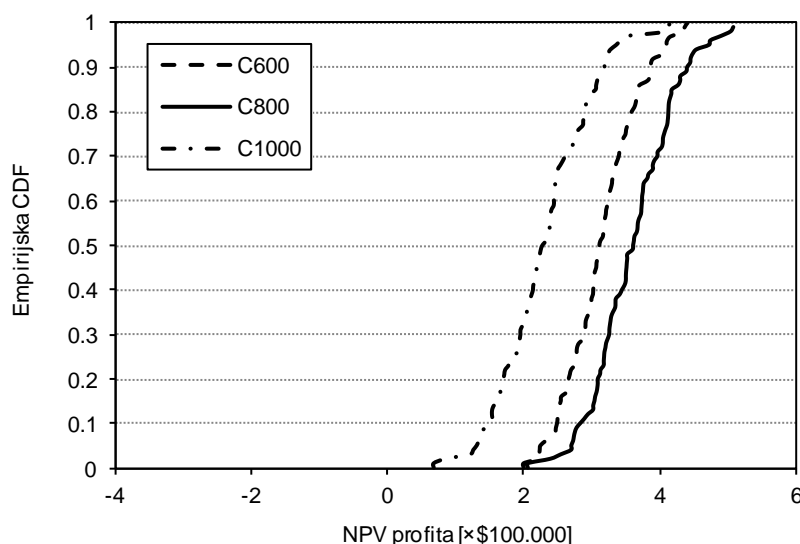


Slika 9.12 – Slučaj A: Efekti nastali promjenom koeficijenta kolebljivosti cijena električne energije

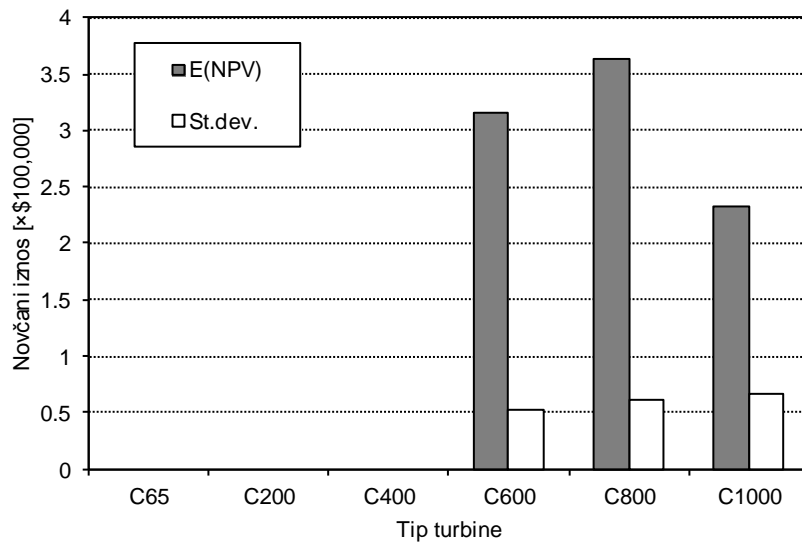
9.2.3. Uticaj promjene korelacije između cijena gasa i električne energije

Slučaj B predstavlja analizu uticaja promjene korelacije između veleprodajnih cijena prirodnog gasa i cijena električne energije. U baznoj postavci zadatka usvojena je visoka korelacija između navedene dvije veličine, koja se javlja na tržištima gdje se veliki procenat električne energije proizvodi iz gasnih elektrana. Konkretno, vrijednost koeficijenta korelacije ρ u formuli 4.13 u baznom slučaju iznosi 0,82. U ovoj analizi osjetljivosti inicijalna vrijednost koeficijenta korelacije će biti prepolovljena, dakle postavljena na $\rho = 0,41$.

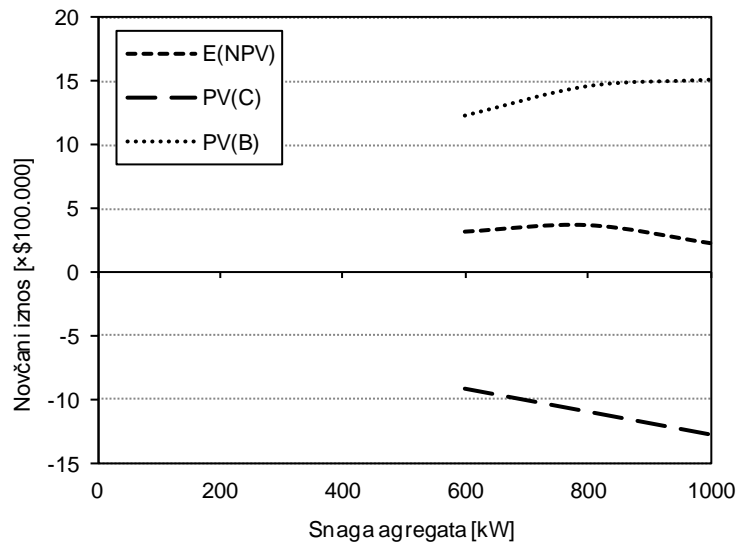
Kumulativne funkcije gustine NPV profita sa slike 9.13 i ovdje pokazuju da se redoslijed investicionih varijanti po kvalitetu ne mijenja, te da C800 ostaje najbolje rješenje za korisnika. Na slikama 9.14, 9.15 i 9.16 se vidi da matematičko očekivanje NPV profita minorno povećava. S druge strane, posebno sa slike 9.16, uviđa se da se standardna devijacija NPV profita znatno povećava. Tumačenje nastalih pojava je jednostavno. Kada se cijene gasa i električne energije mijenjaju po korelisanim putanjama odnos njihovih cijena se ne mijenja u širokim granicama, pa su tako i iznosi korisničke uštede slični od mjeseca do mjeseca. Kada se korelacija smanji, odnos cijena gasa i električne energije osciluje više, pa se u slučajevima skupe električne energije javlja veća ušteta, a slučajevima skupog gasa manja. Time se povećava devijacija rezultata, ali prosječna vrijednost ne doživljava veliku promjenu.



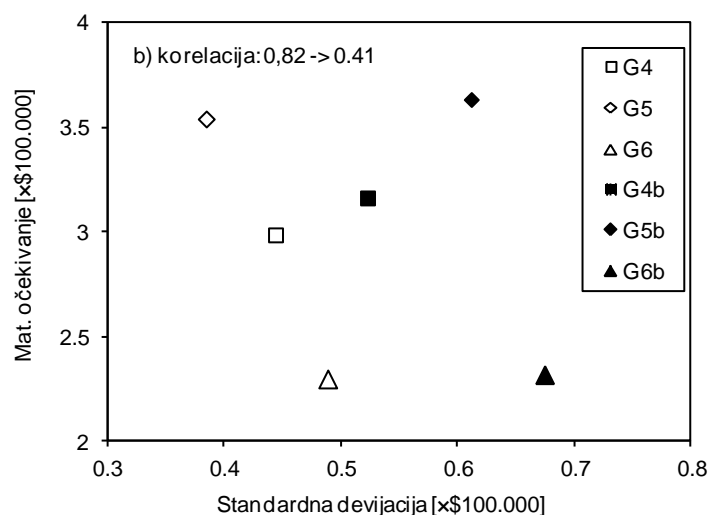
Slika 9.13 – Slučaj B: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante



Slika 9.14 – Slučaj B: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante



Slika 9.15 – Slučaj B: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata

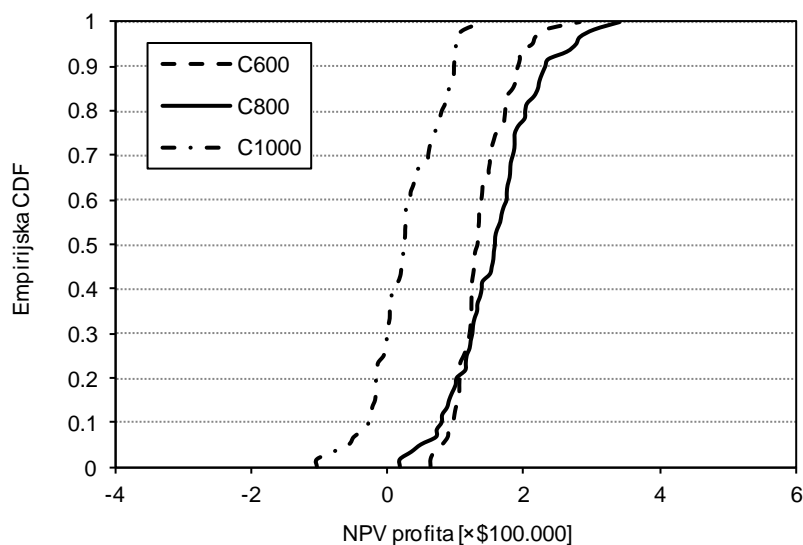


Slika 9.16 – Slučaj B: Efekti nastali smanjenjem koeficijenta korelacije cijena električne energije i gasa

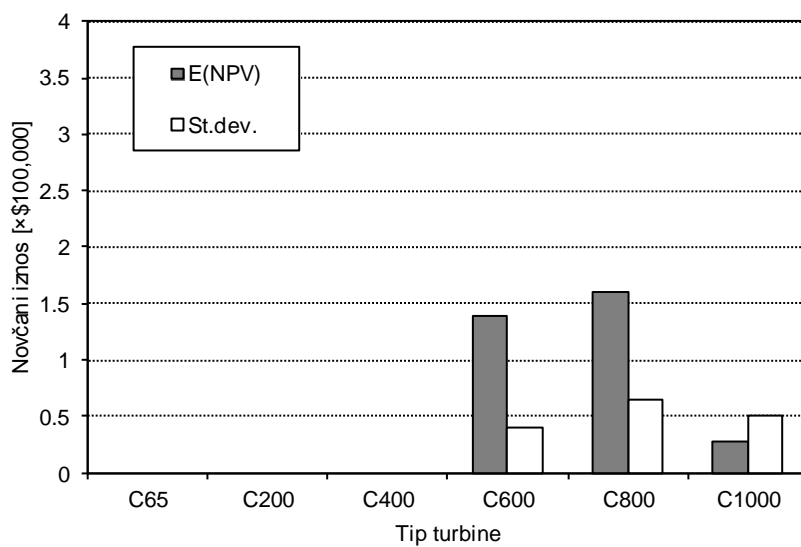
9.2.4. Uticaj promjene nivoa cijena gasa i električne energije

Odnos cijena gasa i električne energije je jedan od najvažnijih faktora koji diktira iznos ostvarljive uštede u korisničkom računu za energiju. Slučajem C testiraće se stepen uticaja promjene ovog odnosa, tako što će se povećati nivo srednje vrijednosti logaritma cijene prirodnog gasa \bar{y} sa inicijalne vrijednosti 1,35 na proizvoljnu novu vrijednost 1,54.

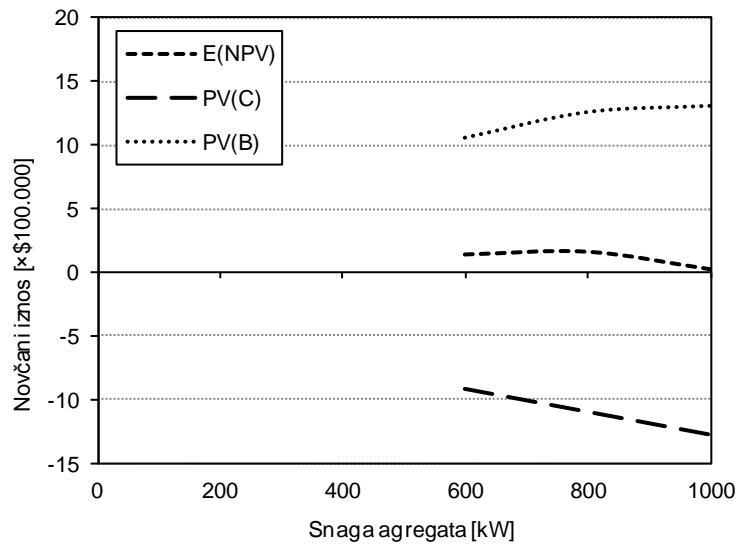
Kao što se moglo i očekivati, uticaj na ostvarljive rezultate biće veoma izražen. Zbog skupog gasa distribuirana proizvodnja biće angažovana dosta rjeđe i to prvenstveno za sječenje vršne snage. Sa slike 9.17 se vidi da se kod varijante sa postrojenjem C1000 sada pojavljuju ishodi simulacija i sa negativnom vrijednošću NPV profita. Kod varijanti C600 i C800 vrijednosti profita ostaju uvijek pozitivne, ali se u odnosu na bazni slučaj značajno smanjuju. Matematičko očekivanje za NPV profita i dalje je najveće kod postrojenja C800, ali je više nego dvostruko manje od profita ostvarljivog u baznom slučaju (slike 9.18 i 9.19).



Slika 9.17 – Slučaj C: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante



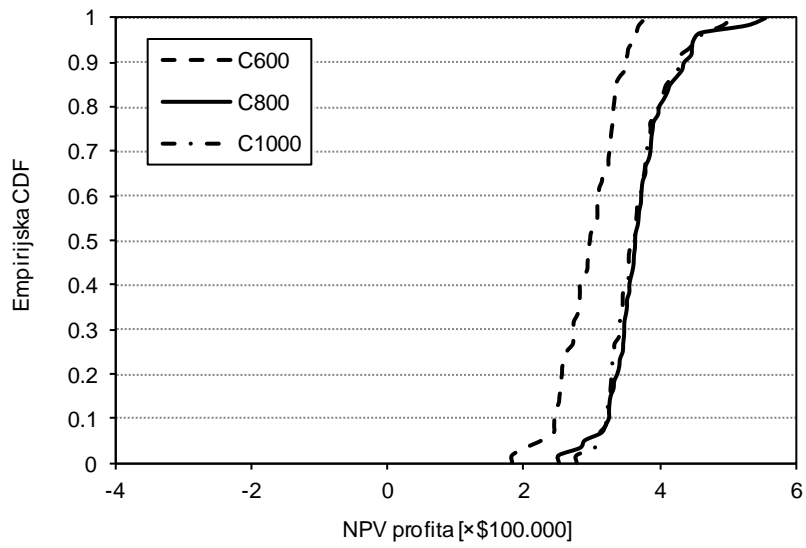
Slika 9.18 – Slučaj C: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante



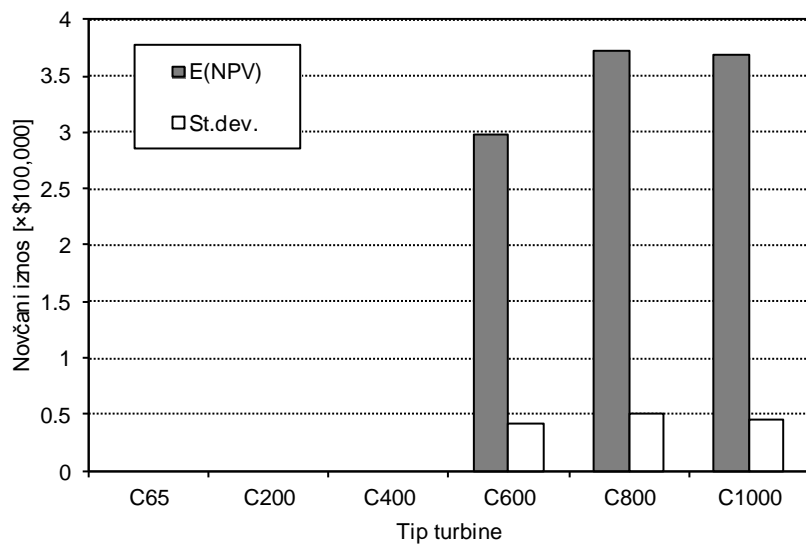
Slika 9.19 – Slučaj C: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata

9.2.5. Uticaj promjene devijacije dijagrama potrošnje

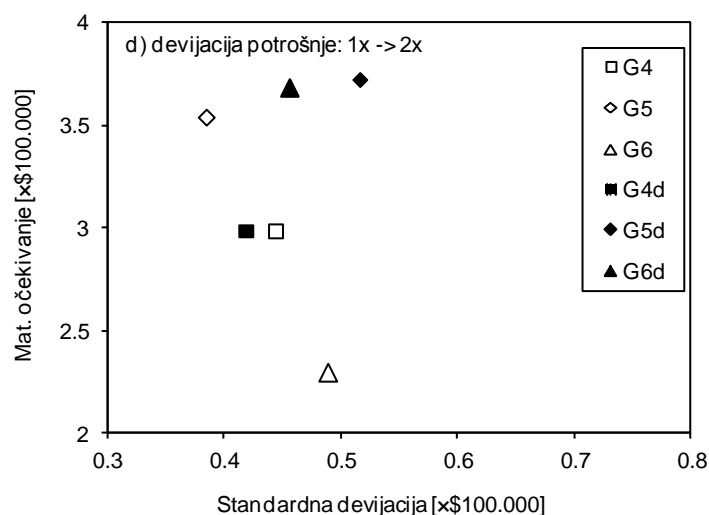
Slučaj D pokriva problematiku uticaja neizvjesnosti dijagrama potrošnje korisnika na isplativost investiranja u distribuiranu proizvodnju. S tim ciljem, izvršeno je testiranje tri investicione varijante u uslovima kada je standardna devijacija korisničkog dijagrama potrošnje udvostručena u odnosu na vrijednosti iz baznog slučaja. Povećana devijacija snage potrošnje logično vodi ka povećanju mjesečne vršne snage. Zbog toga velika instalisana snaga postrojenja C1000 dolazi do izražaja kod sjećanja velike vršne snage i performanse dosežu do nivoa performansi postrojenja C800 (slike 9.20, 9.21 i 9.22). Kod postrojenja C600 ne uočava se značajnija promjena.



Slika 9.20 – Slučaj D: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante



Slika 9.21 – Slučaj D: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante



Slika 9.22 – Slučaj D: Efekti nastali povećanjem devijacije snage potrošnje

9.2.6. Doprinos koristi od poboljšanja pouzdanosti napajanja

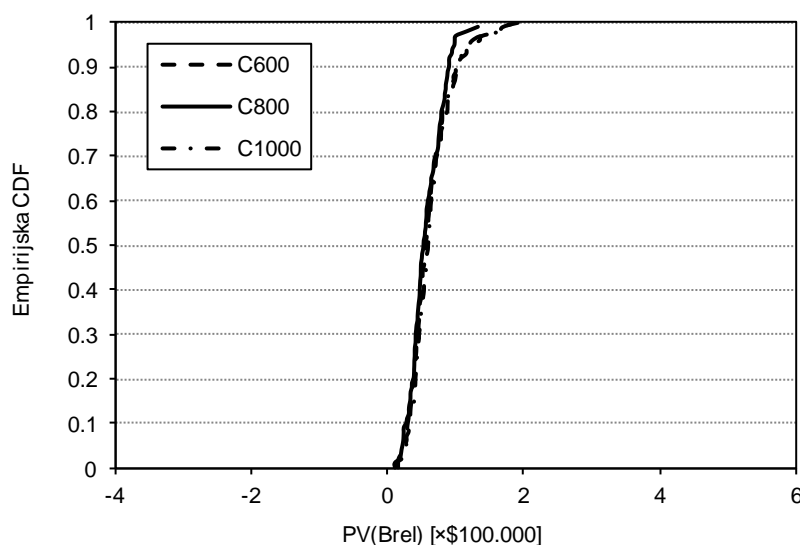
U ovom podpoglavlju se razmatra koliko od ukupnog iznosa ostvarljive koristi otpada na korist od poboljšanja pouzdanosti napajanja. U tu svrhu je za tri favorizovane investicione varijante (C600, C800 i C1000) računat iznos sadašnje vrijednosti koristi od poboljšanja pouzdanosti – $PV(B_{REL})$, za bazni slučaj i za sva četiri slučaja analize osjetljivosti A-D. Vrijednosti matematičkog očekivanja (E) i standardne devijacije (St. dev.) iznosa $PV(B_{REL})$ prikazani su u tabeli 9.4.

Tabela 9.4 – Mat. očekivanje i st. devijacija koristi od poboljšanja pouzdanosti

$PV(B_{REL}), [\$]$	C600		C800		C1000	
	E	St. dev.	E	St. dev.	E	St. dev.
Osnovni slučaj	63023	32509	58939	25096	63557	31282
Slučaj A	61577	30881	57945	25171	65725	26213
Slučaj B	67191	34009	66437	29622	67535	33830
Slučaj C	58364	25679	59848	30099	64915	31081
Slučaj D	65500	28699	64527	36707	61657	31214

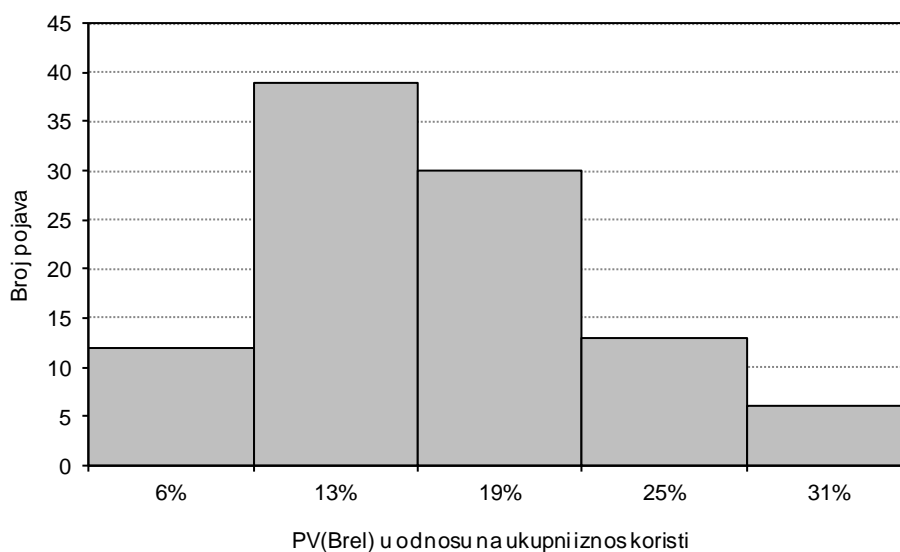
S obzirom na postavku problema karakteristike dobijenih rezultata su očekivane. Devijacija rezultata je veoma izražena. To je logično jer se po jednom ciklusu simulacije koji pokriva 15 godina životnog vijeka pojavljuje u prosjeku 15 kvarova, što je prilično mala vrijednost. U zavisnosti od trenutka kvara i nedostajuće snage u tom trenutku iznos izbjegnute štete korisnika može da varira u veoma širokim granicama.

Slika 9.23 prikazuje primjer poređenja empirijskih kumulativnih funkcija gustine raspodjele za koristi od poboljšanja pouzdanosti. Primjećuje se da je razlika među varijantama prilično mala, s obzirom da se dijagrami većim dijelom poklapaju. Uporište za malu razliku među varijantama leži u prilično velikim instalisanim snagama svakog od tri proizvodna postrojenja, u poređenju sa maksimalnom snagom potrošnje. Bez obzira u kom trenutku da se desi ispad napajanja iz mreže velika je vjerovatnoća da svaka od jedinica može da pokrije vitalni dio potrošnje i time svede iznos štete na nisku vrijednost. Poklapanje oblika dijagrama empirijskih CDF bilo bi i veće da simulacija ima više ciklusa pokretanja.



Slika 9.23 – Osnovni slučaj: Poređenje varijanti u pogledu koristi od poboljšanja pouzdanosti

Zaključuje se da na polju poboljšanja pouzdanosti sve tri varijante postižu vrlo slične rezultate, te da ovo nije aspekt koji određuje finalni sud o tome koju varijantu odabrati. Finese u razlikama između varijanti u pogledu koristi B_{REL} mogle bi biti određene ako bi se povećao broj ciklusa simulacija. Međutim, kada se uporedi iznos koristi ostvaren na polju poboljšanja pouzdanosti sa ukupnim iznosom koristi za kompletan elektroenergetski aspekt zaključuje se da za to ne postoji potreba. Primjera radi, kod osnovnog simulacionog slučaja prosječna vrijednost udjela $PV(B_{REL})$ u ukupnom iznosu koristi iznosi 16,5%, a kompletan histogram ovog udjela prikazan je na slici 9.24.



Slika 9.24 – Osnovni slučaj: Histogram relativnog učešća koristi od poboljšanja pouzdanosti u ukupnom iznosu koristi

9.2.7. Zaključne napomene za elektroenergetski aspekt

Na prikazanom test primjeru pokazano je da je simulacionom metodom moguće detaljno analizirati tehnoeкономski potencijal pojedinih investicionih varijanti u korisničku distribuiranu proizvodnju i izvršiti njihovo međusobno poređenje. Komplexnost modelovanja i trajanje izračunavanja jeste nedostatak prikazane metode, ali zauzvrat se dobija detaljnost i sveobuhvatnost rezultata.

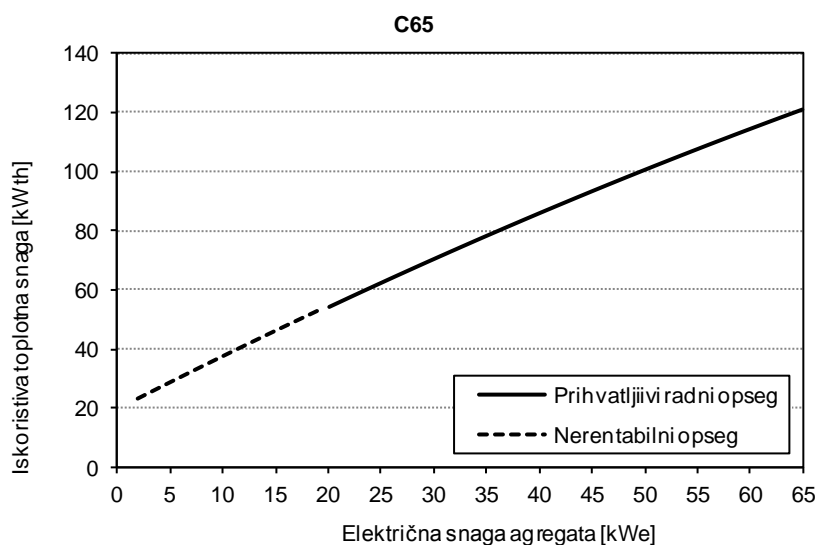
Prema rezultatima dobijenim za ovaj ilustrativni primjer, korisnik bi se odlučio da investira u mikroturbinsko postrojenje C800. Rezultati pokazuju da će C800 biti najbolji izbor za širok opseg neizvjesnosti ulaznih veličina, te da je rizik gubitka (negativnog profita) zanemarljiv.

Na odluku o najboljoj investicionoj varijanti presudno je uticala korist ostvarljiva na polju minimizacije računa za energiju (B_{OPT}). Korist od poboljšanja pouzdanosti (B_{REL}) pokrila je tek oko 1/6 ukupne koristi. Već je pokazano u poglavlju 7 da se omjer između B_{OPT} i B_{REL} može znatno promijeniti u drugačijim okolnostima.

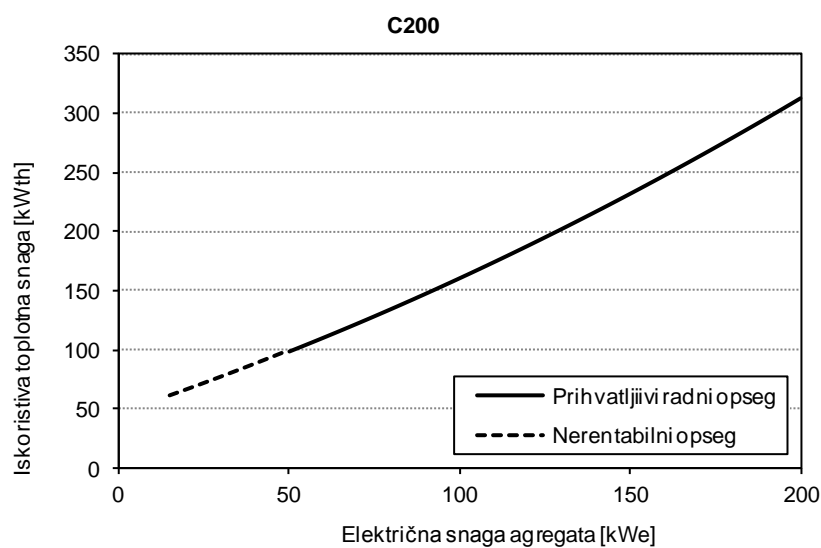
9.3. Uvažavanje kombinovane proizvodnje toplotne energije

Izduvni gasovi kod mikroturbina raspolažu značajnom količinom toplotne energije. Investiranjem u sistem izmjenjivača toplote, toplotnu energiju koja se inače nepovratno odaje u atmosferu korisnik bi mogao iskoristiti za grijanje prostora,

pripremanje tople vode itd. Dijagrami prikazani na slikama 9.25 i 9.26 pokazuju da je potencijal mikroturbina za proizvodnju toplotne energije veoma respektabilan. Na dijagramima su prikazani iznosi toplotne snage u funkciji izlazne električne snage mikroturbine, uz uvažavanje očekivanih gubitaka u izmjenjivačima toplote. Mikroturbina C65 (slika 9.25) ima veoma visok odnos toplotne snage prema električnoj snazi, pa se pri nominalnom izlazu od 65 kilovata električnih dobija oko 120 kilovata toplotne snage. Kod turbine C200 navedeni odnos je manji, te se pri 200 kWe dobija oko 310 kWth.



Slika 9.25 – Toplotna snaga u funkciji električne snage za mikroturbinu C65



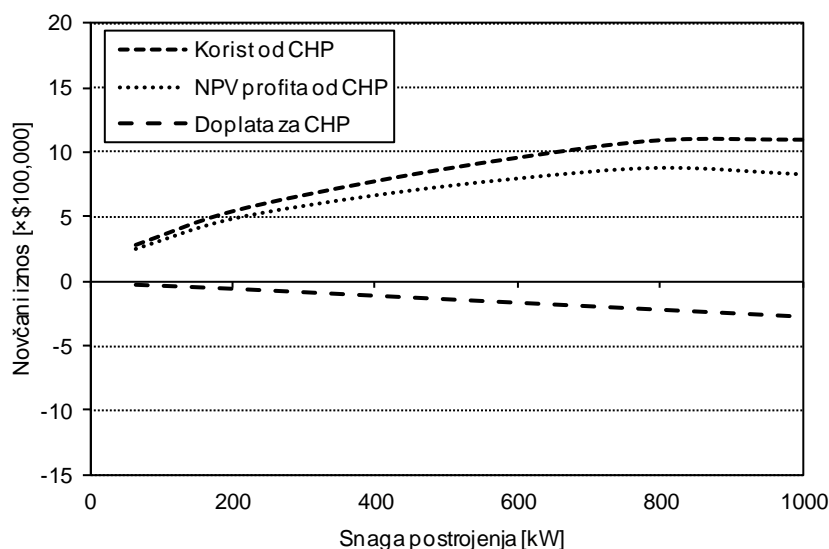
Slika 9.26 – Toplotna snaga u funkciji električne snage za mikroturbinu C200

9.3.1. Podaci o simulacijama

Za šest investicionih varijanti (G1–G6) testirano je kolika će biti raspoloživa količina toplotne energije dok se električni konzum snabdijeva angažovanjem agregata po predloženom ETC algoritmu. Pretpostavljeno je da se prije investicije u DG toplotni konzum snabdijevao energijom koja se sagorijevanjem prirodnog gasa dobija iz vlastitog kotla. Gas se kupuje po istim maloprodajnim cijenama kao i za mikroturbine, a efikasnost kotla je postavljena na 80%. Računato je kolika je maksimalna izbjegnuta kupovina gasa za sagorijevanje u kotlu, ako se koristi otpadna toplota iz mikroturbinskih postrojenja. Od toga su odbijeni troškovi nadogradnje u sistem izmjenjivača toplote. Cijena CHP nadogradnje je 400 \$/kW za C65 i 300 \$/kW za postrojenja bazirana na C200.

9.3.2. Rezultati simulacija

Rezultati scenarija pri kojem se ostvaruje teorijski maksimum matematičkog očekivanja koristi od nadogradnje u CHP prikazani su dijagramom na slici 9.27. Kada bi se mogla korisno upotrijebiti sva proizvedena toplotna energija, profit od investiranja u izmjenjivače toplote za CHP bio bi veoma značajan.



Slika 9.27 – Efekti ulaganja u sistem za korišćenje toplotne energije

S druge strane, mala je vjerovatnoća da će se postići teorijski maksimum. Na primjer, ako se toplotna energija koristi za grijanje prostora sigurno je da ona neće biti potrebna minimalno šest mjeseci u toku jedne godine (tipično u intervalu od 15. aprila

do 15. oktobra našim prostorima). Time bi ostvarljiva korist od CHP pala na oko 50% od teorijskog maksimuma. Da bi se odredio očekivani iznos toplotne energije koju će korisno upotrijebiti korisnik, bilo bi potrebno preciznije modelovati dijagram toplotne potrošnje u uslovima neizvjesnosti, ali to nije od primarnog interesa za ovu disertaciju. U nastavku su date samo granične vrijednosti izražene procentualno u odnosu na teorijski maksimum pri kojima se korisniku isplati da uloži u nadogradnju za CHP. Rezultati su prikazani u tabeli 9.5.

Tabela 9.5 – Granice isplativosti ulaganja u nadogradnju za CHP

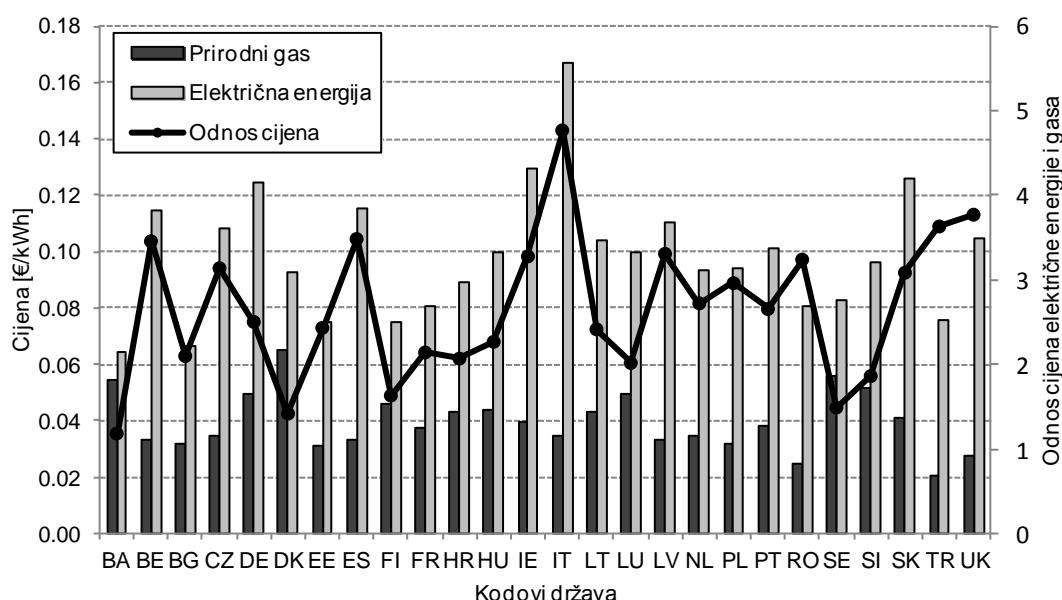
Veličina	Jed.	C65	C200	C400	C600	C800	C1000
NPV ulaganja u CHP	$\times 10^5 \$$	0,24	0,55	1,09	1,64	2,19	2,73
NPV očekivane koristi	$\times 10^5 \$$	2,79	5,44	7,76	9,61	10,98	11,02
Prag isplativosti	%	8,5	10,1	14,1	17,1	19,9	24,8

Na kraju se može dodati, da je investiranje u kogenerativna proizvodna postrojenja u određenim okolnostima podržano raznim programima subvencioniranja, čime se investicioni troškovi smanjuju i prag isplativosti još spušta.

9.4. Diskusija primjenjivosti u našim uslovima

Na početku poglavlja je rečeno da su radi univerzalnosti pristupa simulacije vršene uz nivoje cijena koje vladaju u razvijenim zemljama Evrope i Amerike. U Srbiji i Republici Srpskoj omjer cijena gasa i električne energije je trenutno mnogo veći od tog odnosa u razvijenim zemljama, jer se gas uvozi, a cijena električne energije zakonski reguliše na niskoj vrijednosti [62]. U namjeri da se pregledno uporede cijene u Republici Srpskoj (i BiH) sa cijenama u okolnim zemljama, konstruisan je dijagram prikazan na slici 9.28. Podaci o nivoima cijena za industrijske korisnike prikupljeni su od kompanije koja se bavi evropskom statistikom (*Eurostat*) [78]. Pored Bosne i Hercegovine (BA), dijagram prikazuje informacije za još 25 zemalja Evrope (koje su obilježene standardnim dvoslovnim kodovima država). Cijene električne energije i prirodnog gasa prikazani su stubićima, dok je njihov međusobni odnos označen linijom. Raznolikosti tarifnih sistema u pojedinim zemljama uvažen je preračunavanjem u domen ekvivalentne cijene u evrima po kilovat-času, korišćenjem *Eurostat* metodologije. Primjećuje se da korisnici u Bosni i Hercegovini uživaju u najjeftinijoj

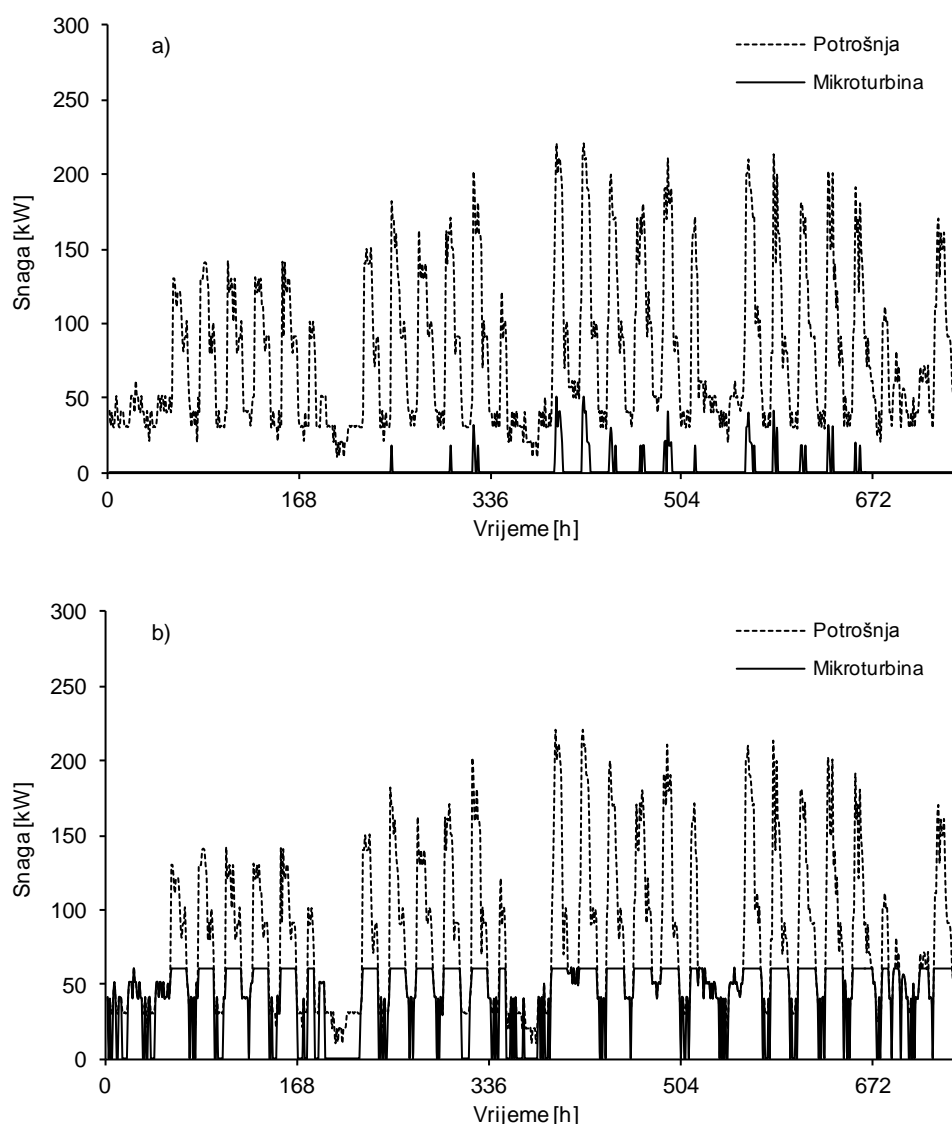
električnoj energiji, dok je cijena koju plaćaju za prirodni gas među najvišim u Evropi. Od svih država navedenih u dijagramu sa slike 9.28, očigledno je da Bosna i Hercegovina ima najmanji odnos cijene električne energije prema cijeni prirodnog gasa. To nije previše iznenađujuće s obzirom da se radi o zemlji koja je neto izvoznik električne energije, a 100% uvoznik prirodnog gasa.



Slika 9.28 – Cijene električne energije i prirodnog gasa za industrijske korisnike u odabranim evropskim zemljama

Direktna posljedica je da je u BiH energija iz distribuirane proizvodnje praktično uvijek skuplja od energije iz mreže, te se račun za električnu energiju može donekle umanjiti jedino na polju sječenja vršne snage. U radu [62] koji prethodi disertaciji prikazan je test upotrebe mikroturbine od 60 kW na primjeru dijagrama potrošnje izmjenog kod jednog industrijskog potrošača iz Republike Srpske. Primjenjen je ETC algoritam za angažovanje mikroturbine i određena je vrijednost uštede u računu za električnu energiju. Koristi od poboljšanja pouzdanosti i kombinovane proizvodnje toplotne energije nisu uzete u obzir. Simulacija je sprovedena uvažavajući realne cijene električne energije i prirodnog gasa koje je odredila Regulatorna agencija za energetiku Republike Srpske (REERS). Potom je za isti dijagram, radi poređenja, urađena simulacija korišćenjem cijena koje nudi kalifornijska kompanija *Pacific Gas and Electricity* (PG&E). Slika 9.29 pokazuje dijagrame angažovanja mikroturbine tokom reprezentativnog mjeseca (konkretno oktobar 2011. godine). Slika 9.29a odgovara

ulaznim parametrima iz Republike Srpske, dok slika 9.29b odgovara podacima iz Kalifornije.



Slika 9.29 – Poređenje angažovanja mikroturbine po ETC algoritmu pod uslovima koji vladaju u (a) Republici Srpskoj i (b) Kaliforniji

Primjećuje se velika razlika između ova dva scenarija. Dok je u Republici Srpskoj ekonomično samo nekoliko puta u toku mjeseca pokrenuti mikroturbinu radi odsijecanja najviših vrhova snage potrošnje, mikroturbina u Kaliforniji bi radila mnogo češće i to sa maksimalnom mogućom snagom. Konačni zaključak je da investiranje u mikroturbinu za solo električnu proizvodnju u Republici Srpskoj nije opravdano. S druge strane, Sjedinjene Države, gdje je gas mnogo jeftiniji, a električna energija

relativno skupa, idealne su za primjenu gasnih mikroturbina. U radu [62] je pokazano da je potencijalna ušteda u računu za električnu energiju za korisnike u Republici Srpskoj toliko mala da prosti period otplate investicije u mikroturbinsko postrojenje prelazi i preko 40 godina, dok u SAD i u nekim evropskim zemljama iznosi od 5 do 10 godina.

Zbog svega navedenog upotrebljivost distribuirane proizvodnje za vlastitu proizvodnju energije na našim terenima limitirana je u današnjim okolnostima. Isplativost ipak treba provjeriti ukoliko korisnik posjeduje vlastiti energent (npr. biogas) ili ako postoji visoka osjetljivost na prekide napajanja. Očekivanja su da će neizbježna liberalizacija dovesti do povećanja cijene električne energije i kod nas, a izgradnja gasovoda „Južni tok“ do smanjenja cijena prirodnog gasa. Uslovi koji vladaju kod nas približiće se stanju koje je prisutno u razvijenim zemljama.

10. Zaključak

U disertaciji je razmatrana problematika isplativosti investiranja u distribuiranu proizvodnju iz perspektive korisnika. Od interesa su industrijski i komercijalni korisnici električne energije, čiji računi osim stavke za utrošenu energiju obavezno sadrže i stavku za mjesečnu vršnu snagu. Prezentovana je metodologija koja treba korisniku da pruži odgovor da li je isplativo da investira u distribuiranu proizvodnju, koja bi mogla biti angažovana u kombinaciji sa kupovinom energije iz distributivne mreže. Metodologija takođe, kroz proceduru vrednovanja varijanti, određuje koja je od raspoloživih investicija najpovoljnija za korisnika.

Za vrednovanje investicionih varijanti neophodno je što bolje procijeniti ostvarljive koristi i nametnute troškove koji proističu kupovinom i upotrebom vlastitih agregata. Posebna pažnja je posvećena eksploatacionom aspektu, jer isplativost investicije u distribuiranu proizvodnju veoma zavisi od načina angažovanja proizvodnih jedinica. Pregledom relevantne literature napravljena je lista promjenjivih koje se smatraju uticajnim na potencijal distribuirane proizvodnje da u uslovima neizvjesnosti korisniku donese uštedu u odnosu na referentni slučaj kada se snabdijevanje vrši samo iz distributivne mreže. Cilj je bio da se uvažavaju svi ulazi koji se u ključnim referencama navode kao uticajni. Razvijen je novi heuristički blisko-optimalni algoritam za angažovanje distribuiranih agregata, sa ispunjenim ciljem da skup ulaznih promjenjivih bude kompletniji od skupova pokrivenih u dosadašnjim istraživanjima. Algoritam je opsežno testiran i pokazano je da se njegovom upotrebom postižu kvalitetni rezultati u širokom opsegu radnih režima. U eksploatacioni aspekt takođe spada i razmatranje slučaja kada se uz električnu energiju kombinovano proizvodi i toplotna energija. Testirana je primjenjivost razvijenog algoritma na probleme kogenerativne proizvodnje energije. Pokazana je upotrebljivost za određenu klasu slučajeva.

Eksploatacionom aspektu je dodat i aspekt uticaja distribuirane proizvodnje na poboljšanje pouzdanosti snabdijevanja korisnika električnom energijom. Razvijen je

algoritam pomoću kojeg se vrši kvantifikovanje koristi koju distribuirana proizvodnja pruža korisniku kao dodatna opcija za napajanje.

Nasuprot svim navedenim koristima leže troškovi investiranja u distribuiranu proizvodnju. U radu je dat pregled načina za svođenje investicionih troškova na godišnji nivo. S obzirom da investicione troškove može umanjiti prisustvo finansijskih podsticaja, sistematizovani su modeli za uvažavanje mehanizama finansijske podrške u proceduru za poređenje investicionih varijanti.

Predložena metodologija je testirana na oglednim primjerima, prvo parcijalno za pojedine tipove koristi, a na kraju i sveobuhvatno na integralnom slučaju. Diskutovana je primjenjivost u našim uslovima.

Nomenklatura

U tekstu disertacije upotrijebljen je veliki broj oznaka za reprezentaciju matematičkih i fizičkih veličina i parametara. Radi olakšanja upotrebe, u nastavku sekcije se daje pregled korišćenih simbola. I pored toga što je korišćen i engleski i grčki alfabet, nije bilo moguće da se jedan znak koristi samo za jednu namjenu, nego neki simboli imaju višestruku primjenu. Jedan razlog je težnja za praćenjem standardne nomenklature koja se ustalila u literaturi, a drugi je želja da prikaz bude intuitivan i da se lako uviđa koju veličinu opisuje odabrani simbol.

Promjenjive i konstante

B_i	Novčani iznos koristi tipa i
B_{OPT}	Korist od smanjenja računa za utrošenu električnu energiju
B_{CHP}	Korist od kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije
B_{REL}	Korist u vidu popravljivanja pouzdanosti snabdijevanja
B_{INC}	Korist od finansijskih podsticaja
B_{OTH}	Ostale koristi
C_j	Novčani iznos troškova tipa j
C_{INV}	Investicioni troškovi
C_{OTH}	Ostali troškovi
d	Diskontna stopa
n_L	Broj godina životnog vijeka investicije
n_B	Broj tipova koristi
n_C	Broj tipova troškova
$PV()$	funkcija svođenja na sadašnju vrijednost (engl. <i>Present Value</i>).
$NPV()$	funkcija svođenja na neto sadašnju vrijednost (engl. <i>Net Present Value</i>).
T	Period tipičnog dijagrama potrošnje

$L(h)$	Snaga potrošnje korisnika u satu h
$L_m(h)$	Matematičko očekivanje dijagrama potrošnje
$\sigma(h)$	Standardna devijacija dijagrama potrošnje
P_w	Procenat sedmične vršne snage potrošnje u odnosu na godišnji maksimum
P_d	Procenat dnevne vršne snage potrošnje u odnosu na sedmični maksimum
P_h	Procenat satne snage potrošnje u odnosu na dnevni maksimum
a_j	Koeficijenti linearnog regresionog modela
$N(0,1)$	Broj izvučen iz standardne normalne raspodjele
$U(0,1)$	Broj izvučen iz standardne uniformne raspodjele
$\varepsilon(h)$	Greška (šum)
$T(h)$	Komponenta koja predstavlja trend snage potrošnje
$S(h)$	Komponenta koja predstavlja sezonsku pravilnost snage potrošnje
$X(h)$	Preostala nepravilna stohastička komponenta (greška) snage potrošnje
$C_i \left[\frac{\$/h}{kW} \right]$	Satni troškovi goriva agregata i pri snazi P_i
$c \left[\frac{\$}{unit} \right]$	Specifični troškovi goriva po jedinici mase ili zapremine (u npr. $\$/l$ ili $\$/ft^3$)
$H \left[\frac{kWh}{unit} \right]$	Toplotna moć goriva (u npr. kWh/l ili kWh/ft^3)
η_i	Koeficijent iskorišćenja u funkciji snage agregata P_i
C_{WS}^{kWh}	Cijena energije na veleprodajnom nivou
TD^{kWh}	Troškovi prenosa i distribucije energije
TV^{kWh}	Troškovi taksi i poreza električne energije
$C_{PU}^{kWh}(h)$	Cijena energije iz distributivne mreže u satu h
$C_{PU}^{kW}(m)$	Cijena mjesečne vršne snage iz distributivne mreže u mjesecu m
C_{PU}^{Fix}	Mjesečna fiksna nadoknada za priključak na distributivnu mrežu
C_m^{DG}	Mjesečni troškovi za električnu energiju kada postoji distr. proizvodnja
C_m^{NoDG}	Mjesečni troškovi za električnu energiju kada ne postoji distr. proizvodnja
$C_i^{DER-VAR}$	Integralna funkcija troškova i -tog agregata ($\$/kWh$)
C^{FIX}	Iznos ukupnih fiksnih troškova

S_m	Mjesečni iznos uštede
P_i	Snaga agregata i
P_i^{MIN}	Minimalna snaga agregata i
P_i^{MAX}	Maksimalna snaga agregata i
P_i^{INS}	Instalisana snaga agregata i
P_{DG}	Ukupna snaga distribuirane proizvodnje
P_T [kW]	Maksimalna dozvoljena vrijednost (prag – engl. <i>threshold</i>) vršne snage koju korisnik angažuje iz distributivne mreže
$C_i(P_i)$	Troškovi goriva agregata i u funkciji snage P_i
$C_i^{O\&M-VAR}$	Varijabilni troškovi održavanja agregata i
$C_i^{O\&M-FIX}$	Fiksni troškovi održavanja agregata i
$C_i^{TAX-VAR}$	Varijabilni troškovi poreza i taksi agregata i
$C_i^{TAX-FIX}$	Fiksni troškovi poreza i taksi agregata i
C_i^{EM-VAR}	Varijabilni troškovi emisije agregata i
C_i^{EM-FIX}	Fiksni troškovi emisije agregata i
C^{DG-VAR}	Minimalni mogući varijabilni troškovi distr. proizvodnje za neku snagu
SC	Troškovi pokretanja agregata
σ	Troškovi pokretanja agregata iz toplog stanja
δ	Troškovi pokretanja agregata iz hladnog stanja
t_{off}	Vrijeme proteklo od prethodnog isključenja agregata
τ	Vremenska konstanta hlađenja agregata
λ	Intenzitet otkaza
μ	Intenzitet popravke
W	Wienerov proces (standardni bijeli šum)
ϕ	Polinom AR parametara ARMA procesa
θ	Polinom MA parametara ARMA procesa
Φ	Polinom AR parametara sezonskog ARMA procesa
Θ	Polinom MA parametara sezonskog ARMA procesa
X	Vektor promjenljivih slučajnog procesa (logaritmiranih cijena)

K	Matrica koeficijenata intenziteta vraćanja ka srednjoj vrijednosti
\bar{X}	Vektor dugoročnih srednjih vrijednosti logaritmiranih cijena
V	Matrica koeficijenata kolebljivosti (engl. <i>volatility rate matrix</i>)
W	Vektor korelisanih <i>Wienerovih</i> (tj. standardnih <i>Brownovih</i>) procesa
ρ	Koeficijent korelacije
t	Vrijeme
$CDF(d_{int})$	Korisnikova funkcija štete za prekid trajanja d_{int} za najgori slučaj
C_{int}	Iznos štete korisnika usljed prekida napajanja
O_s	Faktor godišnjeg doba za ponderisanje korisničke štete usljed prekida
O_d	Faktor dana u sedmici za ponderisanje korisničke štete usljed prekida
O_h	Faktor sata u danu za ponderisanje korisničke štete usljed prekida
PI	Indeks performansi algoritma za angažovanje agregata
SI	Indeks štedljivosti algoritma za angažovanje agregata
HPR	Odnos termičke i električne potrošnje (engl. <i>Heat to Power Ratio</i>)
C_E	Troškovi električne energije
C_Q	Troškovi toplotne energije
C_Q^{kWh}	Cijena kilovat-časa toplotne energije
C_Q^{Fix}	Mjesečna fiksna nadoknada za priključak na toplanu
$Q(h)$	Toplotna snaga preuzeta od toplane u času h
C_F^{vol}	Cijena energenta po prodajnoj jedinici
η_B	Efikasnost kotla
$M_w(w)$	Sedmična termička snaga kao procenat u odnosu na godišnji maksimum
$M_d(d)$	Dnevna termička snaga kao procenat u odnosu na sedmični maksimum
$M_{h,k}(h)$	Termička snaga u satu h u odnosu na dnevni maksimum, za dan tipa k
C_{REL}	Godišnji troškovi koje korisnik ima zbog nepouzdanosti kada nema instalisane distribuirane proizvodnje
C_{REL}^{DG}	Godišnji troškovi koje korisnik ima zbog nepouzdanosti kada postoji distribuirana proizvodnja
r_m	Očekivano vrijeme trajanja kvara u mjesecu m
r_d	Očekivano vrijeme trajanja kvara u danu d , nezavisno od mjeseca

r_h	Očekivano vrijeme trajanja kvara u času h , nezavisno od mjeseca i dana u sedmici
r_{avg}	Prosječno godišnje trajanje kvara
t_0	Trenutak nestanka napajanja iz distributivne mreže
ΔP	Apsolutni iznos nedostajuće snage kod korisnika zbog nestanka napajanja iz distributivne mreže
Δp	Relativni iznos nedostajuće snage kod korisnika zbog nestanka napajanja iz distributivne mreže
Δc	Funkcije relativnih troškova korisnika u zavisnosti od nedostajuće snage
C_i^{CAP}	Investicioni troškovi za agregat i po kilovatu instalisane snage
A	Faktor skaliranja ukupne investicije na nivo jedne godine
r_i	Kamatna stopa kredita
N	Broj godina vraćanja kredita
G	Broj godina grejs perioda kredita

Indeksi

i,j,k	Indeksi kod raznih nabiranja
P,p	Oznake reda AR komponente kod ARMA, sezonskog ARMA i ARIMA modela
Q,q	Oznake reda MA komponente kod ARMA, sezonskog ARMA i ARIMA modela
D,d	Oznake reda integralne komponente kod ARIMA modela
h	Oznaka sata
d	Oznaka dana
w	Oznaka sedmice
y	Oznaka godine

Popis skraćenica

Skraćenica	Originalni izraz	Prevod
B	<i>Benefit</i>	Korist
BIPV	<i>Building Integrated PV</i>	Fotonaponski ugrađen u zgradu
C	<i>Cost</i>	Trošak
CDF	<i>Customer Damage Function</i>	Korisnička funkcija štete
CDF	<i>Cumulative Density Function</i>	Funkcija kumulativne gustine vjerovatnoće
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>	Kombinovana proizvodnja toplotne i električne energije
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>	Naplaćivanje po kritičnoj vršnoj snazi
DCF	<i>Discounted Cash Flow</i>	Diskontovani tokovi novca
DG	<i>Distributed Generation</i>	Distribuirana proizvodnja
ET	<i>Electricity Tracking</i>	Praćenje električne potrošnje
ETC	<i>Enhanced Threshold Control</i>	Unapređena kontrola praga
HPR	<i>Heat to Power Ratio</i>	Odnos toplotne i električne energije
HT	<i>Heat Tracking</i>	Praćenje toplotne potrošnje
MC	<i>Monte Carlo</i>	Monte Karlo
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>	~
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>	Srednje vrijeme do kvara
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i>	Srednje vrijeme do popravke
NPV	<i>Net Present Value</i>	Neto sadašnja vrijednost
OU	<i>Ornstein-Uhlenbeck</i>	~
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>	~
PEFC	<i>Proton Exchange Fuel Cell</i>	~
PDF	<i>Probability Density Function</i>	Funkcija gustine vjerovatnoće

PG&E	<i>Pacific Gas & Electricity</i>	~
PI	<i>Performance Index</i>	Indeks performansi
PQ	<i>Power Quality</i>	Kvalitet električne energije
PU	<i>Power Utility</i>	Energetska kompanija
PV	<i>Photovoltaic</i>	Fotonaponski
PV	<i>Present Value</i>	Sadašnja vrijednost
REL	<i>Reliability</i>	Pouzdanost
RTP	<i>Real Time Pricing</i>	Naplaćivanje po cijenama u realnom vremenu
SI	<i>Saving Index</i>	Indeks štedljivosti
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>	~
TOU	<i>Time of Use</i>	Zavisno od vremena korišćenja
VAR	<i>Vector Autoregressive</i>	Vektorski autoregresioni
WTP	<i>Willingness to Pay</i>	Spremnost da se plati

Popis slika

Slika 2.1 – Mjesto distribuirane proizvodnje u elektroenergetskom sistemu.....	7
Slika 3.1 – Koncept tradicionalnog sistema	17
Slika 3.2 – Koncept sistema sa distribuiranom proizvodnjom	17
Slika 3.3 – Primjer rezultata MC simulacije (gustina vjerovatnoće ostvarljivog profita za dvije investicione varijante).....	21
Slika 3.4 – Prikaz ostvarljivog profita za dvije investicione varijante prikazan u formi kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće	21
Slika 3.5 – Slučaj rezultata simulacije kada se presijecaju krive kumulativne raspodjele vjerovatnoće	23
Slika 3.6 – Princip određivanja ostvarljivog profita.....	24
Slika 3.7 – Princip postojanja optimalne instalisane snage distribuirane proizvodnje...	25
Slika 4.1 – Primjer korisničkog dijagrama potrošnje na periodu od jedne sedmice (168 sati): matematičko očekivanje $L_m(h)$ i standardna devijacija $\sigma(h)$	27
Slika 4.2 – Najčešći obrazac za formiranje maloprodajnih električne energije	31
Slika 4.3 – Primjeri struktura TOU tarifa.....	32
Slika 4.4 – Primjeri krivih za koeficijente efikasnosti agregata: (a) mikroturbina 3×200 kW; (b) dizel generator 100 kW	35
Slika 4.5 – Primjer simuliranih cijena električne energije i prirodnog gasa kada je koeficijent korelacije $\rho = 0,8$	37
Slika 4.6 – Primjer simuliranih cijena električne energije i prirodnog gasa kada je koeficijent korelacije $\rho = 0,2$	38
Slika 4.7 – Promjena regulisanih cijena u kompaniji PG&E u posljednjih 17 godina (tarifna grupa E20 – industrijski potrošači čija vršna snaga prelazi 1000 kW) Izvor podataka: Internet stranica PG&E – www.pge.com	39
Slika 4.8 – Dijagram Markovljevog procesa sa tri stanja.....	41
Slika 4.9 – Modelovanje raspoloživosti distribuirane proizvodne jedinice.....	41

Slika 4.10 – Dijagram eksponencijalne funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće	42
Slika 4.11 – Dijagram lognormalne raspodjele vjerovatnoće.....	43
Slika 4.12 – Dijagram <i>Weibullove</i> raspodjele vjerovatnoće	43
Slika 4.13 – Primjer statistike kvarova za tačku priključenja korisnika.....	45
Slika 4.14 – Primjeri funkcija štete industrijskog i komercijalnog korisnika	46
Slika 4.15 – Težinski faktori korisnikove štete u zavisnosti od trenutka prekida napajanja	47
Slika 5.1 – Principski blok-dijagram determinističke optimizacione metode.....	54
Slika 5.2 – Primjer rješenja problema optimalnog angažovanja korisničkih agregata (slučaj jeftinog goriva).....	57
Slika 5.3 – Primjer rješenja problema optimalnog angažovanja korisničkih agregata (slučaj skupog goriva).....	57
Slika 5.4 – Primjer angažovanja agregata za scenario A2 (originalne cijene goriva): (a) teorijski optimum; (b) rezultat ostvaren u realnom vremenu predloženim algoritmom.	66
Slika 5.5 – Primjer angažovanja agregata za scenario A2 (dvostruke cijene goriva): (a) teorijski optimum; (b) rezultat ostvaren u realnom vremenu predloženim algoritmom.	68
Slika 5.6 – Karakteristika snage vjetrogeneratora.	69
Slika 5.7 – Jednogodišnja mjerenja brzine vjetra na lokaciji korisnika.	70
Slika 5.8 – Primjeri angažovanja agregata za scenario B: (a) originalne cijene goriva; (b) udvostručene cijene goriva.....	71
Slika 6.1 – Šema mikroturbine predviđene za CHP	74
Slika 6.2 – Efikasnost mikroturbine u funkciji izlazne snage	75
Slika 6.3 – Tipični dnevni dijagram toplotne potrošnje za grijanje prostora	79
Slika 6.4 – Sedmični multiplikator toplotne potrošnje	81
Slika 6.5 – Sezonski multiplikator toplotne potrošnje.....	81
Slika 6.6 – Promjena ukupnih energetske troškova u funkciji cijene gasa (No DG – bez distribuirane proizvodnje; ETC – predloženi algoritam; HT – praćenje toplotnog dijagrama potrošnje; ET – praćenje električnog dijagrama potrošnje)	83
Slika 7.1 – Koncept sistema za analizu problema pouzdanosti.....	89
Slika 7.2 – Dijagram <i>Poissonove</i> raspodjele vjerovatnoće	91

Slika 7.3 – Ilustracija načina određivanja mjeseca u kojem se dešava pretpostavljeni kvar	92
Slika 7.4 – Modeli zavisnosti relativnih troškova od relativne nedostajuće snage	95
Slika 7.5 – Snage DG agregata za vrijeme ispada mrežnog napajanja (bez uređaja za skladištenje energije)	96
Slika 7.6 – Snage DG agregata za vrijeme ispada mrežnog napajanja (sa uređajima za skladištenje energije)	96
Slika 7.7 – Sedmični dijagram potrošnje korisnika	98
Slika 7.8 – Poređenje iznosa koristi i troškova za slučajeve solidne pouzdanosti (1 kvar/god) i loše pouzdanosti (10 kvarova/god) distributivne mreže.....	99
Slika 7.9 – Histogram ostvarljive koristi od poboljšanja pouzdanosti (opcija B)	100
Slika 7.10 – Poređenje investicionih troškova i koristi od poboljšanja pouzdanosti u funkciji prosječnog broja kvarova.....	101
Slika 7.11 – Ušteta upotrebom DG u funkciji cijene električne energije i prosječnog godišnjeg broja kvarova mreže	102
Slika 8.1 – Orijentacioni iznosi investicionih troškova za različite tehnologije distribuirane proizvodnje	104
Slika 8.2 – Nizovi godišnjih iznosa investicionih troškova C_{INV} (konvertovani u sadašnje vrijednosti) za reprezentativne tipove načina finansiranja.....	105
Slika 8.3 – Nizovi godišnjih iznosa koristi B_{INC} za reprezentativne tipove finansijskih podsticaja	107
Slika 9.1 – Dijagram potrošnje test korisnika.....	109
Slika 9.2 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C65.....	111
Slika 9.3 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C200.....	111
Slika 9.4 – Kriva neto električne efikasnosti agregata Capstone C400.....	112
Slika 9.5 – Maksimalni troškovi korisnika usljed prekida napajanja zadatog trajanja. 115	
Slika 9.6 – Osnovni slučaj: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante.....	115
Slika 9.7 – Osnovni slučaj: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante.....	116
Slika 9.8 – Osnovni slučaj: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata	117

Slika 9.9 – Slučaj A: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante.....	118
Slika 9.10 – Slučaj A: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante.....	118
Slika 9.11 – Slučaj A: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata	119
Slika 9.12 – Slučaj A: Efekti nastali promjenom koeficijenta kolebljivosti cijena električne energije.....	119
Slika 9.13 – Slučaj B: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante.....	120
Slika 9.14 – Slučaj B: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante.....	121
Slika 9.15 – Slučaj B: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata	121
Slika 9.16 – Slučaj B: Efekti nastali smanjenjem koeficijenta korelacije cijena električne energije i gasa	122
Slika 9.17 – Slučaj C: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante.....	123
Slika 9.18 – Slučaj C: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante.....	123
Slika 9.19 – Slučaj C: Zavisnost tokova novca od instalisane snage odabranog agregata	124
Slika 9.20 – Slučaj D: Poređenje kumulativnih funkcija raspodjele NPV profita za testirane investicione varijante.....	125
Slika 9.21 – Slučaj D: Poređenje rezultata (matematičkog očekivanja i standardne devijacije NPV profita) za testirane investicione varijante.....	125
Slika 9.22 – Slučaj D: Efekti nastali povećanjem devijacije snage potrošnje.....	126
Slika 9.23 – Osnovni slučaj: Poređenje varijanti u pogledu koristi od poboljšanja pouzdanosti	127
Slika 9.24 – Osnovni slučaj: Histogram relativnog učešća koristi od poboljšanja pouzdanosti u ukupnom iznosu koristi	128
Slika 9.25 – Toplotna snaga u funkciji električne snage za mikroturbinu C65.....	129

Slika 9.26 – Toplotna snaga u funkciji električne snage za mikroturbinu C200.....	129
Slika 9.27 – Efekti ulaganja u sistem za korišćenje toplotne energije	130
Slika 9.28 – Cijene električne energije i prirodnog gasa za industrijske korisnike u odabranim evropskim zemljama	132
Slika 9.29 – Poređenje angažovanja mikroturbine po ETC algoritmu pod uslovima koji vladaju u (a) Republici Srpskoj i (b) Kaliforniji	133

Popis tabela

Tabela 2.1 – Pregled tehnologija distribuirane proizvodnje.....	8
Tabela 4.1 – Pregled najčešćih autoregresionih modela.....	29
Tabela 4.2 – Regulisane cijene električne energije u Republici Srpskoj (tarifa I)	32
Tabela 4.3 – Funkcije gustine vjerovatnoće za modelovanje vremena popravke	42
Tabela 5.1 – Pregled činjenica razmatranih u radu	51
Tabela 5.2 – Pregled uvažanih korisničkih troškova.....	52
Tabela 5.3 – Pregled ograničenja	53
Tabela 5.4 – Osnovni parametri simulacije	62
Tabela 5.5 – Osnovni podaci o korisničkim agregatima	63
Tabela 5.6 – Rezultati osnovne simulacije	64
Tabela 5.7 – Osjetljivost indeksa uštede na promjenu standardne devijacije potrošnje. 64	
Tabela 5.8 – Osjetljivost indeksa uštede na promjenu ARMA koeficijenata.....	65
Tabela 5.9 – Uticaj cijena goriva i modelovanja efikasnosti agregata	65
Tabela 5.10 – Indeksi performansi u funkciji cijene goriva za scenario B	70
Tabela 7.1 – Razmatrana proizvodna postrojenja	98
Tabela 7.2 – Osnovni parametri simulacije	98
Tabela 9.1 – Osnovni podaci o agregatima koji se testiraju.....	110
Tabela 9.2 – Parametri modela za cijene električne energije i prirodnog gasa	113
Tabela 9.3 – Parametri maloprodajnih cijena električne energije i prirodnog gasa	114
Tabela 9.4 – Mat. očekivanje i st. devijacija koristi od poboljšanja pouzdanosti	126
Tabela 9.5 – Granice isplativosti ulaganja u nadogradnju za CHP	131

Literatura

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, “Distributed Generation: a Definition”, *Electric Power Systems Research*, 57 (2001) 195-204.
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues”, *Energy Policy*, 33 (2005) 787-798.
- [3] A. A. Chowdhury, S. K. Agarwal, D. O. Koval, “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis”, *IEEE Transactions on Industrial Applications*, 39 (2003) 1493-1498.
- [4] A. Moreno-Munoz, J. J. G. de-la-Rosa, M. A. Lopez-Rodriguez, J. M. Flores-Arias, F. J. Bellido-Outerino, M. Ruiz-de-Adana, “Improvement of power quality using distributed generation”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32 (2010) 1069-1076.
- [5] H. A. Gil, G. Joos, “On the quantification of the network capacity deferral value of distributed generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (2006) 1592-1599.
- [6] H. A. Gil, G. Joos, “Models for quantifying the economic benefits of distributed generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23 (2008) 327-335.
- [7] I. -S. Bae, J. O. Kim, J. -C. Kim, C. Singh, “Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (2004) 287-292.
- [8] A. Barina, L. F. Pozzatti, L. N. Canha, R. Q. Machado, A. R. Abaide, G. Arend, “Multi-objective analysis of impacts of distributed generation placement on the operational characteristics of networks for distribution system planning”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32 (2010) 1157-1164.

- [9] M. F. Akorede, H. Hizam, E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 14 (2010) 724-734.
- [10] A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, "Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading", *Energy Policy*, 35 (2007) 3395-3409.
- [11] C. Marnay, J. Chard, K. Hamachi, T. Lipman, M. Moezzi, B. Ouaglal, A. Siddiqui, "Modeling of customer adoption of distributed energy resources", Lawrence Berkeley National Laboratory Rpt. LBNL-49582, Berkeley, CA, USA, 2001.
- [12] B. Coffey, E. Kutrowski, "Demand charge considerations in the optimization of cogeneration dispatch in a deregulated energy market", *International Journal of Energy Research*, 30 (2006) 535-551.
- [13] P. S. Curtiss, J. F. Kreider, "Recent developments in the control of distributed electrical generation systems", *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, 125 (2003) 352-358.
- [14] Č. V. Zeljković, N. Lj. Rajaković, S. J. Zubić, "A method for cost minimization applicable to load centers containing distributed generation", *IEEE PowerTech Conference*, Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009.
- [15] R. Firestone, M. Stadler, C. Marnay, "Integrated energy system dispatch optimization", in: *4th Annual IEEE Conference on Industrial Informatics*, August 2006.
- [16] H. Y. Yamin, "Review on methods of generation scheduling in electric power systems", *Electric Power Systems Research*, 69 (2004) 227-248.
- [17] G. M. Masters, "Renewable and Efficient Electric Power Systems", Wiley-Interscience Press, 2004.
- [18] R. A. Brealey, "Principles of corporate finance", Tata McGraw-Hill Education, 2007.
- [19] N. Rajaković, „Analiza elektroenergetskih sistema 2“, Akademska misao, Beograd, 2008.
- [20] I. Škokljev, „Planiranje elektroenergetskih sistema“, Taurus Publik, Beograd, 2000.

- [21] A. S. Siddiqui, C. Marnay, R. M. Firestone, N. Zhou, "Distributed generation with heat recovery and storage", *Journal of Energy Engineering*, 133 (2007) 181-210.
- [22] Č. V. Zeljković, N. Lj. Rajaković, S. J. Zubić, "An application of cost minimization algorithm to economic justification of installing distributed generation", in: *Proc. IFAC CMTEE Conference Vilamoura, Portugal, March 29-31, 2010*.
- [23] A. K. Dixit, R. S. Pindyck, "Investment under uncertainty", Princeton: Princeton University Press, 1994.
- [24] S. C. Savvides, "Risk analysis in investment appraisal", *Project Appraisal*, 9 (1994) 3-18.
- [25] A. Hacura, M. Jadamus-Hacura, A. Kocot, "Risk analysis in investment appraisal based on the Monte Carlo simulation technique", *The European Physical Journal B*, 20 (2001) 551-553.
- [26] S. -E. Fleten, K. M. Maribu, I. Wangensteen, "Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty", *Energy*, 32 (2007) 803-815.
- [27] A. S. Siddiqui, C. Marnay, "Distributed generation investment by a microgrid under uncertainty", *Energy*, 33 (2008) 1729-1737.
- [28] H. Asano, W. Arika, S. Bando, "Value of investment in a microgrid under uncertainty in the fuel price", 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, USA, July 25-29, 2010.
- [29] M. Meldorf, T. Täht, J. Kilter, "Stochasticity of the electrical network load", *Oil Shale*, 24 (2007) 225-236.
- [30] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15 (2000) 375-380.
- [31] R. Weron, "Modeling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach", Wiley, Chichester, 2006.
- [32] A. Sankar Krishnan, R. Billinton, "Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads", *IEEE Transactions on Power Systems*, 10 (1995) 1540-1545.

- [33] W. Peng, R. Billinton, "Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14 (1999) 1046-1051.
- [34] I-S. Bae, J-O. Kim, J-C. Kim, C. Singh, "Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth", *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (2004) 287- 292.
- [35] S. Rahman, Rinaldy, "An efficient load model for analyzing demand side management impacts", *IEEE Transactions on Power Systems*, 8 (1993) 1219-1226.
- [36] A. M. Leite da Silva, L. A. da Fonseca Manso, J. C. De Oliveira Mello, R. Billinton, "Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads", *IEEE Transactions on Power Systems*, 15 (2000) 73-80.
- [37] S. Ruzic, A. Vuckovic, N. Nikolic, "Weather sensitive method for short term load forecasting in Electric Power Utility of Serbia", *IEEE Transactions on Power Systems*, 18 (2003) 1581-1586.
- [38] P. Chen, B. Bak-Jensen, Z. Chen, "Probabilistic load models for simulating the impact of load management", *IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada*, 26-30 July, 2009.
- [39] J. Nowicka-Zagrajek, R. Weron, "Modeling electricity loads in California: ARMA models with hyperbolic noise", *Signal Processing*, 82 (2002) 1903-1915.
- [40] S. Sp. Pappas, et al., "Electricity demand loads modeling using AutoRegressive Moving Average (ARMA) models", *Energy*, 33 (2008) 1353-1360.
- [41] P. Chen, "Stochastic modeling and analysis of power system with renewable generation", *Doctorial dissertation, Aalborg University, Denmark*, 2010.
- [42] N. S. Sisworahardjo, A. A. El-Keib, J. Choi, J. Valenzuela, R. Brooks, I. El-Agtal, "A stochastic load model for an electricity market", *Electric Power Systems Research*, 76 (2006) 500-508.
- [43] B. Klöckl, G. Papaefthymiou, "Multivariate time series models for studies on stochastic generators in power systems", *Electric Power Systems Research*, 80 (2010) 265-276.

- [44] ERGEG [European Regulators Group for Electricity and Gas], “ Status review of End-User Price Regulation as of 1 January 2010”, Report Ref: E10-CEM-34-03, September 2010.
- [45] REERS [Regulatory Commission for Energy of Republic of Srpska], “Tariffs” [Online]. <http://www.reers.ba/en/node/296>.
- [46] EIA [Energy Information Administration], “Monthly Energy Review”, [Online]. http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec7_5.pdf.
- [47] K. M. Maribu, S. -E. Fleten, “Combined heat and power in commercial buildings: Investment and risk analysis,” *The Energy Journal*, 29 (2008) 123-150.
- [48] A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, “Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23 (2008) 241-248.
- [49] J. A. M. Bleijs, C. J. E. Nightingale, D. G. Infield, “Wear implications of intermittent diesel operation in wind/diesel systems”, *Wind Engineering*, (1993) 206-219.
- [50] H. Ge, S. Asgarpoor, “Parallel Monte Carlo simulation for reliability and cost evaluation of equipment and systems”, *Electric Power Systems Research*, 81 (2011) 347-356.
- [51] R. Billinton, W. Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods”, New York: Plenum Press, 1994.
- [52] L. Goel, X. Liang, Y. Ou, “Monte Carlo simulation-based customer service reliability assessment”, *Electric Power Systems Research*, 49 (1999) 185-194.
- [53] G. H. Kjølle, A. T. Holen, “Reliability and interruption cost prediction using time-dependent failure rates and interruption costs,” *Quality and Reliability Engineering International*, 14 (1998) 159-165.
- [54] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability evaluation of power systems”, 2nd ed., New York and London: Plenum Press, 1996.
- [55] K. Alvehag, L. Söder, “A stochastic approach for modeling residential interruption costs,” in *Proc. Power Systems Computational Conference*, Glasgow, Scotland, 2008.
- [56] Charles River Associates, “Primer on demand-side management”, Report prepared for the World Bank, February 2005.

- [57] Č. Zeljković, „Optimalno angažovanje malih distribuiranih proizvodnih jedinica u postojećem elektroenergetskom sistemu“, Magistarski rad, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, Decembar, 2008.
- [58] P. G. Lowery, “Generating unit commitment by dynamic programming”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 85 (1966) 422-426.
- [59] Č. Zeljković, N. Rajaković, “Cost-saving potential of customer-driven distributed generation”, Electric Power Systems Research, 92 (2012) 87-95.
- [60] Y. Ruan, Q. Liu, W. Zhou, R. Firestone, W. Gao, T. Watanabe, “Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings”, Applied Energy, 86 (2009) 1641-1653.
- [61] R. Moussa, “Peirce Hall, Kenyon College Building, System Improvement Study”, Senior Thesis Final Report, Peirce Hall, Kenyon College, April 2011.
- [62] Č. Zeljković, N. Rajaković, S. Zubić, P. Matić, “Challenges and Opportunities for Customer-Driven Distributed Generation in the Republic of Srpska”, Symposium Indel 2012, Banja Luka, November 2012.
- [63] PRIMEN, “The cost of power disturbances to industrial & digital economy companies”, Report no. TR-1006274, Palo Alto, CA, EPRI, 2001.
- [64] N. Rajaković, D. Tasić, G. Savanović, „Distributivne i industrijske mreže“, Akademska misao, Beograd, 2004.
- [65] J. Nahman, V. Mijailović, „Odabrana poglavlja iz visokonaponskih postrojenja“, Akademska misao, Beograd, 2002.
- [66] G. Kjølle, K. Samdal, S. Balbir, O.A. Kvitastein, “Customer costs related to interruptions and voltage problems: methodology and results”, IEEE Transactions on Power Systems, 23 (2008) 1030-1038.
- [67] A. Rajabi-Ghahnavie, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Pamiani, “Impact of Distributed Generation Resources on Customer Interruption Cost”, 2004 International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004, Singapore, 21-24 November 2004.
- [68] A. A. Chowdhury, S. K. Agarwal, D. O. Koval, “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis”, IEEE Transactions on Industry Applications, 39 (2003) 1493-1498.

- [69] I-S. Bae, J-O. Kim, “Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode”, IEEE Transactions on Power Systems, 22 (2007) 785-790.
- [70] Y. Sun, M. H. J. Bollen, G. W. Ault, “Probabilistic reliability evaluation for distribution systems with DER and microgrids”, IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAAPS 2006, Stockholm, Sweden, June 11-15, 2006.
- [71] S. S. Dutttagupta, C. Singh, “A Reliability assessment methodology for distribution systems with distributed Generation”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, June 18-22, 2006.
- [72] I. Waseem, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, “Reliability benefits of distributed generation as a backup source”, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009.
- [73] R. E. Brown, “Reliability Benefits of Distributed Generation On Heavily Loaded Feeders”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, USA, June 24-28, 2007.
- [74] Č. V. Zeljković, N. Lj. Rajaković, S. J. Zubić, “Customer-perspective approach to reliability evaluation of distributed generation”, IEEE PowerTech Conference, Trondheim, Norway, June 19-23, 2011.
- [75] G. H. Kjolle, A. T. Holen, K. Samdal, and G. Solum, “Adequate interruption cost assessment in a quality based regulation regime,” IEEE PowerTech Conference, Porto, Portugal, September 10-13, 2001.
- [76] N. C. Koskolas, S. M. Megaloconomos, E. N. Dialynas, “Assessment of power interruption costs for the industrial customers in Greece,” 8th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power, Athens, Greece, October 14-16, 1998.
- [77] Capstone Turbine Corporation, „Technical documentation“, [Online]. www.capstoneturbinecorporation.com.
- [78] EUROSTAT, “Electricity and natural gas price statistics” [Online]. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics

Biografija autora

Čedomir Zeljković je rođen 08.03.1978. godine u Mrkonjić Gradu, Republika Srpska, BiH. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Banjoj Luci 2003. godine, na Odsjeku za Elektroenergetiku, ostvarivši u toku studija prosječnu ocjenu 9,10. Tema diplomskog rada je bila „Realizacija mikroprocesorskog daljinski upravljano pozicionera antene“, kod mentora prof. dr Slobodana Vukosavića. Godinu dana kasnije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu upisao je postdiplomske studije (po starom programu) na smjeru Elektroenergetske mreže i sistemi. Magistrirao je 2008. godine, sa prosječnom ocjenom 10,00. Tema magistarskog rada je bila „Optimalno angažovanje malih distribuiranih proizvodnih jedinica u postojećem elektroenergetskom sistemu“, pod mentorstvom prof. dr Nikole Rajakovića.

Po okončanju diplomskih studija 2003. godine, zaposlio se u Hidroelektrani Bočac, gdje je narednih nekoliko godina radio kao inženjer za visokonaponska i niskonaponska postrojenja. Paralelno je bio angažovan na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Banjoj Luci kao honorarni asistent. Krajem 2006. godine prešao je u stalni radni odnos na fakultetu, a 2009. godine biran je u zvanje višeg asistenta. Na istom fakultetu radi i danas, na grupi predmeta iz oblasti elektroenergetski sistemi. Nagrađivan je zlatnom plaketom Univerziteta u Banjoj Luci 2003. godine za uspjeh postignut tokom dodiplomskog školovanja, te nagradom Saveza studenata Elektrotehničkog fakulteta u Banjoj Luci za najbolje ocijenjenog asistenta u školskoj 2007/2008. godini. Autor je jednog rada publikovanog u međunarodnom časopisu, četiri rada publikovana u zbornicama međunarodnih konferencija, te više od deset radova prezentovanih na konferencijama u regionu. Recenzent je časopisa *International Journal of Electric Power and Energy Systems* i nekoliko IEEE sponzorisanih konferencija. Učestvovao je u implementaciji dva projekta od nacionalnog značaja i jednog međunarodnog TEMPUS projekta, iz tematike obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti.

Прилог 1.

Изјава о ауторству

Потписани-а _____ Чедомир Зељковић _____
број индекса _____

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

Инвестициони и експлоатациони аспекти корисничке

дистрибуиране производње у условима неизвјесности

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини ни у деловима није била предложена за добијање било које дипломе према студијским програмима других високошколских установа,
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио/ла ауторска права и користио интелектуалну својину других лица.

Потпис докторанда

У Београду, _____ 28.05.2013. _____

_____ 

Прилог 2.

**Изјава о истоветности штампане и електронске
верзије докторског рада**

Име и презиме аутора _____ Чедомир Зељковић _____

Број индекса _____

Студијски програм _____

Наслов рада _____ Инвестициони и експлоатациони аспекти корисничке
_____ дистрибуиране производње у условима неизвјесности _____

Ментор _____ проф. др Никола Рајаковић _____

Потписани/а _____ Чедомир Зељковић _____

Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао/ла за објављивање на порталу **Дигиталног репозиторијума Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

Потпис докторанда

У Београду, _____ 28.05.2013. _____

_____ 

Прилог 3.

Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић“ да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Инвестициони и експлоатациони аспекти корисничке
дистрибуиране производње у условима неизвјесности

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао/ла сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство
2. Ауторство - некомерцијално
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима
5. Ауторство – без прераде
6. Ауторство – делити под истим условима

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци, кратак опис лиценци дат је на полеђини листа).

Потпис докторанда

У Београду, _____ 28.05.2013. _____

_____ 