

Unaprijeđeni simulacijski model predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane

Topić, Danijel

Doctoral thesis / Disertacija

2014

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Elektrotehnički fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:339969>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2025-02-21**

Repository / Repozitorij:

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



**SVEUČILIŠTE J. J. STROSSMAYERA U OSIJEKU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET**

Danijel Topić

**UNAPRIJEĐENI SIMULACIJSKI MODEL
PREDVIĐANJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE
ENERGIJE VJETROELEKTRANE**

DISERTACIJA

Osijek, 2014.

Ovaj doktorski rad izrađen je na Zavodu za elektroenergetiku Elektrotehničkog fakulteta Sveučilišta J. J. Strossmayera u Osijeku.

Mentor: Prof.dr.sc. Damir Šljivac

Lektor: Mihaela Topić, prof.

Doktorski rad ima: 148 stranica

Doktorski rad br.: _____

Povjerenstvo za ocjenu doktorskog rada

1. Prof.dr.sc. Lajos Jozsa, predsjednik
2. Prof.dr.sc. Damir Šljivac, predloženi mentor
3. Prof.dr.sc. Zdenko Šimić, vanjski član, European Commission Joint Research Center, Institute for Energy and Transport, Petten, Nizozemska

Povjerenstvo za obranu doktorskog rada

1. Prof.dr.sc. Lajos Jozsa, predsjednik
2. Prof.dr.sc. Damir Šljivac, mentor
3. Prof.dr.sc. Zdenko Šimić, vanjski član, European Commission Joint Research Center, Petten, Nizozemska
4. Prof.dr.sc. Srete Nikolovski, član
5. Prof.dr.sc. Marinko Stojkov, član, Strojarski fakultet Slavonski Brod

Datum obrane disertacije:

16. travnja 2014.

SADRŽAJ

1	UVOD	1
1.1	Temeljni cilj disertacije	2
1.2	Organizacija i struktura disertacije	2
2	ENERGIJA VJETRA I PRINCIP RADA VJETROELEKTRANA	5
2.1	Energija i snaga vjetra	5
2.2	Maksimalna snaga vjetroelektrane.....	7
2.3	Konstruktivske izvedbe vjetroelektrana	9
2.4	Generatori u vjetroelektranama.....	13
3	OSNOVE POUZDANOSTI ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA	18
3.1	Pojam pouzdanosti EES	18
3.2	Serijski model pouzdanosti	20
3.3	Monte Carlo metoda za proračun pouzdanosti	25
3.3.1	Osnovni koncepti Monte Carlo metode u pouzdanosti	25
3.3.2	Konvergencija Monte Carlo metode	27
3.3.3	Generiranje slučajnih brojeva	27
3.3.4	Funkcije razdiobe vjerojatnosti	28
3.4	Osnovni pokazatelji pouzdanosti na hijerarhijskoj razini I	33
4	MODELIRANJE BRZINE VJETRA	35
4.1	Vremenski nizovi.....	36
4.1.1	Autoregresivni model (AR)	37
4.1.2	Model pokretnih prosjeka (MA).....	37
4.1.3	Autoregresivni – pokretnih prosjeka model (ARMA).....	38
4.2	Model brzine vjetra modeliran vremenskim nizom	38
5	UNAPRIJEĐENI SIMULACIJSKI MODEL PREDVIĐANJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE VJETROELEKTRANE	40

5.1 Pregled razvijenih modela i metoda za proračun pouzdanosti vjetroelektrana	40
5.2 Statistike pogonskih događaja vjetroelektrana	54
5.2.1 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Njemačkoj temeljenih na Windstatu	55
5.2.2 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Njemačkoj temeljenih na WMEP-u	57
5.2.3 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Švedskoj	60
5.2.4 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Finskoj.....	63
5.2.5 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Njemačkoj temeljeni na LWK podacima	66
5.3 Opis unaprijeđenog modela vjetroelektrane.....	68
5.3.2 Krivulja životnog vijeka	74
5.3.3 Unos ulaznih podataka.....	75
5.3.4 Generiranje brzine vjetra i izlazne snage vjetroelektrane	75
5.3.5 Sekvencijalna Monte Carlo simulacija	77
6 PRIMJENA UNAPRIJEĐENOG MODELA POUZDANOSTI VJETROELEKTRANE	81
6.1 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za podatke prema WMEP bazi.	81
6.2 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A	89
6.3 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B	94
6.4 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D	98
6.5 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C	103

6.6	Usporedba rezultata za vjetroelektrane različitih konfiguracijskih tipova	105
6.7	Usporedba unaprijeđenog modela vjetroelektrane s analitičkim modelom s dvama stanjima	113
7	ZAKLJUČAK.....	115
	LITERATURA.....	118
	POPIS SLIKA	126
	POPIS TABLICA	131
	POPIS OZNAKA	132
	PRILOZI	136
	SAŽETAK.....	145
	SUMMARY	146
	ŽIVOTOPIS	147
	BIOGRAPHY	148

1 UVOD

Proizvodnja električne energije u suvremenim elektroenergetskim sustavima na svjetskoj razini uglavnom se temelji na konvencionalnim neobnovljivim izvorima energije. Prema Svjetskoj energetskej agenciji (www.iea.org), 2009. godine, udio u proizvodnji električne energije u ukupnoj svjetskoj proizvodnji iz nuklearne energije iznosio je 13,4%, prirodnog plina 21,4%, nafte 5,1%, ugljena 40,6%, a iz obnovljivih izvora energije ne uključujući velike hidroelektrane (16,2%) taj udio iznosio je 3,3%. Takav sustav proizvodnje sve više ima utjecaja na okoliš, prvenstveno termoelektrane na ugljen koje su daleko najviše zastupljene, doprinose sve većem povećanju stakleničkih plinova i time klimatskim promjenama [1]. Zbog toga je zadnjih godina došlo do zaokreta prema što većoj proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora energije.

Ukoliko se izuzmu velike hidroelektrane, najveći udio u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora energije zauzimaju vjetroelektrane. Ukupna instalirana snaga elektrana na tzv. nove obnovljive izvore energije 2012. godine na svjetskoj razini iznosila je 480 GW, od toga je 283 GW ili 58% u vjetroelektranama [2]. Vjetroelektrane kao najzastupljenije elektrane na obnovljive izvore energije, za razliku od nuklearnih elektrana, termoelektrana i hidroelektrana kod kojih se podrazumijeva konstantnost i dostatnost primarne energije, specifične su po tome što njihov rad izravno ovisi o snazi i energiji vjetra koja je promjenjiva i slabo predvidiva.

Za porast instalirane snage vjetroelektrana svakako su primarno zaslužni poticajni sustavi kojima se potiče proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije. Ovisno od države do države različiti su sustavi poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije, no svi se svode na to da se tijekom nekog razdoblja jamči određena otkupna cijena električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije ili se daju povoljniji uvjeti u tržišnim uvjetima, ili se određuju obvezni udjeli u proizvodnji i slično. Do prije desetak godina vjetroelektrane su se smatrale nekonvencionalnim izvorom energije te im se nije pridavalo previše značaja. No kako je u zadnjih desetak godina udio vjetroelektrana u elektroenergetskim sustavima počeo značajno rasti, sada se sa sigurnošću može reći da su vjetroelektrane postale gotovo konvencionalni izvori energije te im se sada svakako pridaje više pozornosti kao i njihovom utjecaju na sustav. Zbog toga se od

vjetroelektrana zahtijeva visoka pouzdanost i strože druge pogonske karakteristike. Stoga se rade mnoga istraživanja na području pouzdanosti vjetroelektrana te se samim time razvijaju i različiti modeli pouzdanosti. Budući da je tržište vjetroelektrana u stalnom rastu i razvoju bitan je razvoj novih i preciznijih modela i metoda proračuna pouzdanosti vjetroelektrana koji će obuhvatiti što više utjecajnih faktora na pouzdanost vjetroelektrana.

1.1 Temeljni cilj disertacije

Temeljni cilj ove disertacije je razvoj, opis i verifikacija unaprijeđenog simulacijskog modela predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane. Temeljni cilj se može postaviti i opisati kroz tri očekivana znanstvena doprinosa:

- Primjena sekvencijalne Monte Carlo simulacije i modela vremenskog niza brzine vjetra radi preciznije procjene očekivane neisporučene električne energije vjetroelektrane.
- Razvoj unaprijeđenog modela pouzdanosti i predviđanja proizvodnje vjetroelektrane uz utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za različite konfiguracijske koncepte.
- Verifikacija unaprijeđenog modela pouzdanosti i predviđanja proizvodnje vjetroelektrane usporedbom s analitičkim modelima.

U nastavku disertacije detaljnije će se opisati razvijeni unaprijeđeni simulacijski model proizvodnje predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane kao i njegova primjena na različite konfiguracijske tipove vjetroelektrana te usporedba s analitičkim modelom.

1.2 Organizacija i struktura disertacije

Ova disertacija proistekla je iz istraživanja postavljenih u temeljnom cilju disertacije opisanom u prethodnom potpoglavlju. Disertacija se sastoji iz 7 poglavlja.

U **1. poglavlju** dan je uvod u kojem su ukratko opisani razlozi za istraživanjem i postavljeni su temeljni ciljevi disertacije.

U **2. poglavlju** opisane su osnovne karakteristike vjetra koji pogoni vjetroelektranu. Nadalje su opisani osnovni principi rada, osnovni dijelovi i

karakteristike vjetroelektrane, te ovisnost snage i proizvedene energije vjetroelektrane o brzini vjetra. Također, opisane su osnovne konstrukcijske izvedbe vjetroelektrana te je dana podjela vjetroelektrana na četiri osnovna konfiguracijska tipa i opisane su vrste i regulacija izlazne snage vjetroelektrane.

U **3. poglavlju** opisani su osnovni pojmovi pouzdanosti, zatim serijski model pouzdanosti. Također je ukratko opisana simulacijska Monte Carlo metoda za proračune pokazatelja pouzdanosti. Opisani su osnovni koncepti Monte Carlo simulacije, konvergencija i kriteriji konvergencije, generiranje slučajnih brojeva kao i osnovne funkcije razdiobe. Na kraju 3. poglavlja opisani su osnovni pokazatelji pouzdanosti.

U **4. poglavlju** opisani su ukratko načini modeliranja brzine vjetra i navedena su istraživanja u kojima su primijenjeni pojedini modeli brzine vjetra. Nadalje, ukratko je opisan autoregresivni pokretnih prosjeka (ARMA) model brzine vjetra koji je primijenjen u ovoj disertaciji.

U **5. poglavlju** prvo je prikazan pregled dosad razvijenih modela pouzdanosti vjetroelektrane i istraživanja koja se bave problematikom pouzdanosti vjetroelektrana. Nadalje, u potpoglavlju 5.2 prikazana je dostupna detaljnija statistika pogonskih događaja vjetroelektrana. Prikazana je statistika o zastojima i trajanju zastoja vjetroelektrana i njezinih komponenti za vjetroelektrane u Njemačkoj, Švedskoj, Finskoj i Danskoj. Podaci su dobiveni na temelju baza podataka Windstat-a, WMEP-a i LWK-a. U potpoglavlju 5.3 prikazan je opis unaprijeđenog simulacijskog modela predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane.

U **6. poglavlju** opisana je primjena unaprijeđenog simulacijskog modela predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane. Unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenjen je za vjetroelektrane na temelju podataka prema WMEP bazi. Zatim je primijenjen za vjetroelektrane različitih konfiguracijskih tipova na temelju podataka prema LWK bazi. Nakon toga je napravljena usporedba dobivenih rezultata za pojedine konfiguracijske koncepte. Na kraju 6. poglavlja napravljena je usporedba unaprijeđenog modela s analitičkim modelom čime je dobivena verifikacija modela.

U **7. poglavlju** prikazan je zaključak ove disertacije. U zaključku su sumirani osnovni doprinosi ove disertacije, rezultati kao i usporedba, odnosno verifikacija unaprijeđenog modela vjetroelektrane.

2 ENERGIJA VJETRA I PRINCIP RADA VJETROELEKTRANA

Kako je u uvodu opisano da su vjetroelektrane najbrže rastući obnovljivi izvor energije, bitno je opisati princip rada vjetroelektrana. U ovom poglavlju detaljnije će se opisati princip rada vjetroelektrana, konstrukcijske izvedbe, osnovni dijelovi te osnovne značajke.

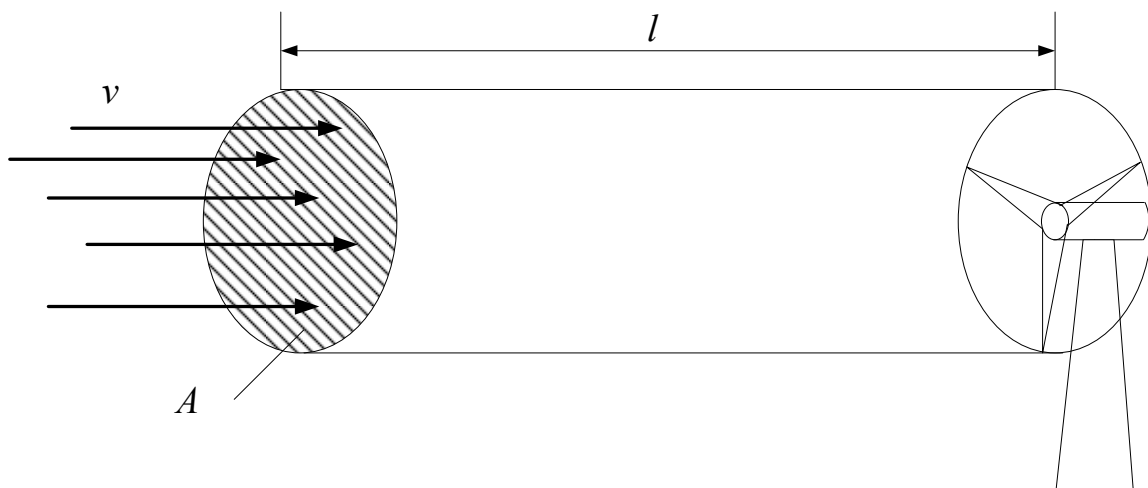
2.1 Energija i snaga vjetra

Vjetroelektrane su elektrane koje iskorištavaju energiju vjetra za proizvodnju električne energije. Energija vjetra je kinetička energija ovisna o kvadratu brzine vjetra. Količina molekula zraka koje se gibaju kroz neku površinu A tijekom nekog vremena t , brzinom v predstavlja snagu vjetra. Prema tome za snagu vjetra može se napisati [3]:

$$P = \frac{0,5mv^2}{t} = \frac{0,5\rho Vv^2}{t} \quad [W] \quad (2.1)$$

Gdje je:

- ρ – gustoća zraka [kg/m^3]
- V – volumen zraka cilindra u m^3 čija je baza površine A [m^2] i duljine l [m].



Slika 2.1. Protok volumena zraka V kroz površinu A

Ukoliko se u izraz (2.1) umjesto volumena V uvrsti umnožak površine A i duljine l , dobije se sljedeći izraz za snagu:

$$P = \frac{0,5\rho Vv^2}{t} = \frac{0,5\rho Av^2}{t} = 0,5\rho Av^3 \quad [W] \quad (2.2)$$

Iz izraza (2.2) može se vidjeti da snaga vjetra ovisi o trećoj potenciji brzine vjetra v [m/s], gustoći zraka ρ [kg/m³] te o površini A [m²].

Budući da snaga, odnosno proizvedena električna energija vjetroelektrana, ovisi o brzini vjetra neophodno je za mjesta njihove izgradnje poznavati prilike vjetra. Stoga su prije izgradnje vjetroelektrana potrebna dugogodišnja mjerenja brzine vjetra za lokaciju izgradnje. Obradom mjernih podataka o brzinama vjetra zaključilo se da se za pojedine lokacije razdiobe brzina vjetra mogu opisati nekom od matematičkih razdioba. Za opisivanje brzine vjetra isprobane su brojne razdiobe, no najčešće su samo dvije u uporabi za opis brzine vjetra. To su Weibullova i Rayleighova razdioba. Ove razdiobe daju slabiju procjenu za manje srednje brzine vjetra. Pri većim brzinama vjetra ove dvije razdiobe daju zadovoljavajuću procjenu brzine vjetra [3].

Rayleighova razdioba je jednostavnija jer ovisi samo o jednom parametru, tj. o srednjoj brzini. Rayleighova razdioba je predstavljena izrazom (2.3) [3]:

$$f(v) = \Delta v \frac{\pi}{2} \frac{v}{v_a^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a} \right)^2 \right] \quad (2.3)$$

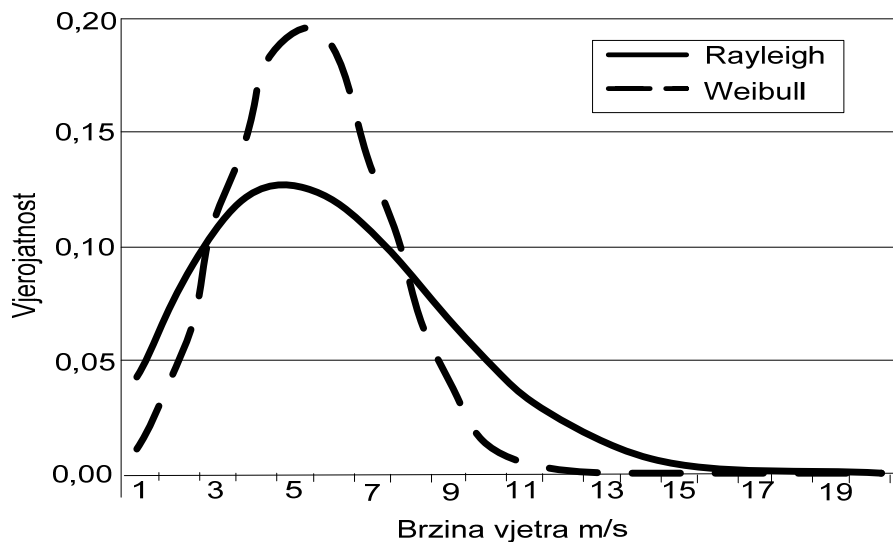
Gdje je:

- $f(v)$ – funkcija gustoće razdiobe
- v – srednja brzina razreda Δv [m/s]
- Δv – širina razreda (eng. *Bin*) [m/s]
- v_a – prosječna (srednja) brzina vjetra [m/s]

Weibullova razdioba opisana je dvama parametrima, parametrom oblika k i parametrom mjere c . Parametar k je bezdimenzionalna veličina dok parametar mjere c i ima jedinicu m/s. Weibullova razdioba je opisana izrazom (2.4) [3]:

$$f(v) = \Delta v \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.4)$$

Na slici 2.2 prikazan je primjer funkcije gustoće Weibullove i Rayleighove razdiobe.



Slika 2.2. Primjer Weibullove i Rayleighove razdiobe

2.2 Maksimalna snaga vjetroelektrane

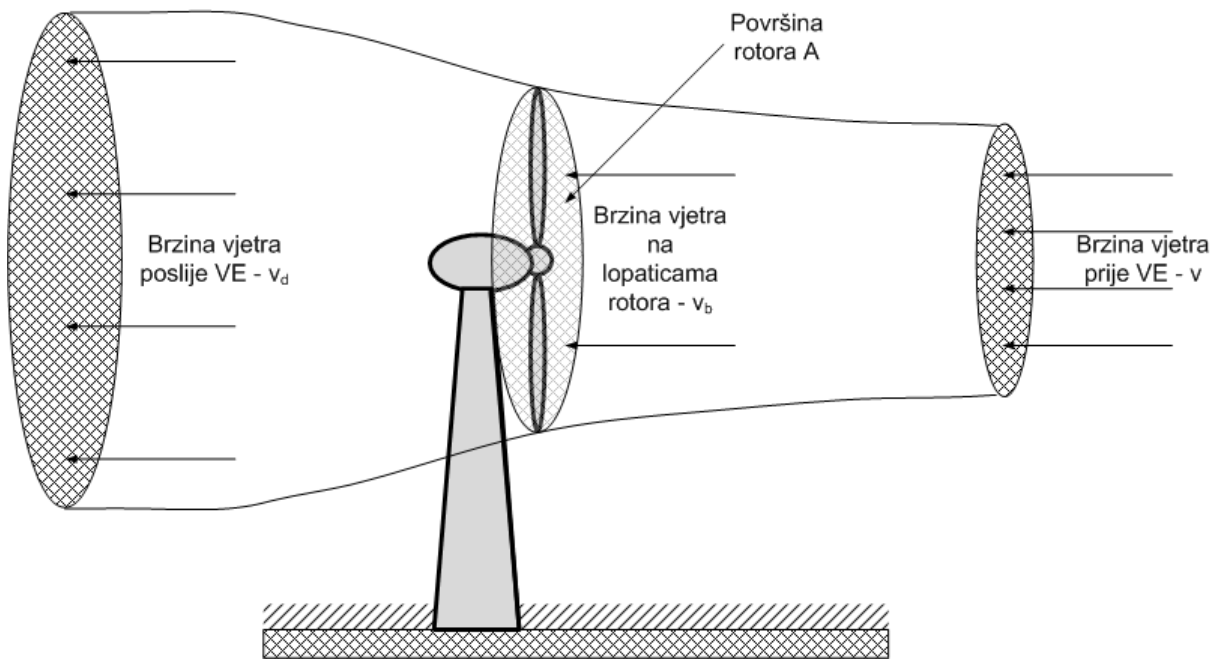
Kako se može vidjeti iz prethodnog potpoglavlja da snaga vjetra ovisi o trećoj potenciji brzine vjetra, onda i snaga vjetroelektrane ovisi o trećoj potenciji brzine vjetra. Ipak, vjetroelektrana ne može iskoristiti maksimalnu snagu vjetra te je njezina snaga uvijek manja od snage vjetra. Snaga koju lopatice rotora vjetroelektrane mogu ostvariti iz snage vjetra jednaka je razlici kinetičkih snaga mase zraka ispred i iza lopatica vjetroelektrane i nazvat će se snaga rotora vjetroelektrane P_b [4]:

$$P_b = \frac{1}{2} \dot{m} (v^2 - v_d^2) \quad (2.5)$$

Gdje je:

- \dot{m} - protočna masa zraka [kg/s] i jednaka je: $\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_b$
- v – brzina vjetra ispred lopatica vjetroelektrane [m/s]
- v_d – brzina vjetra iza lopatica vjetroelektrane [m/s]
- ρ – gustoća zraka [kg/m³]
- A – površina koju opisuju lopatice rotora [m²]

- v_b – brzina vjetra na samim lopaticama rotora [m/s].



Slika 2.3. Maksimalna teorijski ostvariva snaga vjetroelegtrane

Ukoliko se uzme da je brzina vjetra na samim lopaticama jednaka srednjoj vrijednosti brzine vjetra iza i ispred lopatica dobije se [4]:

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + v_d}{2} \right) (v^2 - v_d^2) \quad (2.6)$$

Sada se može uvesti koeficijent β koji predstavlja omjer brzine vjetra iza i ispred lopatica vjetroelegtrane:

$$\beta = \frac{v_d}{v} \quad (2.7)$$

Uvrštavajući izraz (2.7) u izraz (2.6) dobije se:

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + \beta v}{2} \right) (v^2 - \beta^2 v^2) = \underbrace{\frac{1}{2} \rho A v^3}_{\text{snaga vjetra}} \cdot \underbrace{\left[\frac{1}{2} (1 + \beta) (1 - \beta^2) \right]}_{\text{učinkovitost rotora}} \quad (2.8)$$

Učinkovitost rotora se uobičajeno označava s C_p :

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + \beta) (1 - \beta^2) \quad (2.9)$$

Sad se za snagu rotora vjetroelegtrane može napisati:

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot C_p \quad [W] \quad (2.10)$$

Da bi se odredila maksimalna moguća učinkovitost rotora vjetroelektrane, napraviti će se derivacija izraza (2.9) po β i izjednačiti s nulom.

$$\begin{aligned} \frac{dC_p}{d\beta} &= \frac{1}{2} [(1+\beta)(-2\beta) + (1-\beta^2)] = 0 \\ &= \frac{1}{2} [(1+\beta)(-2\beta) + (1+\beta)(1-\beta)] = \frac{1}{2} (1+\beta)(1-3\beta) = 0 \end{aligned} \quad (2.11)$$

Rješenjem izraza (2.11) dobije se:

$$\beta = \frac{v_d}{v} = \frac{1}{3} \quad (2.12)$$

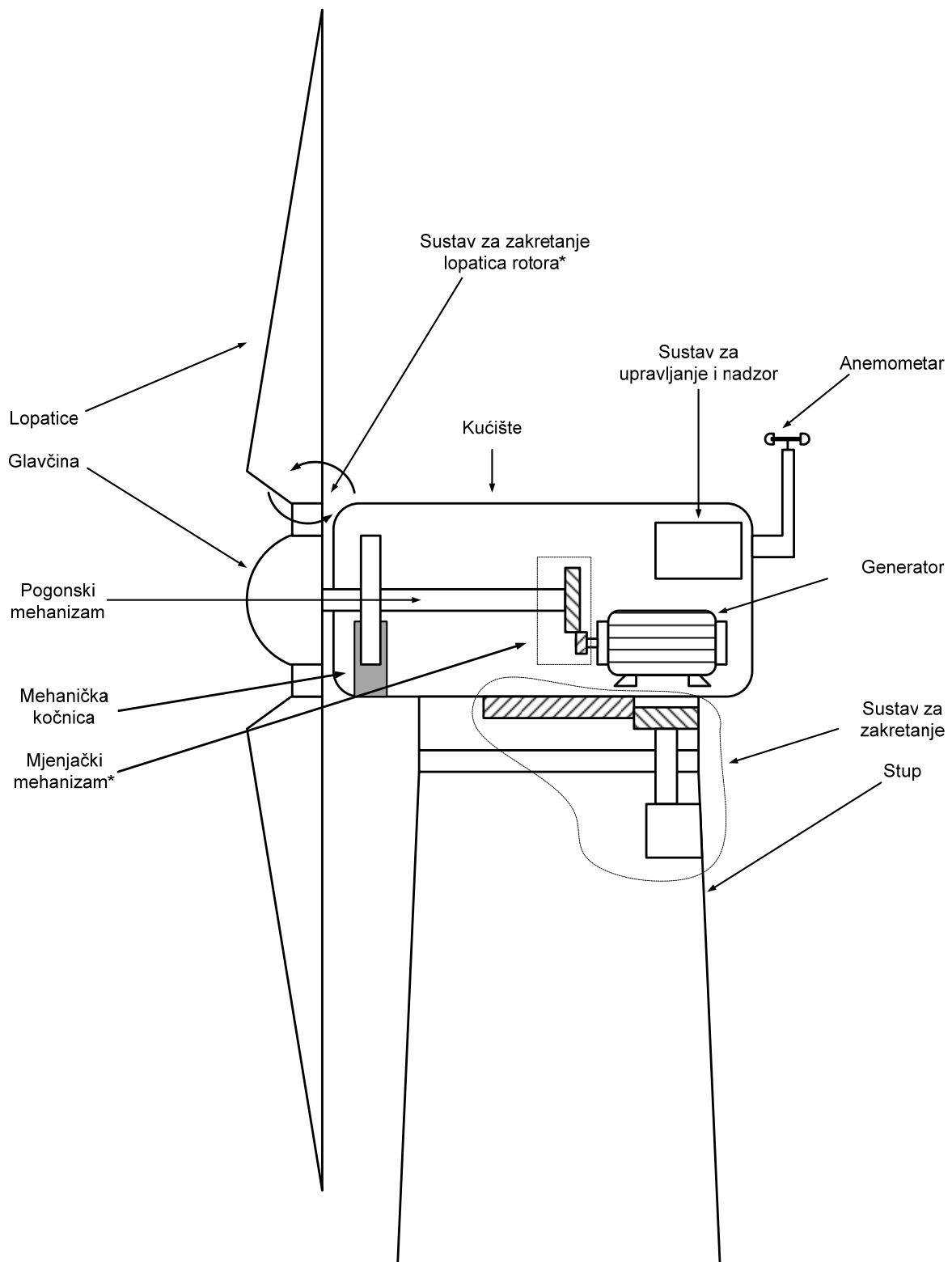
Koristeći izraze (2.9) i (2.12) dobije se da maksimalna učinkovitost rotora vjetroelektrane iznosi:

$$C_{p\max} = \frac{1}{2} (1+\beta)(1-\beta^2) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1}{3^2}\right) = \frac{16}{27} = 0,593 = 59,3\% \quad (2.13)$$

Iz izraza (2.13) može se zaključiti da je maksimalna učinkovitost rotora vjetroelektrane 59,3% i naziva se Betzovim limitom. Tu je teoriju postavio Albert Betz 1919. godine koristeći jednostavne koncepte temeljene na očuvanju mase, impulsa i energije [4].

2.3 Konstrukcijske izvedbe vjetroelektrana

Općenito postoje dva tipa vjetroelektrana, odnosno može ih se podijeliti prema položaju osi vrtnje, a to su vjetroelektrane s okomitom i vodoravnom osi vrtnje. Obično vjetroelektrane imaju vodoravno postavljenu os vrtnje i zbog toga se nazivaju vjetroelektranama s vodoravnom osi. Vjetroelektrane s okomitom osi vrtnje manje su poznate i rjeđe se koriste te se nazivaju vjetroelektrane s okomitom osi vrtnje. U nastavku ove disertacije razmatrat će se samo vjetroelektrane s vodoravnom osi vrtnje budući da vjetroelektrane s okomitom osi nisu u značajnoj komercijalnoj primjeni. Sve današnje vjetroelektrane koje su u komercijalnoj primjeni su vjetroelektrane s vodoravnom osi vrtnje te imaju rotor s trima lopaticama.



Slika 2.4. Osnovni dijelovi vjetroelektrane

Osnovni dijelovi tipične vjetroelektrane s vodoravnom osi vrtnje i s rotorom s tri lopatice prikazani su na slici 2.4 te su opisani u nastavku prema [5].

Rotor

Sastavni dijelovi rotora vjetroturbine su glavčina (eng. hub) i lopatice. Većina vjetroturbina ima sustav s trima lopaticama. S obzirom na izvedbu razlikuju se lopatice sa zakretnim vrhovima (kao aerodinamičnim kočnicama) ili s krilcima. Obje izvedbe su ujedno sekundarni kočioni sustavi, koji u slučaju otkaza primarnog kočionog sustava (mehanička kočnica) stvaraju moment kočenja (zakretanjem vrha lopatice ili pomičnom ravnom površinom) te tako ograničavaju brzinu vrtnje.

Kočnica (eng. brake)

Kada generator ispadne iz mreže, odnosno brzina naleta vjetra prijeđe maksimalnu vrijednost (brzinu isključenja, npr. 25 m/s) dolazi do izrazitog dinamičkog opterećenja, mora postojati kočioni sustav kako bi rasteretio prijenosnik snage, odnosno zaustavio rotor. Osim toga, bitno je reći da je također zadatak ovog sustava održati projektnu brzinu vrtnje konstantnom, odnosno osigurati sustav čije je djelovanje dinamički uravnoteženo. Disk kočnica je najčešća izvedba kočionog sustava (kojom se na suvremenim strojevima upravlja mikroprocesorski), a smještena je na sporookretnoj osovini prije prijenosnika ili na brzookretnoj osovini generatora.

Prijenosnik (eng. gear box)

Prijenosnik vjetroelektrane spaja sporookretnu osovину s brzookretnom i povećava brzinu vrtnje s oko 30 – 60 o/min na oko 1200 – 1500 o/min, tj. na brzinu vrtnje, za većinu generatora, nužnu za stvaranje električne energije. Prijenosnik je u većini slučajeva multiplikator i može biti različitih izvedbi. Hlađenje prijenosnika se najčešće vrši zrakom, a podmazivanje sintetičkim uljem. Prilikom analiziranja načina na koji se vrtnja prenosi s vjetroturbinskog dijela na električni generator, naročitu važnost zauzimaju materijali izrade elemenata sklopa, vrsta prijenosa i prijenosni omjer. Prijenosnik je skup i težak dio vjetroturbine pa zbog toga inženjeri istražuju mogućnost izravnog pogona generatora bez prijenosnika.

Generator

Turbinski dio vjetroelektrane s rotorom, kočnicama i prijenosnikom snage predstavlja važan dio cjelokupnog sustava, čija je osnovna funkcija pogon

generatora. Za pravilno i sigurno funkcioniranje čitavog vjetroturbinsko - generatorskog sustava, generator mora ispunjavati zahtjeve kao što su:

- visok stupanj iskoristivosti u širokom krugu opterećenja i brzine okretanja,
- izdržljivost rotora na povećanim brojevima okretaja u slučaju otkazivanja svih zaštitnih sustava
- izdržljivost, odnosno postojanost konstrukcija na visokim dinamičkim opterećenjima prilikom kratkih spojeva, te pri uključivanju i isključivanju generatora.

Uzimajući u obzir uvjete povećane vlažnosti, slanosti, zatim otpornost na krute čestice, povišenu temperaturu i slične uvjete, pred generatore se također postavlja zahtjev pouzdanosti sa što je moguće manje održavanja. Razni su kriteriji prema kojima se može izvršiti podjela generatora. Tako, npr. prema načinu rada generatori se mogu podijeliti na one:

- za paralelni rad s postojećom distributivnom mrežom,
- za samostalni rad,
- za spregnuti rad s drugim izvorima.

Prema vrsti struje mogu biti:

- istosmjerni
- izmjenični

Istosmjerni se zbog problema s pouzdanosti rijetko primjenjuju. Prema brzini vrtnje postoje generatori:

- s promjenjivom brzinom vrtnje
- sa stalnom brzinom vrtnje uz zadržavanje iste frekvencije.

Također postoji podjela prema veličini, tj. snazi [5].

Sustav za upravljanje i nadzor (eng. controller)

Kao što samo ime kaže, ovaj mikroprocesorski upravljani sustav je u osnovi zadužen za cjelokupno upravljanje i nadziranje rada vjetroturbinsko-generatorskog sustava. Ako ovakav sustav nije u cijelosti smješten na vjetroturbinskoj jedinici (kao

što može biti slučaj), već je jednim dijelom na nekom udaljenijem mjestu onda sustav zahtjeva i posebnu telekomunikacijsku opremu.

Sustav za zakretanje (eng. yaw gear)

Služi za zakretanje turbinsko-generatorskog sustava. Nalazi se ispod kućišta vjetroturbine, na vrhu stupa. Preko pužnog prijenosa (omjera reda veličine 1:1000) s velikim zupčastim prstenom, učvršćenim na stupu, izravnavaju se os osovine rotora s pravcem vjetra. Zakretanje zapravo vrši motor. On na sebi ima ugrađenu kočnicu koja onemogućuje zakretanje kućišta zbog naleta vjetra. Zakretanje kućišta regulira sustav koji je izvan funkcije kad su poremećaji smjera vjetra manji (u prosjeku - jednom u deset minuta dogodi se zakretanje kućišta).

Kućišta (eng. nacelle)

Kućišta s jedne strane štiti generatorski sustav sa svim komponentama od okolišnih utjecaja, a s druge štiti okoliš od buke dotičnog sustava.

Stup (eng. tower)

Može biti izveden kao cjevasti, konusni, teleskopski, rešetkasti, učvršćeni ili povezani. Danas se najčešće koristi cjevasta konstrukcija, a prednost joj se nalazi u tome što ju osim visoke čvrstoće karakterizira i veća otpornost na vibracije. Prednost rešetkaste konstrukcije nalazi se u jednostavnosti, a budući da ju je moguće rastaviti na manje dijelove prikladnija je za transport i montažu.

2.4 Generatori u vjetroelektranama

Praktički, prema [6], vjetroelektrane mogu biti opremljene bilo kojim tipom trofaznog generatora, no ipak se koristi nekoliko osnovnih tipova:

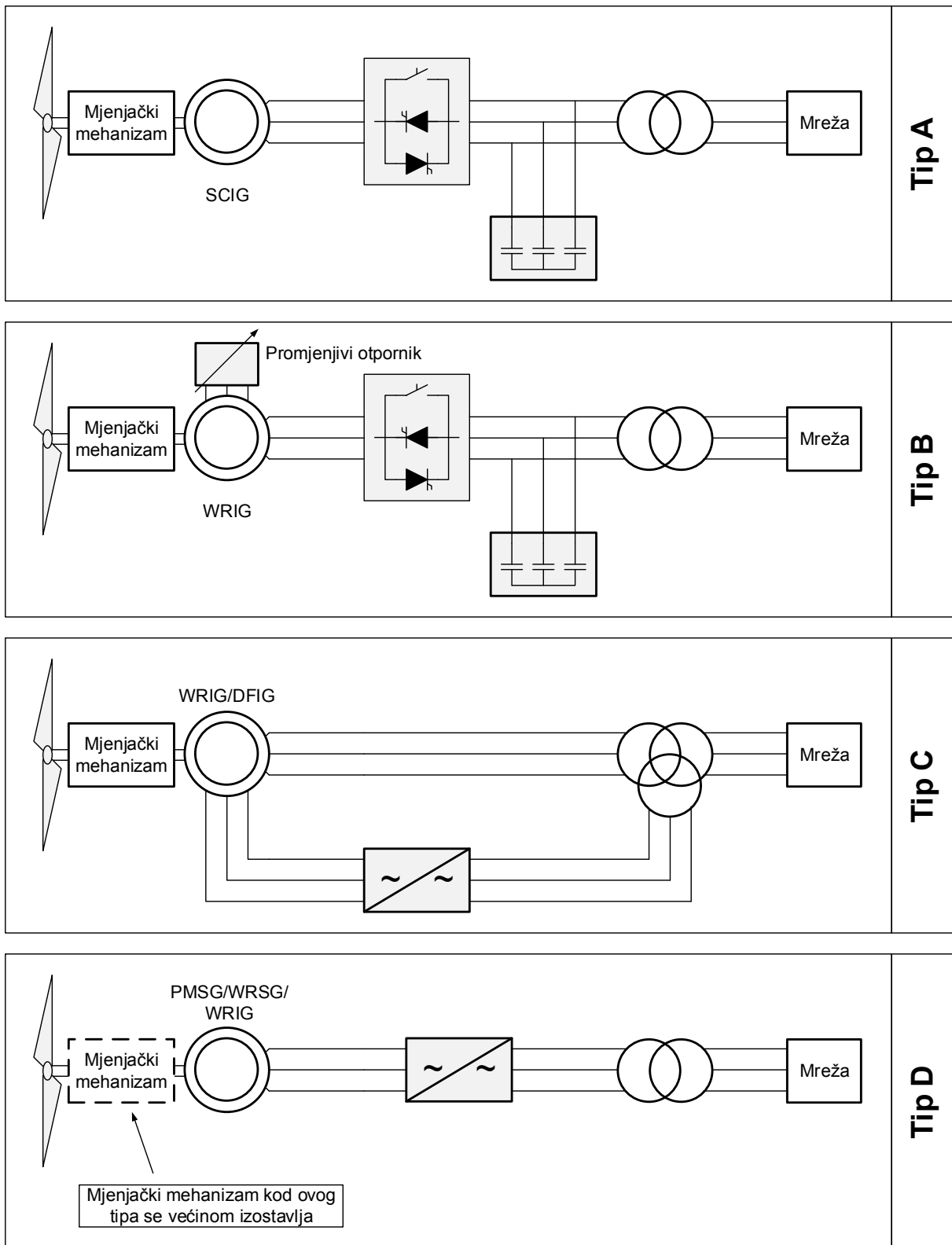
1. Asinkroni (indukcijski) generatori – koji se mogu podijeliti na:

- Kavezne asinkrone generatore (eng. *Squirrel Cage Induction Generator* - SCIG)
- Asinkrone generatore s namotanim rotorom i kliznim prstenovima (eng. *Wound Rotor Induction Generator* - WRIG) koji se mogu podijeliti na:

- OptiSlip™ asinkrone generatore (eng. **Opti-Slip Induction Generator** - OSIG)
 - Dvostruko napajane generatore (eng. **Doubly Fed Induction Generator** - DFIG).
2. Sinkroni generatori – koji se mogu podijeliti na:
- Generatore s namotanim rotorom (eng. **Wound Rotor Synchronous Generator** - WRSG)
 - Generatore s permanentnim magnetom (eng. **Permanent Magnet Synchronous Generator** - PMSG)
3. Ostali potencijalni tipovi generatora kao što su:
- Visokonaponski generatori (eng. **High Voltage Generator** - HVG)
 - Generatori s poprečnim tokom (eng. **Transverse Flux Generator** - TFG).

Prema [6] razlikuju se četiri dominantne konfiguracije vjetroelektrane prema vrsti generatora, prema spoju na mrežu te prema kontroli snage i brzine vrtnje. Prema kontroli brzine vrtnje razlikuju se vjetroelektrane sa stalnom i promjenjivom brzinom vrtnje. Navedene konfiguracije prikazane u na slici 2.5 i označene su sa:

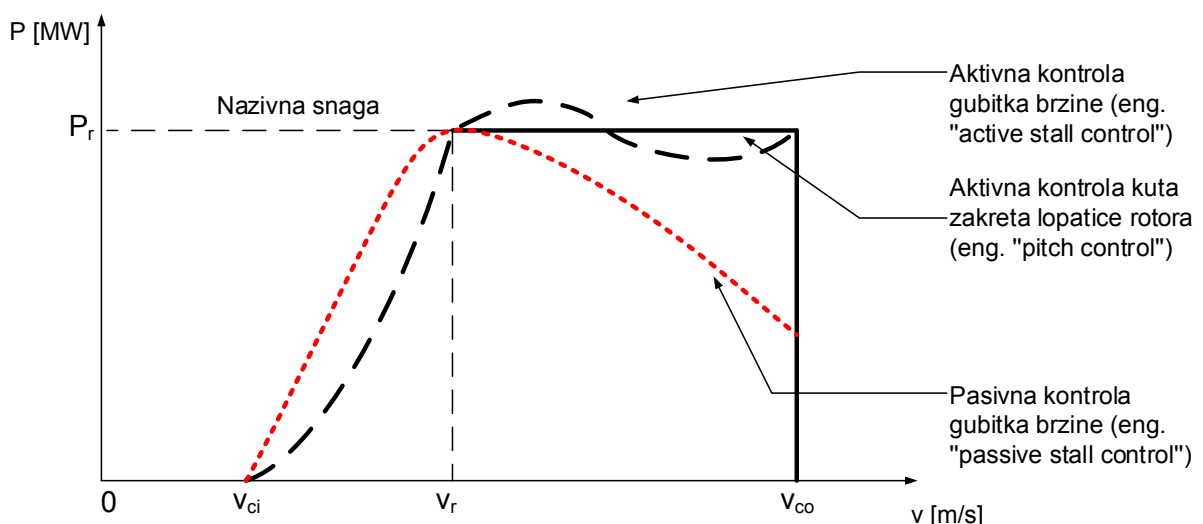
- Tip A – čije su osnovne karakteristike: stalna brzina vrtnje, asinkroni kavezni generator i *stall* regulacija snage.
- Tip B – čije su osnovne karakteristike: promjenjiva brzina vrtnje u određenom rasponu, generator s istaknutim polovima, promjenjivi otpor u rotorskom krugu (promjenjivo klizanje) i *pitch* regulacija snage
- Tip C – čije su osnovne karakteristike: promjenjiva brzina vrtnje, generator s dvostrukim napajanjem i *pitch* regulacija snage
- Tip D – čije su osnovne karakteristike: promjenjiva brzina vrtnje u punom rasponu, direktni pogon (izostanak prijenosnika), sinkroni generator, puni izmjenjivač frekvencije i *pitch* regulacija snage.



Slika 2.5. Tipične konfiguracije vjetroelektrane

Osim prema brzini vrtnje vjetroelektrane se mogu razlikovati i prema načinu kontrole snage (kontroli lopatica), a to su:

- Aktivna regulacija kuta zakreta lopatica rotora (eng. "*Active pitch control*") – to je sustav koji upravlja zakretom lopatica rotora. Hidraulički ili električni aktuatori zakreću lopatice rotora oko vlastite osi. Promjenom kuta zakreta lopatica rotora regulira se snaga vjetroelektrane. Lopatice rotora se prilagođavaju brzini vjetra tako da manjim iskorištavanjem većih brzina vjetra izlazna snaga vjetroelektrane prati vlastitu krivulju snage. Većina modernih vjetroturbina većih snaga koristi ovaj sustav kontrole.
- Pasivna regulacija gubitkom brzine (eng. "*Passive stall control*") – to je sustav kod kojega nema zakretanja lopatica rotora. Lopatice rotora su pažljivo dizajnirane tako da povećanjem brzine vjetra smanjuju svoju učinkovitost i time prate krivulju snage.
- Aktivna regulacija gubitkom brzine (eng. "*Active stall control*") – to je sustav koji je kombinacija dvaju prethodno opisanih. Lopatice rotora se zakreću ovisno o brzini vjetra, dok se kod velikih brzina vjetra zakreću u takav položaj da ostvaruju gubitak brzine (stall). Ovaj sustav koristi se za vjetroturbine snaga većih od 1 MW.



Slika 2.6. Krivulja snage vjetroelektrane u ovisnosti o regulaciji snage

Na slici 2.6 prikazana je krivulja snage vjetroelektrane. To je krivulja koja prikazuje ovisnost izlazne snage vjetroelektrane o brzini vjetra. Sa slike 2.6 može se

primijetiti nekoliko karakterističnih točaka na krivulji snage. Te karakteristične točke su:

- v_{ci} – brzina uključenja. Ta točka predstavlja vrijednost brzine vjetra pri kojoj vjetroelektrana započinje proizvoditi električnu energiju. Ta vrijednost se kreće približno oko 3 – 5 m/s ovisno o tipu vjetroelektrane i proizvođaču.
- v_r – nazivna brzina. Ta točka predstavlja vrijednost brzine vjetra pri kojoj vjetroelektrana postiže nazivnu snagu. Za brzine vjetra iznad nazivne brzine vjetroelektrana regulacijom pokušava održati izlaznu snagu konstantnom, odnosno na nazivnoj vrijednosti. Ta vrijednost se kreće približno oko 11 – 15 m/s ovisno o tipu vjetroelektrane i proizvođaču.
- v_{co} – brzina isključenja. Ta točka predstavlja vrijednost brzine vjetra pri kojoj dolazi do zaustavljanja vjetroelektrane. Brzine veće od brzine isključenja smatraju se opasnima po vjetroelektranu i njezin rad zbog prevelikih mehaničkih naprezanja i pri tim brzinama vjetroelektrana prestaje s radom.

3 OSNOVE POUZDANOSTI ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

U ovom poglavlju opisani su: osnovna teorija pouzdanosti EES-a, serijski model pouzdanosti komponente, osnovni koncepti Monte Carlo metode i osnovni pokazatelji pouzdanosti.

3.1 Pojam pouzdanosti EES

Iako se pod pojmom pouzdanosti podrazumijevaju, često pogrešno, apstraktne značajke kao što su stalnost, vjernost, izvjesnost i sl., dakle nemjerljivi kvalitativni pojmovi, razvojem metoda i matematičkih modela sustava, u okviru teorije pouzdanosti, za svaki sustav ili njegovu komponentu moguće je objektivno, dakle kvantitativno, procijeniti pouzdanost, tj. proračunati pokazatelje pouzdanosti [7].

Pouzdanost komponente ili sustava matematička je vjerojatnost da će komponenta, odnosno sustav zadovoljavajuće raditi tijekom predviđenog vremenskog razdoblja uz definirane radne uvjete. Primijeni li se gornja definicija pouzdanosti na EES, može se definirati pouzdanost EES-a kao vjerojatnost da je sustav sposoban isporučiti električnu energiju potrošačima u promatranom vremenskom periodu uz prihvatljive radne uvjete (uz nazivnu snagu te napon i frekvenciju u dozvoljenim granicama) [7].

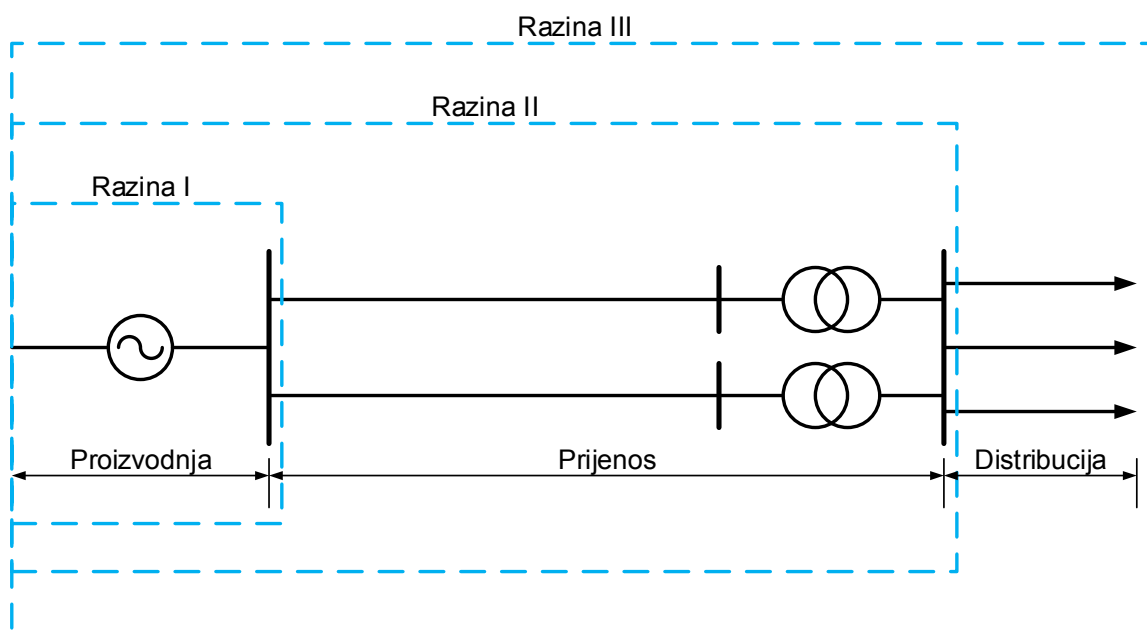
Tri su osnovna aspekta koji čine cjelinu pojma pouzdanosti [8]:

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

Premda proračun dostatnosti ne daje potpune informacije o pouzdanosti EES-a, osobito jer zanemaruje prolazne zastoje, koji kad se eliminiraju omogućuju normalan rad sustava, ali u praksi često izazivaju značajne prekide u opskrbi potrošača, kao rezultat problema prijelazne stabilnosti ili nepotrebne prorade zaštite, zbog velikih poteškoća u utvrđivanju matematičkih modela za proračun sigurnosti, velika većina dosad razvijenih metoda za proračun pouzdanosti EES uzima u obzir samo proračun dostatnosti [9].

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

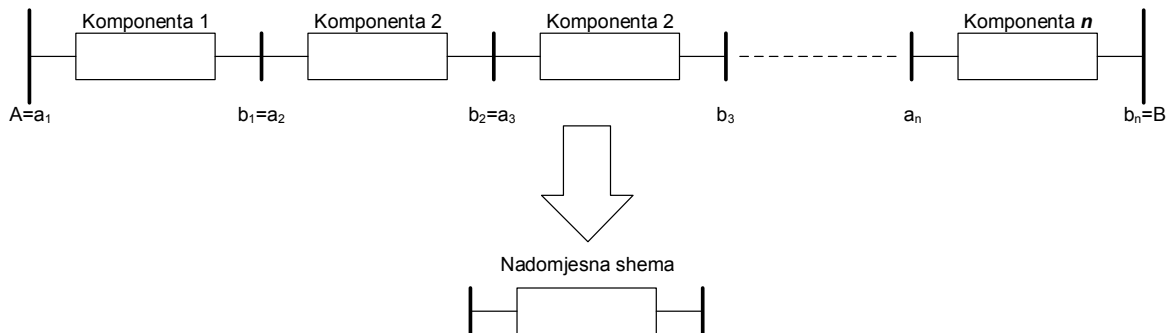
- *hijerarhijska razina I (HL1):* proizvodnja električne energije
- *hijerarhijska razina II (HL2) :* proizvodnja i prijenos električne energije do distributivnih transformatorskih stanica
- *hijerarhijska razina III (HL3):* proizvodnja, prijenos i distribucija električne energije do krajnjih potrošača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



Slika 3.1. Hijerarhijske razine EES prilikom proračuna pouzdanosti

3.2 Serijski model pouzdanosti

Serijski je model pouzdanosti oblik funkcionalnog povezivanja komponenata u sustavu čiji uspješan rad ovisi o uspješnom radu svake od komponenata (slika 3.2).



Slika 3.2. Serijski model pouzdanosti

Ako x_i označava događaj uspješnog rada i -te komponente, a $P(x_i)$ vjerojatnost uspješnog rada i -te komponente, odnosno \bar{x}_i događaj zastoja i -te komponente, a $P(\bar{x}_i)$ vjerojatnost kvara i -te komponente, vjerojatnost uspješnog rada, odnosno pouzdanost sustava, bit će jednaka vjerojatnosti presjeka događaja $x_1, x_2, x_3, \dots, x_i, \dots, x_n$, tj. uspješnog rada ili ispravnosti svih komponenata u sustavu [71]:

$$R_s(t) = P(x_1 \cap x_2 \cap x_3 \cap \dots \cap x_i \cap \dots \cap x_n) \quad (3.1)$$

odnosno:

$$R_s(t) = P(x_1)P(x_2 / x_1)P(x_3 / x_1x_2) \dots P(x_i / x_1x_2x_3 \dots x_{i-1}) \dots P(x_n / x_1x_2x_3 \dots x_{n-1}) \quad (3.2)$$

Izraz (3.2) sadrži uvjetne vjerojatnosti rada pojedinih komponenata pod uvjetom uspješnog rada komponenata koje su prethodno već uključene u izraz, ili koje u shemi sustava imaju niži redni broj. Tako, npr., drugi član izraza predstavlja uvjetnu vjerojatnost uspješnog rada druge komponente (događaj x_2), uvjetovanu uspješnim radom prve komponente (događaj x_1), a n -ti član uvjetnu vjerojatnost uspješnog rada n -te komponente (događaj x_n), uvjetovanu uspješnim radom svih ostalih komponenata sustava (događaji $x_1, x_2, x_3, \dots, x_i, \dots, x_{n-1}$), itd. Uz pretpostavku o neovisnosti komponenata, izraz (3.2) se znatno pojednostavnjuje [71]:

$$R_s(t) = P(x_1)P(x_2)P(x_3) \dots P(x_i) \dots P(x_n) = \prod_{i=1}^n P(x_i) \quad (3.3)$$

Kada se radi o neovisnim zastojsima identičnih komponentata, pri čemu je vjerojatnost ispravnog rada jedne komponente p , pouzdanost sustava bit će [71]:

$$R = p^n \quad (3.4)$$

Pretpostavi li se dalje da se radi o komponentama s konstantnim intenzitetom zastoja, tj. $\lambda_i = konst.$, izraz (3.3) poprima oblik [71]:

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} = \exp(-t \sum_{i=1}^n \lambda_i); \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (3.5)$$

Drugi mogući aspekt pouzdanosti sustava koji se može prikazati serijskim modelom pouzdanosti je razmatranje vjerojatnosti zastoja komponentata i sustava. Budući da zastoj bilo koje od komponentata ujedno znači i zastoj sustava, zastoj sustava predstavlja unija događaja $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3, \dots, \bar{x}_i, \dots, \bar{x}_n$. Pouzdanost sustava u tom slučaju bit će [71]:

$$R_s(t) = 1 - Q_s(t) = 1 - P(\bar{x}_1 \cup \bar{x}_2 \cup \bar{x}_3 \cup \dots \cup \bar{x}_i \cup \dots \cup \bar{x}_n) \quad (3.6)$$

$Q_s(t)$ je vjerojatnost zastoja ili nepouzdanost sustava, tj. vjerojatnost da će se bilo koja komponenta sustava naći u zastoju, pa se može pisati [71]:

$$Q_s(t) = P(\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_3 + \dots + \bar{x}_i + \dots + \bar{x}_n) \quad (3.7)$$

Daljnijim razvojem izraza (3.7), uz uvjet $i < j$ dobije se izraz:

$$Q_s(t) = [P(\bar{x}_1) + P(\bar{x}_2) + P(\bar{x}_3) + \dots + P(\bar{x}_i) + \dots + P(\bar{x}_n)] - [P(\bar{x}_1 \bar{x}_2) + P(\bar{x}_1 \bar{x}_3) + \dots + P(\bar{x}_i \bar{x}_j) + \dots + P(\bar{x}_{n-1} \bar{x}_n)] + \dots + (-1)^{n-1} [P(\bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 \dots \bar{x}_i \dots \bar{x}_n)] \quad (3.8)$$

Pouzdanost sustava razvojem izraza za vjerojatnost presjeka događaja je [71]:

$$R_s(t) = 1 - P(\bar{x}_1) - P(\bar{x}_2) - \dots - P(\bar{x}_i) - \dots - P(\bar{x}_n) + P(\bar{x}_1)P(\bar{x}_2 / \bar{x}_1) + P(\bar{x}_1)P(\bar{x}_3 / \bar{x}_1) + \dots + P(\bar{x}_i)P(\bar{x}_j / \bar{x}_i) + \dots + (-1)^n (P(\bar{x}_1)P(\bar{x}_2 / \bar{x}_1) \dots P(\bar{x}_n / \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 \dots \bar{x}_i \dots \bar{x}_{n-1})) \quad (3.9)$$

Stacionarna raspoloživost sustava predstavljenog modelom serijski vezanih komponentata, uvažavajući izraz za pouzdanost neovisnih komponentata (3.3), određena je izrazom [10]:

$$A_s(\infty) = A_s = A_1 \cdot A_2 \cdot A_3 \cdot \dots \cdot A_i \cdot \dots \cdot A_n = \prod_{i=1}^n A_i \quad (3.10)$$

Na sličan način, analogno izrazu (3.6), stacionarna neraspoloživost iznosi:

$$U_s(\infty) = N_s = 1 - A_s = 1 - \prod_{i=1}^n A_i \quad (3.11)$$

$$U_s = U_1 + U_2 + U_3 + \dots + U_i + \dots + U_n - \\ [U_1 \cdot U_2 + U_1 \cdot U_3 + \dots + U_i \cdot U_j + \dots + U_{n-1} \cdot U_n] + \dots + \\ (-1)^{n-1} \cdot [U_1 \cdot U_2 \cdot U_3 \cdot \dots \cdot U_i \cdot \dots \cdot U_n] \quad (3.12)$$

S obzirom da elektroenergetski sustav čine komponente čija je neraspoloživost vrlo mala, tako da se umnošci drugog i više reda mogu zanemariti, prethodni izraz znatno se pojednostavnjuje [71]:

$$U_s \approx \sum_{i=1}^n U_i \quad (3.13)$$

U skladu s izrazom (3.5), a znajući da svaki zastoj komponente dovodi i do zastoja sustava, intenzitet prisilnog zastoja sustava n serijski spojenih komponenata jednak je zbroju intenziteta prisilnih zastoja komponenata [71]:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i = \sum_{i=1}^n \frac{1}{m_i} \quad (3.14)$$

Gdje je:

- λ_i intenzitet prisilnih zastoja i -te komponente,
- m_i srednje trajanje rada i -te komponente.

Komponente elektroenergetskog sustava mogu se naći u prisilnim (posljedica poremećaja) ili planiranim zastojima (redovito održavanje, pregled i sl.). S obzirom da i planirani zastoji serijski spojenih komponenata dovode do zastoja sustava (u slučaju da ne postoji mogućnost alternativnog napajanja potrošača), potrebno je definirati i intenzitet planiranih zastoja serijski vezanih komponenata koji je određen izrazom [71]:

$$\lambda_s'' = \sum_{i=1}^n \lambda_i'' \quad (3.15)$$

Gdje je:

- λ_i intenzitet planiranih zastoja i -te komponente.

Učestalost zastoja sustava n serijski spojenih komponenata može se odrediti izrazom [71]:

$$f_s = \frac{A_s}{m_s} = \frac{1}{m_s + r_s} \quad (3.16)$$

Gdje je:

- m_s srednje trajanje rada sustava.
- r_s srednje trajanje zastoja sustava.

S obzirom da su komponente elektroenergetskog sustava vrlo pouzdane, učestalost zastoja sustava približno se može odrediti i na sljedeći način [71]:

$$f_s = \sum_{i=1}^n f_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n A_j \approx \sum_{i=1}^n f_i \quad (3.17)$$

Srednje trajanje ispravnog rada sustava određeno je izrazom [71]:

$$m_s = \frac{A_s}{f_s} = \frac{\prod_{i=1}^n A_i}{\sum_{i=1}^n f_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n A_j} \approx \frac{\prod_{i=1}^n A_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (3.18)$$

Za izraz za približnu vrijednost srednjeg trajanja rada sustava vrijedi isti uvjet kao za izraz (3.17). Srednje vrijeme zastoja sustava određeno je izrazom [71]:

$$r_s = \frac{1 - A_s}{f_s} = \frac{U_s}{f_s} \quad (3.19)$$

Uz pretpostavku da se može zanemariti slučaj neovisnih zastoja više komponenata, tj. umnošci neraspoloživosti komponenata drugog i višeg reda, a uvažavajući definiciju srednjeg trajanja zastoja kao recipročne vrijednosti zbroja intenziteta napuštanja stanja zastoja, može se napisati općeniti izraz za srednje trajanje prisilnog zastoja (popravka), koji glasi [71]:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (3.20)$$

Gdje je:

- μ_s intenzitet izlaska iz (prisilnog) zastoja (popravka) sustava,
- r_i trajanje (prisilnog) zastoja i -te komponente.

Analogno, srednje trajanje planiranog zastoja sustava određeno je izrazom [71]:

$$r_s'' = \frac{1}{\mu_s''} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i'' \cdot r_i''}{\sum_{i=1}^n \lambda_i''} \quad (3.21)$$

Gdje je:

- μ_s'' intenzitet izlaska iz planiranog zastoja
- r_i'' trajanje planiranog zastoja i -te komponente.

Za elektroenergetski sustav općenito vrijedi da su intenziteti izlazaka iz stanja prisilnog i planiranog zastoja znatno veći, no intenziteti ulazaka u ta ista stanja, tj. općenito vrijedi $\mu_s \gg \lambda_s, \mu_s'' \gg \lambda_s''$. Stoga se raspoloživost sustava, odnosno njegova neraspoloživost zbog prisilnih i planiranih zastoja mogu pisati u obliku približnih izraza [71]:

$$A_s = \frac{\mu_s}{\mu_s + \lambda_s + \frac{\lambda_s'' \cdot \mu_s}{\mu_s''}} \approx \frac{\mu_s}{\mu_s + \lambda_s} \quad (3.22)$$

$$U_s = \frac{\lambda_s}{\mu_s + \lambda_s + \frac{\lambda_s'' \cdot \mu_s}{\mu_s''}} \approx \frac{\lambda_s}{\mu_s + \lambda_s} \approx \frac{\lambda_s}{\mu_s} \quad (3.23)$$

$$U_s'' = \frac{\lambda_s''}{\mu_s'' + \lambda_s'' + \frac{\lambda_s \cdot \mu_s''}{\mu_s}} \approx \frac{\lambda_s''}{\mu_s'' + \lambda_s''} \approx \frac{\lambda_s''}{\mu_s''} \quad (3.24)$$

3.3 Monte Carlo metoda za proračun pouzdanosti

Za proračune pouzdanosti koriste se analitičke i simulacijske metode (Monte Carlo). Budući da će se u disertaciji primjenjivati samo Monte Carlo metoda, dat će se kratki opis iste, dok se analitička metoda u nastavku neće opisivati.

Naziv Monte Carlo metoda oznaka je za primjenu stohastičke simulacije na temelju slučajnih brojeva, upravo prema nazivu poznatog dijela Monaka poznatog po kockarnicama, a prvi put je korišten tijekom Drugog svjetskog rata za slučajnu simulaciju procesa difuzije neutrona prilikom izrade atomske bombe. Osnovni koncept metode datira iz 18. stoljeća, kada je francuski znanstvenik Buffon predstavio čuvenu metodu testa bacanja igle za proračun broja (π), 1777. godine. Metoda je od tada primijenjena u mnogim područjima, poput složenih matematičkih proračuna, stohastičke simulacije procesa, medicinske statistike, analizi inženjerskih sustava te, naravno, u proračunima pouzdanosti [11].

3.3.1 Osnovni koncepti Monte Carlo metode u pouzdanosti

Osnovni parametar u proračunima pouzdanosti matematičko je očekivanje promatranog pokazatelja pouzdanosti. Ako je U stacionarna neraspoloživost (vjerojatnost zastoja) sustava, te ako je X slučajna varijabla koja poprima vrijednost $x_i = 0$ u slučaju da sustav ispravno radi, te $x_i = 1$ u slučaju zastoja, procjena neraspoloživosti sustava s n promatranih stanja (uzorak) dana je izrazom za matematičko očekivanje $E(x)$ slučajne varijable X [11]:

$$\bar{U} = E(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.25)$$

Varijanca uzorka je definirana kao [11]:

$$V(x) = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{U})^2 \quad (3.26)$$

Kada je uzorak dovoljno velik, varijanca se približno definira kao [11]:

$$V(x) \approx \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{U})^2 \quad (3.27)$$

S obzirom da slučajna varijabla x_i poprima samo vrijednost 0 i 1, vrijedi [11]:

$$\sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.28)$$

pa iz (3.27) i (3.28) proizlazi da se varijanca može približno računati kao [11]:

$$V(x) \approx \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n 2 \cdot x_i \cdot \bar{U} + \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \bar{U}^2 = \bar{U} - 2 \cdot \bar{U}^2 + \bar{U}^2 = \bar{U} - \bar{U}^2 \quad (3.29)$$

Pri tome treba imati na umu da izraz (3.25) daje samo procjenu neraspoloživosti sustava te da se nesigurnost te procjene može mjeriti varijancom procjene očekivanja kao [11]:

$$V(\bar{U}) = \frac{1}{n} \cdot V(x) = \frac{1}{n} \cdot (\bar{U} - \bar{U}^2) \quad (3.30)$$

Točnost Monte Carlo simulacije može se izraziti koeficijentom varijacije, koji se definira izrazom [11]:

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{U})}}{\bar{U}} \quad (3.31)$$

odnosno, uvažavajući izraz (3.30) kao [11]:

$$\alpha = \sqrt{\frac{1 - \bar{U}}{n \cdot \bar{U}}} \quad (3.31)$$

Iz toga proizlazi da je potreban broj simulacija u uzorku [11]:

$$n = \frac{1 - \bar{U}}{\alpha^2 \cdot \bar{U}} \quad (3.32)$$

Iz jednadžbe (3.32) može se zaključiti da za željenu točnost α , potreban broj simulacija ovisi o samoj neraspoloživosti sustava, ali je neovisan o veličini sustava. Monte Carlo metoda stoga je prikladna jednako za male i za velike sustave, što je očita prednost nad analitičkom metodom za proračun pouzdanosti. Nadalje, neraspoloživost elektroenergetskih sustava, s obzirom na visoko raspoložive komponente obično je puno manja od 1, te se stoga može pisati [11]:

$$n \approx \frac{1}{\alpha^2 \cdot \bar{U}} \quad (3.33)$$

To pak znači da je veličina uzorka, tj. potreban broj simulacija približno obrnuto proporcionalan neraspoloživosti sustava. Drugim riječima, u slučaju vrlo pouzdanih sustava, kakav je u pravilu i elektroenergetski potreban je vrlo veliki broj simulacija kako bi se postigla željena točnost simulacije.

3.3.2 Konvergencija Monte Carlo metode

Monte Carlo simulacija tvori promjenjivi proces konvergencije, no pri tome nema jamstva da će nekoliko dodatnih simulacija dovesti do veće točnosti (manje odstupanje od točne vrijednosti). Ipak, s povećanjem broja simulacija smanjuje se raspon unutar kojeg se kreće to odstupanje. Varijanca procijenjene očekivane vrijednosti dana je izrazom (3.30), a standardna devijacija procjene definirana je izrazom [11]:

$$\sigma = \sqrt{V(\bar{N})} = \frac{1}{\sqrt{n}} \cdot \sqrt{V(x)} = \frac{1}{\sqrt{n}} \cdot \sqrt{(\bar{N} - \bar{N}^2)} \quad (3.34)$$

To znači da se za smanjenje standardne devijacije u Monte Carlo simulaciji mogu koristiti dvije mjere: povećanje broja simulacija (uzorka) i/ili smanjenje varijance uzorka. Varijanca se ne može smanjiti na 0, te je stoga uvijek nužno u proračunu uvažiti razumno velik, odnosno dostatan broj simulacija.

Kao kriterij konvergencije obično se uzima koeficijent varijacije definiran izrazom (3.31), pri čemu se u proračunima mora uvažiti činjenica da različiti pokazatelji pouzdanosti imaju i različitu brzinu konvergencije, što je povezano s načinom na koji oni ovise o slučajnim varijablama poput trajanja ili učestalosti zastoja, ali i drugih. Utvrđeno je da koeficijent varijacije pokazatelja očekivane neisporučene električne energije (*LOEE – eng. Loss of Energy Expectation*) najsporije konvergira, te se stoga obično uzima kao kriterij konvergencije, kako bi se osigurala razumna točnost proračuna obično čitavog niza pokazatelja [11].

3.3.3 Generiranje slučajnih brojeva

Slučajan broj najčešće se generira određenim matematičkim metodama, pri čemu se osigurava mogućnost njegove reprodukcije, te računalna primjena. Međutim, tako generirani slučajni broj u stvarnosti nije potpuno slučajan te se stoga i naziva pseudo-slučajan. U principu, pseudo-slučajni brojevi moraju se statistički

testirati, kako bi se osigurala njihova slučajnost. Osnovni zahtjevi za generiranje slučajnog broja su [7]:

- *Uniformnost*: slučajni brojevi moraju imati uniformnu razdiobu u intervalu $[0,1]$;
- *Neovisnost*: potrebna je minimalna korelacija između slučajnih brojeva;
- *Dovoljno duga perioda* ponavljanja.

U slučaju da neki od uvjeta nije ispunjen, Monte Carlo simulacija nije ispravna, a osobito to vrijedi za uvjet duge periode ponavljanja, koja mora biti dulja od najvećeg broja simulacija u proračunu. Postoji čitav niz metoda za generiranje slučajnih brojeva, od kojih se najčešće koriste multiplikativni i mješoviti generator slučajnih brojeva.

3.3.4 Funkcije razdiobe vjerojatnosti

U analizama pouzdanosti potrebno je uvažiti čitav niz slučajnih varijabli koje za razliku od slučajnih brojeva obično nemaju uniformnu razdiobu. Tako je, na primjer, uvjet za uporabu Markovljevih analitičkih modela komponenata elektroenergetskog sustava pretpostavka o isključivo eksponencijalnim razdiobama trajanja ispravnog rada i zastoja (s konstantnim intenzitetima zastoja i izlaska iz zastoja, odnosno popravka).

Od iznimne važnosti je poznavati moguće razdiobe slučajnih varijabli trajanja ispravnog rada i zastoja komponenata, ali i čitavog niza drugih parametara koji mogu utjecati na proračun.

Svaka funkcija razdiobe slučajne varijable ima pridruženu funkciju gustoće vjerojatnosti $f(x)$ koja predstavlja vjerojatnost da će slučajna varijabla X postići određenu vrijednost. Ako je X slučajna varijabla na diskretnom vjerojatnosnom prostoru definirana sa [7]:

$$X = \begin{pmatrix} x_1 & x_2 & \dots & x_i & \dots \\ p_1 & p_2 & \dots & p_i & \dots \end{pmatrix} \quad (3.35)$$

odnosno, slučajna varijabla poprima vrijednosti x_i koje imaju vjerojatnost p_i ($i = 1, 2, \dots$), može se definirati funkcija gustoće vjerojatnosti izrazom [13]:

$$f(x) = P\{X = x\} = \begin{cases} 0, & x \neq x_i \\ p_i, & x = x_i \end{cases} \quad (3.36)$$

Dvije su važne karakteristike funkcije gustoće vjerojatnosti [11]:

- svaka funkcija gustoće vjerojatnosti uvijek daje vrijednost u intervalu [0,1]
- integral funkcije gustoće vjerojatnosti nad svim mogućim događajima (ishodima) slučajne varijable mora biti jednak 1 s obzirom da će svaki slučajni događaj imati upravo jedan stvarni ishod, što se jednostavnije zapisuje kao:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1 \quad (3.37)$$

Kumulativna funkcija razdiobe slučajnih varijabli tada je definirana izrazom [11]:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(y)dy \quad (3.38)$$

U slučaju diskretnih slučajnih varijabli, kakvi su i zastoji u elektroenergetskom sustavu ova funkcija može se zapisati kao [14]:

$$F(x) = \sum_{a_i \leq x} p_i = \sum_{y \leq x} f(y) \quad (3.39)$$

Funkcija koja se često upotrebljava u proračunima pouzdanosti elektroenergetskog sustava je intenzitet zastoja λ , koja se u teoriji pouzdanosti naziva funkcija hazarda, a definirana kao vjerojatnost da će u promatranom trenutku komponenta zatajiti (naći se u zastoju), pod uvjetom da je do tada ispravo radila. S obzirom da je funkcija gustoće vjerojatnost da će komponenta zatajiti, a kumulativna funkcija razdiobe vjerojatnost da je ona već zatajila u promatranom trenutku, funkcija hazarda može se definirati izrazom:

$$\lambda(x) = \frac{f(x)}{1 - F(x)} \quad (3.40)$$

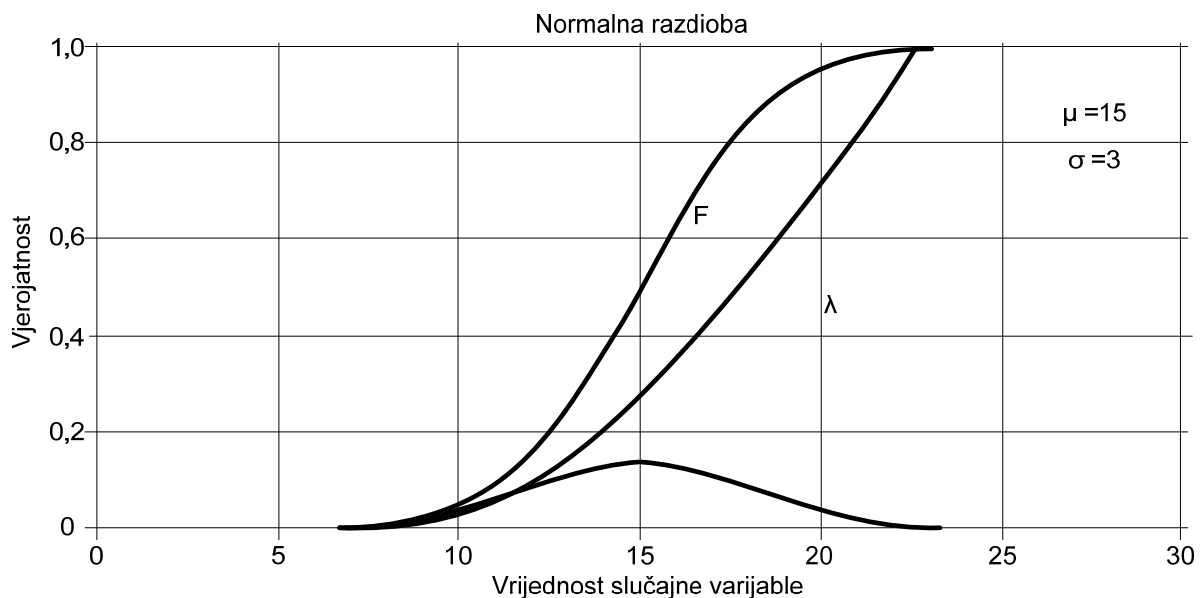
Naravno, funkcije gustoće vjerojatnosti i razdioba slučajnih varijabli neće utjecati na proračun srednjih očekivanih vrijednosti pokazatelja pouzdanosti, no ukoliko je

potrebno poznavati njihove razdiobe, a osobito ukoliko daljnji proračuni ovise o njima (slučaj s troškovima prekida opskrbe) moguće su značajne pogreške ne uvažavajući li se na odgovarajući način u proračunima.

3.3.4.1 Normalna razdioba

Najpoznatija razdioba slučajne varijable je normalna, poznatog zvonastog oblika funkcije gustoće razdiobe, koja je matematički karakterizirana dvama poznatim parametrima: očekivanom vrijednošću μ i standardnom devijacijom σ , prema izrazu [7]:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]; \quad -\infty \leq x \leq \infty \quad (3.41)$$



Slika 3.3. Normalna razdioba

Pri tome je najveća vjerojatnost pojave vrijednosti normalno razdijeljene slučajne varijable (vrh funkcije gustoće razdiobe) određena parametrom očekivanja μ , dok parametar standardne devijacije σ određuje koliko će biti odstupanje (kakav će biti oblik) krivulje. Što je standardna devijacija veća, vjerojatnost pojave očekivane vrijednosti slučajne varijable bit će manja, a krivulja raspršenija (zbog veće vjerojatnosti vrijednosti različitih od očekivane).

Slučajne varijable kojima se opisuje pouzdanost komponenata elektroenergetskog sustava obično su ograničene na pozitivne vrijednosti (osobito

trajanja pojedinih stanja komponente ili sustava), dok normalno razdijeljene slučajne varijable mogu poprimiti i negativne vrijednosti. Isto tako, takve slučajne varijable su često nesimetričnog oblika krivulje gustoće vjerojatnosti, dok je taj oblik uvijek simetričan za normalno razdijeljene slučajne varijable, te je u tim slučajevima potrebno primijeniti druge funkcije razdiobe [7].

3.3.4.2 Eksponecijalna razdioba

U analizama pouzdanosti elektroenergetskog sustava najčešće se koristi eksponecijalna razdioba, prije svega zbog činjenice da je funkcija hazarda $\lambda(x)$ (intenzitet zastoja ili izlaska iz zastoja) konstante vrijednosti. Kod primjene analitičkih metoda poput Markovljevih lanaca to je temeljni uvjet. Prednost ove razdiobe je što isključivo ovisi o jednom parametru i to je parametar λ . Funkcija gustoće eksponecijalne razdiobe opisana je sljedećim izrazom [7]:

$$f(x) = \lambda \cdot \exp[-\lambda \cdot x]; \quad x \geq 0 \quad (3.42)$$

Na temelju izraza (3.42) vrlo je lako izraziti kumulativnu funkciju eksponecijalne razdiobe. Kumulativna funkcija eksponecijalne razdiobe opisana je sljedećim izrazom [7]:

$$F(x) = \int_0^x f(x)dx = 1 - \exp[-\lambda \cdot x]; \quad \lambda(x) = \lambda \quad (3.43)$$

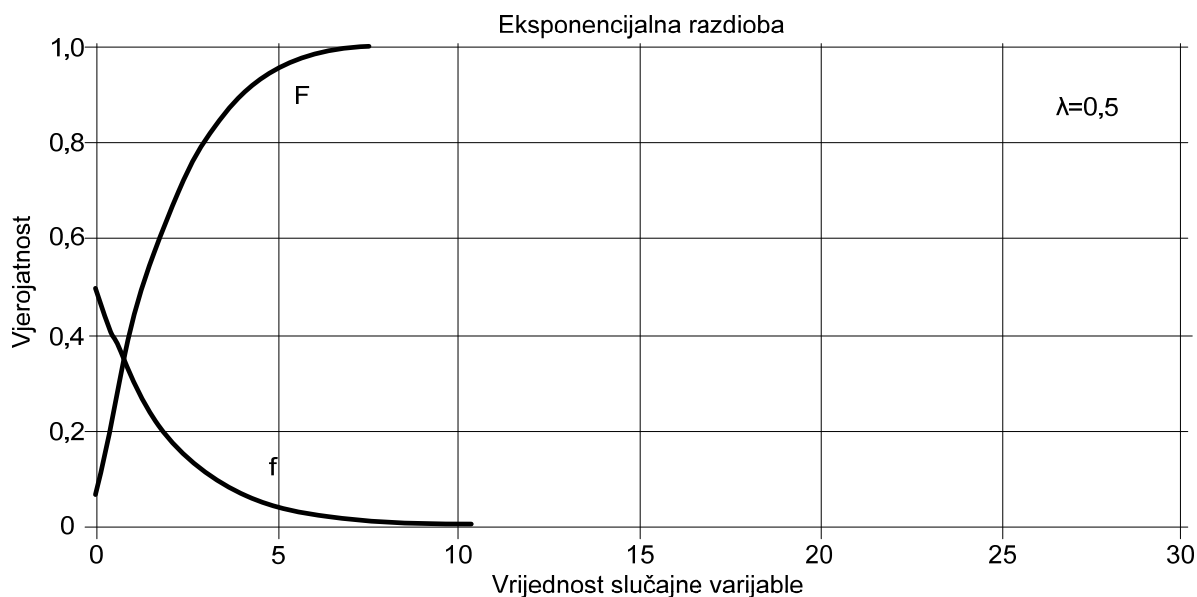
Na slici 3.4 prikazana je funkcija gustoće i kumulativna funkcija gustoće eksponecijalne razdiobe za slučajno odabrani parametar $\lambda=0,5$.

Parametar λ računa iz mjerenih statističkih podataka kao recipročna srednja (očekivana) vrijednost, a vrijedi naravno i obratno [7]:

$$\lambda = \frac{1}{E(x)} = \frac{1}{\bar{x}}; \quad E(x) = \bar{x} = \frac{1}{\lambda} \quad (3.44)$$

A varijanca kao:

$$V(x) = \frac{1}{\lambda^2} \quad (3.45)$$



Slika 3.4. Eksponecijalna razdioba

Vjerojatnost pojave opada s vrijednošću slučajne varijable, očekivana vrijednost slučajne varijable obrnuto je proporcionalna intenzitetu zastoja, koji je konstantan, a što je potpuno prihvatljivo za opis trajanja ispravnog rada komponente. Naime, tijekom radnog vijeka obnovljive komponente osim u početnom periodu uhadavanja i na kraju životnog ciklusa, u najduljem razdoblju rada komponente može se govoriti o približno konstantnom intenzitetu zastoja, a to se razdoblje dodatno produljuje periodičnim obnavljanjem (popravkom ili zamjenom) komponente [7].

Naravno, moguće je u proračunima pouzdanosti pretpostaviti i niz drugih razdioba, poput Gamma, Weibull ili Rayleigh koje se uz odgovarajući odabir parametara mogu primijeniti za opis niza slučajnih varijabli. Budući da će se u ovoj disertaciji unutar razvijenog modela koristiti samo ekspancijalna razdioba u detaljniji opis ostalih razdioba neće se ulaziti. Zbog nedovoljno dostupnih podataka o trajanjima zastoja i trajanju popravaka pretpostavljena je ekspancijalna razdioba za njihovo opisivanje. Razlog zbog kojega je autor pretpostavio ekspancijalnu razdiobu je zbog toga što je ona već korištena u drugim znanstvenim radovima koji se bave pouzdanošću vjetroelektrana. Ekspancijalna razdioba je pretpostavljena u [17], [52] i [72] za opisivanje trajanja zastoja i trajanje popravka te autor stoga smatra da je takva pretpostavka opravdana i korektna.

3.4 Osnovni pokazatelji pouzdanosti na hijerarhijskoj razini I

Osnovni pokazatelji pouzdanosti pri proizvodnji električne energije su:

- Očekivana neisporučena energija (eng. "Loss of Energy Expectation" – LOEE) koja se definira kao [11]:

$$LOEE = \sum_{i \in S} 8760 \cdot C_i \cdot p_i \quad [MWh / god] \quad (3.46)$$

Gdje je:

- C_i – deficit snage za stanje i .
- Vremenska neraspoloživost (U_{time}) koja se definira kao [15]:

$$\begin{aligned} neraspoloživost = U_{time} &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \\ &= \frac{\sum(\text{vremena zastoja})}{\sum(\text{vremena zastoja}) + \sum(\text{vremena ispravnog rada})} \end{aligned} \quad (3.47)$$

- Vremenska raspoloživost (A_{time}) koja se definira kao [15]:

$$\begin{aligned} raspoloživost = A_{time} &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \\ &= \frac{\sum(\text{vremena ispravnog rada})}{\sum(\text{vremena zastoja}) + \sum(\text{vremena ispravnog rada})} \end{aligned} \quad (3.48)$$

Gdje je:

- λ – očekivani intenzitet zastoja
- μ - očekivani intenzitet popravka
- m – srednje vrijeme do kvara $MTTF=1/\lambda$
- r – srednje vrijeme do popravka $MTTR=1/\mu$
- $m+r$ srednje vrijeme između zastoja $MTBF=1/f$
- T – ukupno promatrano vrijeme
- f – učestalost zastoja.

- Energetska neraspoloživost (U_{energy}) koja se definira kao [68]:

$$U_{energy} = \frac{LOEE}{W_{god}} \quad (3.49)$$

Gdje je:

- W_{god} – očekivana teorijska godišnja proizvodna energija

- Energetska raspoloživost (A_{energy}) koja se definira kao [68]:

$$A_{energy} = 1 - \frac{LOEE}{W_{god}} = 1 - U_{energy} \quad (3.50)$$

- očekivani deficit snage (eng. "Loss of Load Expectation" – LOLE) koji se definira kao [11]:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i \cdot T \quad [dana / god \quad ili \quad h / god] \quad (3.51)$$

Gdje je:

- p_i – vjerojatnost stanja i
- S – skup svih stanja s deficitom snage.

4 MODELIRANJE BRZINE VJETRA

Kada su u pitanju proračuni pouzdanosti vjetroelektrana vrlo je bitno poznavati podatke o brzini vjetra jer je izlazna snaga vjetroelektrane ovisna o brzini vjetra, zatim brzina vjetra utječe na očekivanu neisporučenu energiju vjetroelektrane kao i na njezinu energetska raspoloživost i pouzdanost. Brzina vjetra koja se koristi u proračunima pouzdanosti može se modelirati ili se mogu izravno koristiti podaci o mjerenjima brzine vjetra. Načini na koje brzina vjetra može biti modelirana te na koje se načine modelirala u dosadašnjim istraživanjima biti će opisano u nastavku.

Brzina vjetra najčešće se modelira na sljedeće načine:

- vremenskim nizovima – ARMA modelima (autoregresivni pokretnih prosjeka model) brzina vjetra je modelirana u [16] do [26].
- Weibullovom razdiobom brzina vjetra modelirana je u [27] do [31].
- Rayleighovom razdiobom brzina vjetra modelirana je u [32], [33] i [34].
- Normalnom razdiobom brzina vjetra modelirana je u [35], do [38].
- Markovljevim lancem brzina vjetra modelirana je u [39], [40] i [41].
- Monte Carlo Markovljevim lancem (MCMC) brzina vjetra modelirana je u [42].
- Te direktno korištenje meteoroloških mjernih podataka o brzinama vjetra u [43] do [47].

Modeliranje brzine vjetra pomoću vremenskih nizova (ARMA modela) opisali su Billinton i ostali u [17]. Opći oblik ARMA (n,m) modela je:

$$y_t = \Phi_1 y_{t-1} + \Phi_2 y_{t-2} + \dots + \Phi_n y_{t-n} + \alpha_t - \Theta_1 \alpha_{t-1} - \Theta_2 \alpha_{t-2} - \dots - \Theta_m \alpha_{t-m} \quad (4.1)$$

Gdje su $\Phi_i = 1, 2, \dots, n$ autoregresivni parametri, $\Theta_i = 1, 2, \dots, m$ parametri pokretnih presjeka, $\{\alpha_t\}$ bijeli šum s normalnom razdiobom i sa srednjom vrijednosti nula i varijancom σ_a^2 . Detaljnije o vremenskim nizovima biti će opisano u nastavku.

Kada se brzina vjetra modelira Weibullovom funkcijom razdiobe, tada se brzina vjetra promatra kao slučajna varijabla koja ima Weibullovu funkciju gustoće razdiobe koja je jednaka:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.2)$$

Gdje je k parametar oblika, c parametra mjere. Kumulativna funkcija Weibullove razdiobe definirana je sljedećim izrazom:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.3)$$

Kada se brzina vjetra modelira Rayleighovom funkcijom razdiobe, tada se brzina vjetra promatra kao slučajna varijabla koja ima Rayleighovu funkciju gustoće razdiobe koja je jednaka:

$$f(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (4.4)$$

Rayleighova razdioba je specijalni oblik Weibullove razdiobe kada je parametar oblika $k=2$.

Kada se brzina vjetra modelira Normalnom funkcijom razdiobe, tada se brzina vjetra promatra kao slučajna varijabla koja ima normalnu funkciju gustoće razdiobe koja je jednaka:

$$f(v) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\left(\frac{v-\mu}{2\sigma^2}\right)^2\right] \quad (4.5)$$

Gdje je μ srednja vrijednost, a σ standardna devijacija.

4.1 Vremenski nizovi

Za modeliranje brzine vjetra u disertaciji koristit će se vremenski niz, odnosno ARMA model. ARMA model brzine vjetra koristit će se zbog toga što može kronološki simulirati brzinu vjetra. ARMA model za simuliranje brzine vjetra korišten je u mnogim radovima i to će detaljnije biti opisano u poglavlju 5.1. U nastavku četvrtog poglavlja (4.1.1, 4.1.2, i 4.1.3) dat je opis ARMA modela za simulaciju brzine vjetra.

Vremenski nizovi podataka vrlo često se pojavljuju kod mjerenja nekih fizikalnih veličina. Zapis rezultata mjerenja pojedinih fizikalnih veličina ili rezultata proizvodnih

procesa u vremenu predstavlja uzorak vremenskog niza. Analizom tako dobivenih podataka, odnosno uzorka, nastoji se dobiti matematički model koji će predstavljati njegove podatke te matematički model kojim će se moći postići predviđanje budućih vrijednosti istog niza za vremenske podatke poslije zadnjeg mjerenja. Vremenski nizovi koriste se za generiranje budućih vrijednosti temeljenih na prethodnim mjerenim vrijednostima. Ogroman doprinos u razvoju matematičkih modela za analize vremenskih nizova imali su George E. P. Box i Gwilym M. Jenkins. Detaljni opis analize vremenskih nizova može se naći u [48]. Postoji mnogo modela vremenskih nizova, no u nastavku će se opisati autoregresivni model (eng. "**Auto-Regressive**" - **AR**), model pokretnih prosjeka (eng. "**Moving Average**" - **MA**) te njihova kombinacija, odnosno autoregresivni – pokretnih prosjeka model (eng. "**Auto-Regressive and Moving Average**" – **ARMA**).

4.1.1 Autoregresivni model (AR)

AR model predstavlja vremenski niz kod kojega vrijednost varijable y_t ovisi o prethodnih p vrijednosti iste varijable. Vrijednost p definira kojeg je reda AR model. Onda se autoregresivni model p -tog reda može zapisati kao AR(p). Općeniti izraz autoregresivnog modela može se zapisati na sljedeći način:

$$y_t = \Phi_1 y_{t-1} + \Phi_2 y_{t-2} + \dots + \Phi_p y_{t-p} + \alpha_t \quad (4.6)$$

Gdje je:

- $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_p$ – konačni broj težinskih parametara AR modela.
- α_t – bijeli šum.

Detaljniji opis autoregresivnog modela može se naći u [48].

4.1.2 Model pokretnih prosjeka (MA)

Model pokretnih prosjeka MA predstavlja vremenski niz koji ima ovisnost o vrijednosti šuma u prethodnih q trenutaka i može se opisati sljedećim izrazom:

$$y_t = \alpha_t - \Theta_1 \alpha_{t-1} + \Theta_2 \alpha_{t-2} + \dots + \Theta_q \alpha_{t-q} \quad (4.7)$$

Gdje je:

- $\Theta_1, \Theta_2, \dots, \Theta_q$ – konačni broj težinskih parametara MA modela.

- α_t – bijeli šum.

Red modela pokretnih presjeka označava se s q te se može pisati u obliku MA(q). Detaljnije o modelu pokretnih prosjeka i određivanju parametara može se pronaći u [48].

4.1.3 Autoregresivni – pokretnih prosjeka model (ARMA)

Autoregresivni – pokretnih prosjeka model predstavlja vremenski niz koji je kombinacija prethodno opisanih AR i MA modela. ARMA(p,q) model ima miješana svojstva od AR(p) i MA(q) modela gdje p predstavlja red AR modela, a q red MA modela. ARMA(p,q) model može se opisati sljedećim izrazom:

$$y_t = \Phi_1 y_{t-1} + \Phi_2 y_{t-2} + \dots + \Phi_p y_{t-p} + \alpha_t - \Theta_1 \alpha_{t-1} + \Theta_2 \alpha_{t-2} + \dots + \Theta_q \alpha_{t-q} \quad (4.8)$$

ARMA(p,q) model može se pojednostaviti i predstaviti AR(p) modelom ukoliko se dobije da je $q=0$ ili MA(q) modelom ukoliko se dobije da je $p=0$.

4.2 Model brzine vjetra modeliran vremenskim nizom

Kako je već ranije navedeno u disertaciji će se koristiti model brzine vjetra modeliran vremenskim nizom. Model brzine vjetra modeliran vremenskim nizom za proračune pouzdanosti sustava koji sadrže vjetroelektrane detaljno su opisali Billinton, Chen i Ghajar u [18]. Opisan je način procjene parametara vremenskog niza, odnosno ARMA modela te određivanje reda modela p i q . U radu su opisana dva tipa modela brzine vjetra.

Prvi tip modela brzine vjetra opisan u [18], nakon što je uspostavljen ARMA model brzine vjetra y_t prema izrazu (4.8), može se predstaviti sljedećim izrazom:

$$V_t = \mu_t + \sigma_t \cdot y_t \quad (4.9)$$

Gdje je:

- V_t – simulirana brzina vjetra u satu t ,
- μ_t – srednja vrijednost brzine vjetra u satu t ,
- σ_t – standardna devijacija promatrane brzine vjetra u satu t .

- y_t – vremenski niz brzine vjetra opisan izrazom (4.8).

ARMA model kod prvog tipa brzine vjetra prema [18] dobiven je na temelju trogodišnjih stvarnih satnih mjernih podataka o brzini vjetra te 37-godišnjih podataka o srednjim satnim brzinama vjetra i standardnim devijacijama.

Drugi tip modela brzine vjetra prema [18] temelji se na manjem broju mjernih podataka o brzinama vjetra. ARMA model dobiven je na temelju satnih mjerenih podataka o brzinama vjetra za razdoblje od 1 godine. Nakon što se uspostavi ARMA model brzine vjetra y_t prema izrazu (4.8) simulirana brzina vjetra za određeni trenutak (sat) može se dobiti prema sljedećem izrazu:

$$V_t = \mu_s + y_t \quad (4.10)$$

Gdje je:

- V_t – simulirana brzina vjetra u satu t ,
- μ_s – srednja vrijednost brzine svih promatranih mjerenih podataka
- y_t – vremenski niz brzine vjetra opisan izrazom (4.8).

Budući da su prema [49] mjerni podaci o brzinama vjetra za pojedine lokacije dostupni samo za razdoblje od 1 do 3,5 godine, ovisno o lokaciji, u disertaciji će se za modeliranje brzine vjetra koristiti drugi tip modela brzine vjetra prema [18] koji je opisan izrazom (4.10) jer je prikladniji za slučaj kada su dostupni mjerni podaci za relativno kraće razdoblje.

5 UNAPRIJEĐENI SIMULACIJSKI MODEL PREDVIĐANJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE VJETROELEKTRANE

U ovom poglavlju prikazan je pregeled razvijenih modela pouzdanosti vjetroelektrana te pregeled dosadašnjih relevantnih istraživanja. Opisani su i prikazani osnovni statistički podaci o zastoju vjetroelektrana. Prikazan je i detaljno opisan unaprijeđeni model vjetroelektrane.

5.1 Pregled razvijenih modela i metoda za proračun pouzdanosti vjetroelektrana

Područje istraživanja pouzdanosti vjetroelektrana obrađeno je mnogobrojnim znanstvenim radovima i projektima. U ovom poglavlju prikazan je pregled relevantnih istraživanja i literature. Budući da je broj instaliranih vjetroelektrana postao značajan tek u posljednjih 10-ak godina, tako je i većina podataka o njihovom radu postala dostupna tek u zadnjih nekoliko godina. Kroz ta istraživanja nastali su razni modeli pouzdanosti vjetroelektrana. U nastavku ovog rada bit će prikazan pregled dosad razvijenih modela pouzdanosti vjetroelektrana i metoda ocjene utjecaja vjetroelektrana na pouzdanost elektroenergetskog sustava.

Općenito, razlikuju se dvije osnovne metode za proračun pouzdanosti, a to su:

- Analitička
- Simulacijska ili Monte Carlo metoda

Osnovna razlika među metodama nalazi se u načinu na koji se pri analizi odabiru slučajni događaji koji će se promatrati. I dok se kod analitičkih metoda prilikom odabira stanja sustava koristi neki oblik pobrojavanja stanja (engl. state enumeration) uz unaprijed zadan kriterij zaustavljanja proračuna ovisno o željenoj razini koincidencije događaja, u slučaju Monte Carlo metode simuliraju se pojedinačni događaji (zastoji pojedinih komponenata sustava) koji imaju svoja specifična trajanja, na način da se pri svakoj simulaciji za proračun trajanja pojedinih događaja, koriste slučajni brojevi u ovisnosti o pretpostavljenim razdiobama čitavog niza slučajnih varijabli koji mogu utjecati na to trajanje. Isto tako modeli pouzdanosti vjetroelektrana mogu se podijeliti na analitičke i simulacijske.

Modeliranje pouzdanosti vjetroelektrana te procjenu pokazatelja pouzdanosti proizvodnog sustava primjenom Monte Carlo simulacije opisali su Billinton i Gan u

[16]. Brzinu vjetra Billinton i Gan modelirali su vremenskim nizom. Model brzine vjetra predstavljen vremenskim nizom koristi se za simuliranje satnih brzina vjetra i njima odgovarajuće snage vjetra uzimajući u obzir autokorelaciju među brzinama vjetra. Za razdiobu brzine vjetra pretpostavljena je normalna razdioba. Brzina vjetra u satu t može se predvidjeti koristeći model vremenskog niza. Model vremenskog niza za simuliranje brzine vjetra u satu t može se opisati sljedećim izrazom:

$$y(t) = \sum_{i=1}^M \alpha_{t-i} y_{t-i} + r_t \quad (5.1)$$

$$v_t = w_t + \sigma_t y_t$$

Gdje je:

- v_t – brzina vjetra u satu t – slučajna varijabla
- w_t – srednja vrijednost brzine vjetra v_t tijekom sata t
- σ_t – standardna devijacija brzine vjetra v_t
- α_t – konstanta koja označava stupanj korelacije između v_t i v_{t-i}
- r_t – normalno distribuirana varijabla koja predstavlja varijabilnost brzine vjetra tijekom sata t
- y_t – standardizirana brzina vjetra u satu t .

Raspoloživa snaga vjetroelektrane u ovisnosti o brzini vjetra opisana je izrazom (5.2).

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_t \leq v_{ci} \\ (A + Bv_t + Cv_t^2)P_r & v_{ci} \leq v_t \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v_t \leq v_{co} \\ 0 & v_t \geq v_{co} \end{cases} \quad (5.2)$$

Konstante A, B i C ovisne su o brzini uključenja v_{ci} i nazivnoj brzini v_r . Mogu se odrediti pomoću sljedećih jednadžbi.

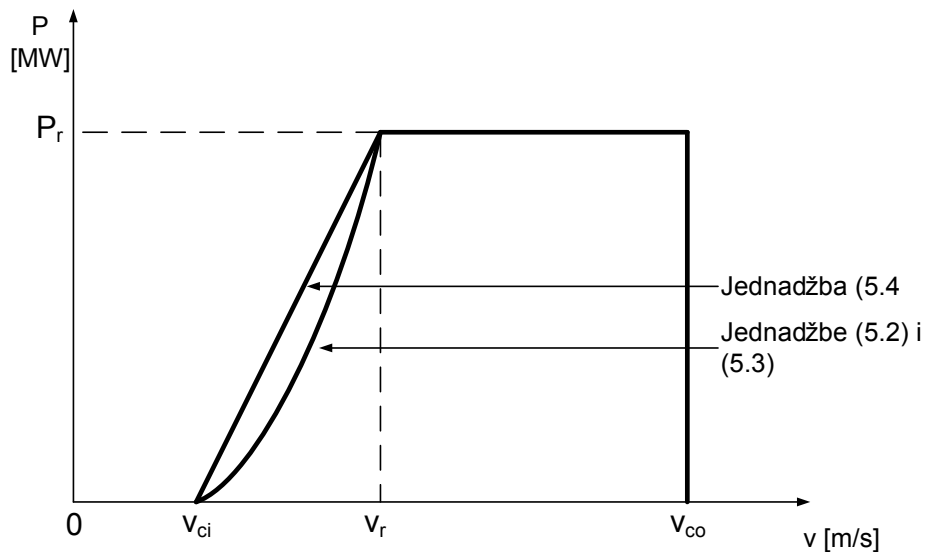
$$A = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[v_{ci} (v_{ci} + v_r) - 4(v_{ci} \cdot v_r) \left[\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right]^3 \right] \quad (5.3)$$

$$B = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[4(v_{ci} + v_r) \left[\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right]^3 - (3v_{ci} + v_r) \right]$$

$$C = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[2 - 4 \left[\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right]^3 \right]$$

Budući da izraz (5.2) nije linearan, Billinton i Gan u [16] linearizirali su isti izraz te su snagu vjetroelektrane u ovisnosti o brzini vjetra opisali sljedećim izrazom:

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_t \leq v_{ci} \\ \left(\frac{v_t - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right) P_r & v_{ci} \leq v_t \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v_t \leq v_{co} \\ 0 & v_t \geq v_{co} \end{cases} \quad (5.4)$$



Slika 5.1. Tipična krivulja snage

Model pouzdanosti vjetroelektrana modeliran je tako da može biti u ispravnom stanju i u stanju zastoja. Billinton i Gan [16] zastoj vjetroelektrane modelirali su na taj način da se za vjetroelektranu pretpostavi prisilni intenzitet zastoja q . Slučajni zastoji vjetroelektrane u [16] simulirani su na sljedeći način: u satu t uzorkuje se slučajni uniformno raspodijeljeni broj U koji ima vrijednost između 0 i 1 i uspoređuje se s intenzitetom prisilnog zastoja te se određuje je li nastupio zastoj. Pomoću takvog modela pouzdanosti vjetroelektrane, nadalje u [16] modeliran je vjetropark s m identičnih vjetroagregata.

Billinton, Hua i Ghajar [17] primijenili su sekvencijalnu Monte Carlo simulaciju za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrana na razini proizvodnog sustava. Brzina vjetra, o kojoj izravno ovisi snaga vjetroelektrane, modelirana je autoregresivnim pokretnih prosjeka (ARMA) modelom koji je ranije opisan u poglavlju 4 izrazima (4.8) i (4.9). Nakon generiranih satnih brzina vjetra pomoću ARMA modela, Billinton, Hua i Ghajar u [17] izlaznu snagu vjetroelektrane u satu t odredili su prema prethodno opisanim izrazima (5.2) i (5.3). U [17] sekvence ispravnog rada i zastoja vjetroelektrane simuliraju se generiranjem slučajnih brojeva. Trajanje pojedinih stanja može biti opisano nekom od sljedećih razdioba: eksponencijalna, Rayleighova, Weibullova, log-normalna, normalna i uniformna. U [17] trajanje svih stanja opisano je eksponencijalnom razdiobom te je za vjetroelektranu pretpostavljen intenzitet prisilnog zastoja od 0,04. Za razliku od [16] Billinton, Hua i Ghajar u [17] unaprijedili su proračun pouzdanosti vjetroelektrana. U [17], za razliku od [16], korištena je sekvencijalna Monte Carlo simulacija, detaljniji model brzine vjetra te je korištena detaljnija krivulja snage vjetroelektrane opisana izrazima (5.2) i (5.3) dok je u [16] krivulja snage vjetroelektrane opisana pojednostavljenim i lineariziranim izrazom (5.4). Sličan model vjetroelektrane za proračune pouzdanosti primijenili su Billinton i Bagen u [20].

Karki i Hu u [22] predstavili su analitički model pouzdanosti vjetroelektrane. Brzina vjetra simulirana je već prethodno opisanim ARMA modelom. Model vjetroelektrane predstavljen je kao analitički model s više stanja radi preciznijeg proračuna pouzdanosti. U [22] Karki i Hu zaključili su da se analitički modeli pouzdanosti vjetroelektrana trebaju modelirati s minimalno 7 stanja. Bitno je napomenuti da model pouzdanosti vjetroelektrane u [22] uzima u obzir samo stanja smanjenog kapaciteta koja su ovisna o snazi vjetra, ali se ne uzimaju u obzir prisilni zastoji vjetroelektrane.

Slično kao u [22], Karki, Hu i Billinton u [23] opisali su model pouzdanosti vjetroelektrane za proračune pouzdanosti. Prvo se koristeći ARMA model brzina vjetra simulira opetovano za nekoliko godina kako bi se dobili godišnji podaci o brzini vjetra za određenu lokaciju. Čitav niz simuliranih podataka o brzini vjetra podijeljen je na N_a intervala gdje je SW_{ai} srednja brzina svakog pojedinog intervala i . Vjerojatnost brzine vjetra SW_{ai} određena je sljedećim izrazom:

$$P_{ai} = N_{ai} / (8760 \cdot N_y) \quad (5.5)$$

Gdje je N_y ukupni broj uzoraka brzine vjetra tijekom simuliranih godina. Razdioba modela brzine vjetra unutar 10σ podijeljena je na N_b diskretnih koraka sa srednjom vrijednosti brzine vjetra SW_{bi} za svaki diskretni korak. Jedan od tih koraka ima srednju vrijednost μ . Vjerojatnost pojavljivanja svakog stanja (koraka) P_{bi} brojeći broj simuliranih brzina vjetra N_{bi} u intervalu i može se odrediti izrazom (5.7) [23]:

$$\begin{aligned} SW_{bi} &= \mu + (10\sigma / N_b) \cdot (i - 0,5 \cdot N_b) && \text{za parne } N_b \\ &= \mu + (10\sigma / N_b) \cdot (i - 0,5 \cdot (N_b + 1)) && \text{za neparne } N_b \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$P_{bi} = N_{bi} / (8760 \cdot N_y) \quad (5.7)$$

Prednost je ovog modela brzine vjetra što su potrebni samo podaci o srednjoj brzini vjetra μ i podaci o vrijednosti standardne devijacije σ za određenu lokaciju.

Ovisnost izlazne snage vjetroelektrane o brzini vjetra definirana je već ranije opisanim izrazima (5.2) i (5.3). Zbog toga je bitan i model brzine vjetra. Izlazna snaga vjetroelektrane za brzine manje od brzine uključenja v_{ci} i brzine veće od brzine isključenja v_{co} jednaka je nuli. Prema tome, stanja modela brzine vjetra koja tome odgovaraju mogu se spojiti u jedno stanje i prema tome se može dobiti vjerojatnost izlazne snage jednake nuli P_{p0} . Također, na sličan način može se dobiti vjerojatnost stanja u kojemu je izlazna snaga vjetroelektrane jednaka nazivnoj snazi P_{pr} , odnosno stanja modela brzine vjetra koja imaju brzinu vjetra veću od nazivne brzine vjetra v_r i manju od brzine isključenja v_{co} spoje se u jedno stanje. Vjerojatnosti stanja P_{p0} i P_{pr} mogu se odrediti sljedećim izrazima [23]:

$$P_{p0} = \sum P_{bi} \quad \text{za} \quad 0 \leq SW_{bi} < v_{ci} \quad \text{ili} \quad v_{co} < SW_{bi} \quad (5.7)$$

$$P_{pr} = \sum P_{bi} \quad \text{za} \quad v_r \leq SW_{bi} \leq v_{co} \quad (5.8)$$

U [23] je konačno model pouzdanosti vjetroelektrane modeliran sa 6 stanja na način da se odrede vjerojatnosti grupiranih stanja pojedinih razreda modela brzine vjetra, a onda se na temelju njih prema izrazima (5.2) i (5.3) određuje odgovarajuća izlazna snaga vjetroelektrane i pripadajuće vjerojatnosti. Pojedina grupirana stanja modela brzine vjetra mogu se odrediti prema sljedećem izrazu:

$$SW_{bi} = \mu + (i-3) \cdot (5\sigma / 3) \quad za \quad i = 1, 2, \dots, 6 \quad (5.9)$$

Billinton i Gao [25] prikazali su još jedan model pouzdanosti vjetroelektrana koji uzima u obzir sljedeća tri faktora: promjenjivost i nejednolikost brzine vjetra, ovisnost izlazne snage vjetroelektrane o brzini vjetra prema krivulji snage i utjecaj neraspoloživosti vjetroelektrane koja je izražena intenzitetom prisilnog zastoja (FOR). Brzina vjetra modelirana je ARMA modelom koji je ranije opisan. Izlazna snaga vjetroelektrane ovisna je o brzini vjetra i definirana je već ranije opisanim izrazima (5.2) i (5.3). Za proračune pouzdanosti za svaku vjetroelektranu koja je pretpostavljena analitičkim modelom s više stanja, pravi se tablica vjerojatnosti izlazne snage.

Za razliku od dosad prikazanih modela pouzdanosti vjetroelektrana koji su najčešće uzimali u obzir samo brzinu vjetra i prema njoj odgovarajuću izlaznu snagu vjetroelektrane ili eventualno uzimali u obzir i prisilni intenzitet zastoja vjetroelektrane, detaljniji model pouzdanosti vjetroelektrane prikazali su Arabian-Hoseynabadi, Oraee i Tavner u [31]. Njihov model pouzdanosti vjetroelektrane analitički je model koji za razliku od prethodno navedenih uzima u obzir pojedine komponente vjetroelektrane te također uzima u obzir i konfiguracijski koncept. Komponente koje se u modelu vjetroelektrane prikazanom u [31] uzimaju u obzir električne su komponente: generator i pretvarač. Arabian-Hoseynabadi, Oraee i Tavner u [31] razmatraju tri konfiguracijska koncepta vjetroelektrane. U obzir su uzete vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta A, tj. vjetroelektrane s konstantom brzinom i asinkronim generatorom (IG), vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta B, tj. vjetroelektrane s promjenjivom brzinom, asinkronim generatorom (IG) i punim pretvaračem frekvencije te vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C, tj. vjetroelektrane s promjenjivom brzinom vrtnje i asinkronim generatorom s dvostrukim napajanjem (DFIG). Konfiguracijski koncepti A, B, C i D opisani su ranije u 2. poglavlju, odnosno u potpoglavljima 2.3 i 2.4. Također je potrebno napomenuti da u [31] nije uzet u obzir konfiguracijski koncept D. Intenzitet zastoja λ i intenzitet popravka μ definirani su kao glavni parametri modela pouzdanosti. Definirani su sljedećim izrazima [31]:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (5.10)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (5.11)$$

Gdje su:

- MTTF – srednje vrijeme do zastoja
- MTTR – srednje vrijeme do popravka.

Za navedene električne komponente prikazani su pojedinačni modeli pouzdanosti. Prema tome, u nastavku će se ukratko opisati modeli pojedinačnih komponenti.

Model pouzdanosti asinkronog generatora vjetroelektane [31]

Glavni dijelovi asinkronog generatora su namoti rotora i statora, magnetska jezgra, osovina i ležajevi kao i ostale komponente poput priključne kutije koje imaju manji značaj za pouzdanost generatora. Budući da zastoj bilo rotorskog ili statorskog namota znači i zastoj generatora, oni se mogu smatrati serijskim komponentama u smislu teorije pouzdanosti. Intenzitet zastoja električnih dijelova generatora (namoti statora i rotora) prema tome iznosi:

$$\lambda_{elec} = \lambda_s + \lambda_r \quad (5.12)$$

Gdje je:

- λ_{elec} – intenzitet zastoja električnih dijelova generatora
- λ_s – intenzitet zastoja namota statora
- λ_r – intenzitet zastoja namota rotora.

Intenzitet popravka električnih dijelova generatora (namoti statora i rotora) prema tome iznosi [31]:

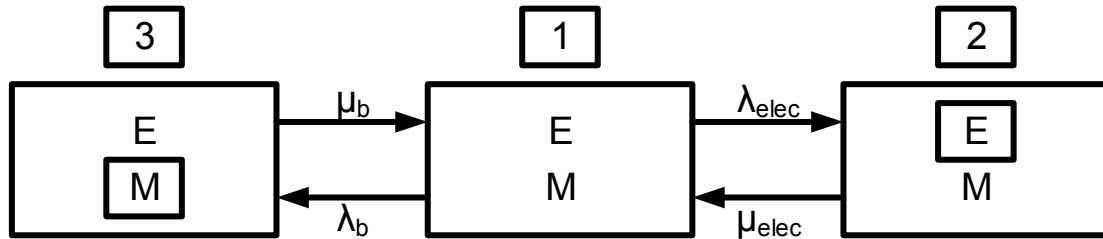
$$\mu_{elec} = \frac{\mu_s \mu_r (\lambda_s + \lambda_r)}{\mu_s \lambda_s + \mu_r \lambda_r} \quad (5.13)$$

Gdje je:

- μ_{elec} – intenzitet popravka električnih dijelova generatora
- μ_s – intenzitet popravka namota statora

- μ_r – intenzitet popravka namota rotora.

Konačno, asinkroni je generator predstavljen s tri stanja. Stanje 1 predstavlja stanje u kojem su sve komponente ispravne, stanje 2 predstavlja stanje kada su u zastoju električni dijelovi generatora, a stanje 3 kada su u zastoju mehanički dijelovi generatora. Stanja 2 i 3 označavaju zastoj asinkronog generatora. Na slici 5.2 prikazan je analitički model pouzdanosti asinkronog generatora.



Slika 5.2. Analitički model pouzdanosti asinkronog generatora [31].

Vjerojatnost pojedinih stanja može se opisati sljedećim izrazima:

$$\begin{aligned}
 p(1)(\lambda_{elec} + \lambda_b) &= p(2)\mu_{elec} + p(3)\mu_b \\
 p(2)\mu_{elec} &= p(1)\lambda_{elec} \\
 p(3)\mu_b &= p(1)\lambda_b \\
 p(1) + p(2) + p(3) &= 1
 \end{aligned}
 \tag{5.14}$$

Gdje je:

- μ_b – intenzitet popravka mehaničkih dijelova (osovina i ležajevi)
- λ_b – intenzitet zastoja mehaničkih dijelova (osovina i ležajevi)

Vjerojatnost stanja 1 (ispravnog rada) jednaka je:

$$P_{up}(1) = p(1) = \frac{\mu_{elec}\mu_b}{\mu_b\lambda_{elec} + \mu_{elec}\lambda_b + \mu_b\mu_{elec}}
 \tag{5.15}$$

Vjerojatnost zastoja jednaka je:

$$P_{dn}(1) = p(2) + p(3) = \frac{\mu_{elec}\lambda_b + \mu_b\lambda_{elec} + \lambda_b\lambda_{elec}}{\mu_b\lambda_{elec} + \mu_{elec}\lambda_b + \mu_b\mu_{elec}}
 \tag{5.16}$$

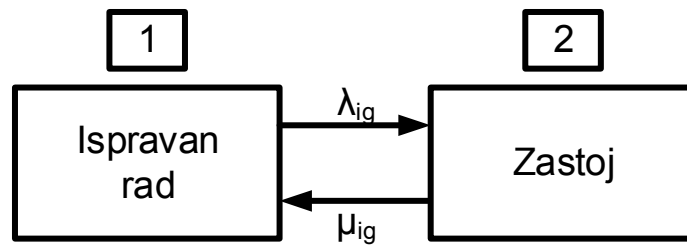
Intenzitet zastoja asinkronog generatora iznosi:

$$\lambda_{ig} = \lambda_{elec} + \lambda_b \quad (5.17)$$

Gdje je:

- λ_{ig} – intenzitet zastoja asinkronog generatora vjetroelektrane.

Reducirani model pouzdanosti asinkronog generatora prikazan je na slici 5.3.



Slika 5.3. Reducirani model pouzdanosti asinkronog generatora [31].

Intenzitet popravka asinkronog generatora iznosi:

$$\mu_{ig} = \frac{\mu_{elec}\mu_b(\lambda_{elec} + \lambda_b)}{\mu_{elec}\lambda_b + \mu_b\lambda_{elec}} \quad (5.18)$$

Gdje je:

- μ_{ig} – intenzitet popravka asinkronog generatora vjetroelektrane.

Model pouzdanosti pretvarača vjetroelektane [31]

Intenzitet zastoja pretvarača ovisi o intenzitetu DC linka pretvarača i upravljačke jedinice pretvarača. Budući da zastoj bilo koje od ovih komponenti znači i zastoj samog pretvarača, onda se prema teoriji pouzdanosti ove dvije komponente mogu smatrati serijskima. Tada za intenzitet zastoja pretvarača DCU vrijedi:

$$\lambda_{dcu} = \lambda_{dc} + \lambda_{cu} \quad (5.19)$$

Gdje je:

- λ_{dc} – intenzitet zastoja DC linka pretvarača
- λ_{cu} – intenzitet zastoja upravljačke jedinice pretvarača.

Za intenzitet popravka pretvarača tada vrijedi:

$$\mu_{dcu} = \frac{\mu_{dc}\mu_{cu}(\lambda_{dc} + \lambda_{cu})}{\mu_{dc}\lambda_{cu} + \mu_{cu}\lambda_{dc}} \quad (5.20)$$

Gdje je:

- μ_{dc} – intenzitet popravka DC linka pretvarača vjetroelektrane
- μ_{cu} – intenzitet popravka upravljačke jedinice pretvarača vjetroelektrane.

Zastoji izmjenjivača sa strane generatora i izmjenjivača sa strane mreže imaju slične utjecaje na rad pretvarača. Njihovi zastoji promatraju se kao odvojeni. Grupiranjem tih zastoja dobiju se zastoji energetske elektronike koji imaju intenzitet zastoja:

$$\lambda_{pe} = \lambda_{m.inv} + \lambda_{g.inv} \quad (5.21)$$

Gdje je:

- $\lambda_{m.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane generatora
- $\lambda_{g.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane mreže.

Intenzitet popravka energetske elektronike jednak je:

$$\mu_{pe} = \frac{\mu_{m.inv}\mu_{g.inv}(\lambda_{m.inv} + \lambda_{g.inv})}{\mu_{m.inv}\lambda_{g.inv} + \mu_{g.inv}\lambda_{m.inv}} \quad (5.22)$$

Gdje je:

- $\mu_{m.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane generatora
- $\mu_{g.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane mreže.

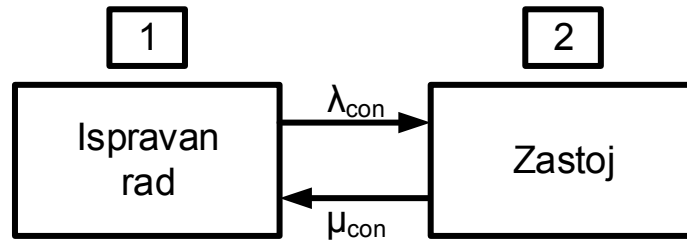
Konačno, kombinirajući DCU i PE intenzitet zastoja, dobije se izraz za intenzitet zastoja pretvarača:

$$\lambda_{con} = \lambda_{dcu} + \lambda_{pe} \quad (5.23)$$

A intenzitet popravka:

$$\mu_{con} = \frac{\mu_{dcu} \mu_{pe} (\lambda_{dcu} + \lambda_{pe})}{\mu_{dcu} \lambda_{pe} + \mu_{pe} \lambda_{dcu}} \quad (5.24)$$

Na slici 5.4 prikazan je analitički model pouzdanosti pretvarača vjetroelektrane.



Slika 5.4. Analitički model pouzdanosti pretvarača vjetroelektrane [31]

Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A [31]

Pouzdanost ovog tipa vjetroelektrane, ukoliko se pretpostavi da su sve ostale komponente osim generatora savršeno pouzdane, jednaka je pouzdanost asinkronog generatora prikazanog na slici 5.3. Tada se za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A može napisati:

$$\lambda_A = \lambda_{ig} \quad (5.25)$$

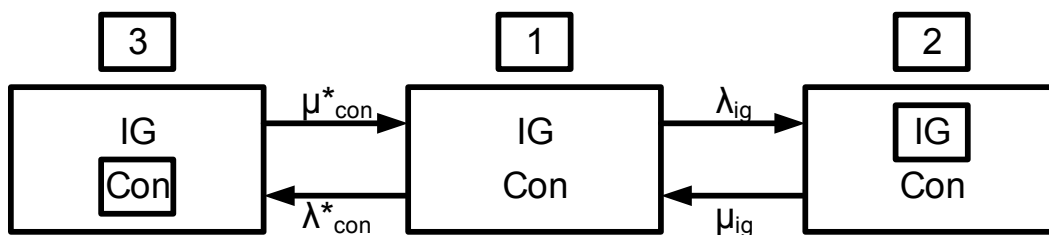
$$\mu_A = \mu_{ig} \quad (5.26)$$

Gdje je:

- λ_A – intenzitet zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A.
- μ_A – intenzitet popravka vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A.

Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B [31]

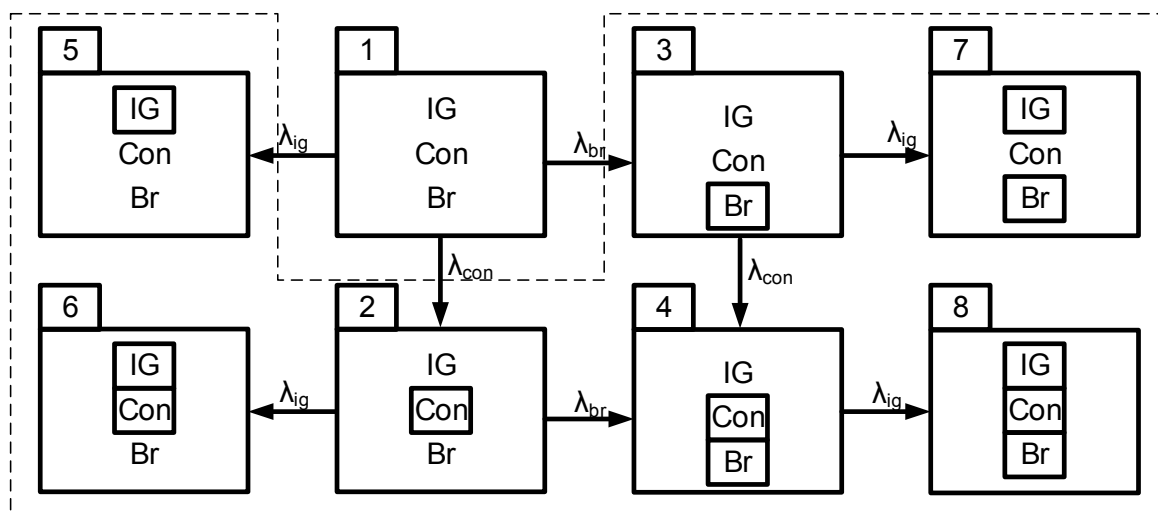
Kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B očekuju se zastoji generatora i zastoji pretvarača dok se za ostale komponente smatra da su savršeno pouzdane. Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B prikazan je na slici 5.5.



Slika 5.5. Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B [31].

Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C [31]

Kod vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C osim zastoja generatora, pretvarača mogu se očekivati još i zastoji četkica i kliznih kolutova. Za četkice i klizne kolutove pretpostavljeno je da imaju intenzitet zastoja λ_{br} i intenzitet popravka μ_{br} . Za ostale komponente vjetroelektrane smatra se da su savršeno pouzdane. Na slici 5.6 prikazan je model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C.



Slika 5.6. Model pouzdanosti vjetroelektane konfiguracijskog tipa C [31]

Još jedan rad koji je značajan za ovu disertaciju opisan je u [57]. Barberis Negra, Holmstrøm i ostali [57] 2007. prikazali su model pouzdanosti vjetroparka na pučini te su primijenili Monte Carlo simulaciju. U modelu je uzeto u obzir 9 relevantnih utjecajnih faktora koji utječu na pouzdanost vjetroparka na pučini. Utjecajni faktori su sljedeći:

1. slučajnost i promjenjivost brzine vjetra
2. vrsta vjetroturbina
3. priključna mreža

4. konfiguracija priključka na mrežu
5. okoliš na pučini
6. različite brzine vjetra unutar vjetroparka
7. različita visina gondole u odnosu na visinu mjerenja brzine vjetra
8. "wake" efekt i gubici snage
9. korelacija izlazne snage za različite vjetroparkove.

Navedena lista utjecajnih faktora uzima u obzir raspoloživost glavnih komponenti kao što su, npr. vjetroelektrane i kabeli unutar vjetroparka te ostalih komponenti koje utječu na modeliranje. Model za ulazne podatke o brzini vjetra može koristiti izravno mjerne podatke bez potrebe za ikakvim modifikacijama ili može koristiti neke simulacijske podatke kao što su autoregresivni model (AR), model pokretnih prosjeka (MA) ili Markovljev lanac. Prethodno navedeni utjecajni faktori detaljno su opisani u samom radu [57] kao i njihov utjecaj u modelu. Glavni koraci Monte Carlo simulacije koja ima vrijeme uzorkovanja tijekom jedne godine u satnim koracima su (koraci označeni * mogu biti uključeni ili isključeni iz simulacije):

1. Definiranje rasporeda vjetroparka i podataka o komponentama
2. *Primjena izraza za skaliranje brzine vjetra mjerene na nekoj visini u odnosu na visinu gondole
3. Definiranje karakteristika brzine vjetra na temelju raspoloživih mjernih podataka
4. *Primjena združenog modela.
5. Tada, za svaku uzorkovanu godinu:
 - a) *izračun simulacijskog vremenskog niza brzine vjetra
 - b) definiranje satne raspoloživosti svake komponente.
 - c) Tada, satno:
 - i. definiranje stvarno raspoložive snage vjetroparka

- ii. definiranje izlazne snage vjetroparka
 - iii. proračun pokazatelja vjetroparka.
- d) Ocjena točnosti rezultata.
6. Proračun konačnih pokazatelja usrednjavanjem uzorkovanih rezultata.
7. *Primjena koeficijenta učinkovitosti.

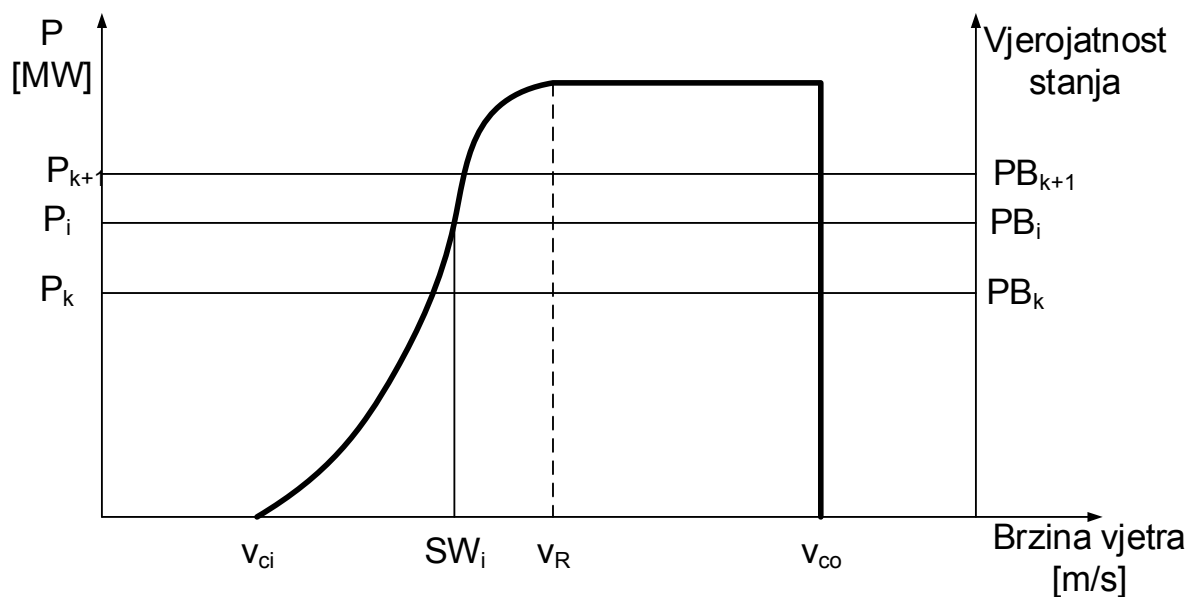
Arabian-Hoseynabadi, Oraee i Tavner 2010. u [59] primijenili su metodu Analize vrsta i učinaka zastoja (FMEA) na sustave s vjetroelektranama koristeći prikladni softverski alat za analizu pouzdanosti. Napravljena je usporedba između kvantitativnih podataka dobivenih FMEA metodom i realnih podataka o pouzdanosti vjetroelektrane i njezinih komponenata. Prezentirani su rezultati te su utvrđene povezanosti među istima koje su korisne za buduće dizajniranje vjetroelektrana. U radu je proučavana vjetroelektrana snage 2 MW koja ima DFIG generator te je poslije uspoređena s hipotetskom vjetroelektranom koja bi imala BFIG generator iste snage.

Wu, Park, Choi i ostali u [36] su predstavili još jedan pojednostavljeni model pouzdanosti u kojemu se model vjetroelektrane predstavlja s više stanja. Za brzinu vjetra pretpostavljena je normalna razdioba. Budući da broj stanja vjetroelektrane može biti jako velik, što je nepraktično, nastoji se smanjiti taj broj. Prema tome je prikazan pojednostavljeni model s više stanja koji koristi linearnu metodu zaokruživanja. Linearna metoda zaokruživanja koja se koristi za dobivanje pojednostavljenog modela opisana je izrazima (5.27) i (5.28) te je prikazana na slici 5.7, a u [36] prikazana je primjena pojednostavljenog modela i dobiveni rezultati.

$$PB_k = \left(\frac{P_{k+1} - P_i}{\Delta P} \right) \cdot PB_i \quad (5.27)$$

$$PB_{k+1} = \left(\frac{P_i - P_k}{\Delta P} \right) \cdot PB_i \quad (5.28)$$

Gdje su $\Delta P = P_{k+1} - P_k$ [MW], k – broj stanja pojednostavljenog modela s više stanja, P_k i PB_k snaga i vjerojatnost modificiranog (pojednostavljenog) stanja k .



Slika 5.7. Ilustracija predložene metode zaokruživanja

Također, još je mnogo radova koji se bave problematikom pouzdanosti vjetroturbinica simulacijskim ili analitičkim metodama. Radovi koji se temelje na analitičkim metodama detaljnije su opisani u [26], [27], [28], [30], [32], [33], [35], [39] [40], [41], [43], [44], [45], [46], [47], [50], [51], [53] i [63]. Radovi koji se temelje na simulacijskim metodama opisani su u [19], [37], [45], [52], [53] i [60]. Ovi se radovi u ovoj disertaciji neće detaljnije opisivati.

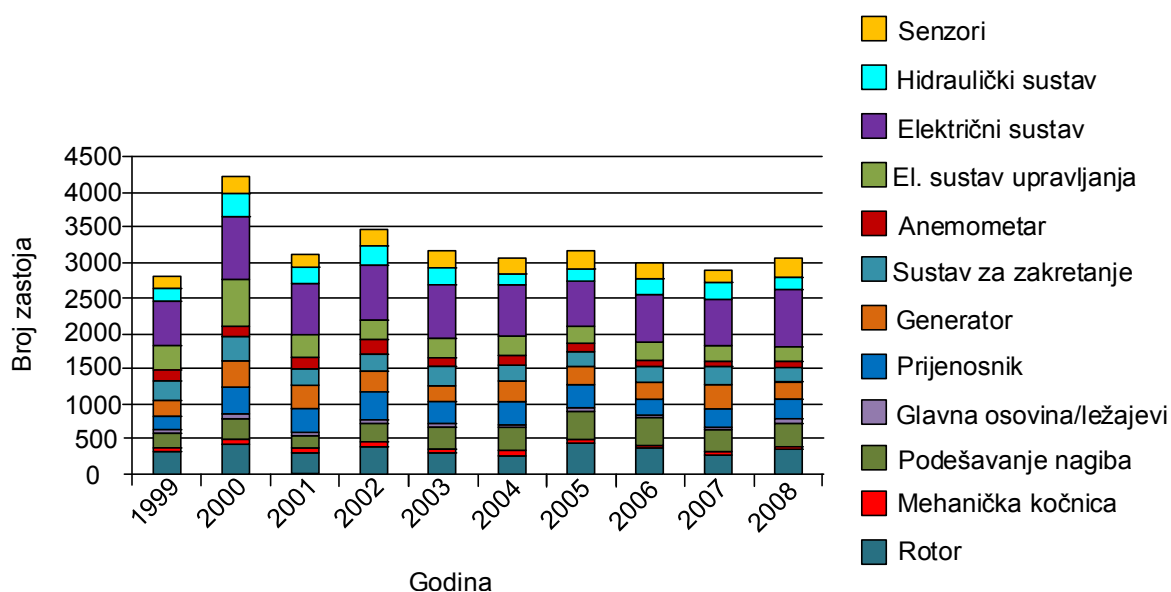
5.2 Statistike pogonskih događaja vjetroturbinica

Kada se radi o proračunima ili procjeni pouzdanosti (pokazatelja pouzdanosti) bilo kojeg sustava jako je bitno poznavati što više kvalitetnih i pouzdanih podataka o zastojevima (kvarovima) pojedinih komponenti sustava ili sustava u cjelini. Takvi se podaci dobivaju na temelju statistike pogonskih događaja pojedinih komponenti sustava ili sustava u cjelini. Također, i za procjenu pokazatelja pouzdanosti vjetroturbinica jako je bitno poznavati podatke o zastojevima vjetroturbinica. Budući da su vjetroturbinice relativno novi elementi elektroenergetskog sustava, tek su od 2005. postali dostupni detaljniji podaci o radu vjetroturbinica, odnosno o njihovim zastojevima. Tako je provedeno nekoliko istraživanja tijekom duljeg vremenskog razdoblja o zastojevima i radu vjetroturbinica te je dostupno nekoliko različitih baza podataka. Najopširnije podatke o radu vjetroturbinica dala su istraživanja Windstata za Njemačku (WS D) i Dansku (WS DK) koja su provedena tijekom razdoblja od 11 godina te su obuhvatila više od 6000 modernih vjetroturbinica [65]. Osim Windstata,

također su provedena istraživanja o radu vjetroelektrana u pokrajini Schleswig Holsteinu u Njemačkoj koja su provedena od strane Poljoprivredne komore (Land Wirtschafts Kammer – LWK) [65]. Osim navedenih prethodnih baza podataka dostupni su i podaci o radu i zastoja vjetroelektrana dobiveni iz Znanstvenog, mjernog i evaulacijskog programa (*WMEP – Wissenschaftliches Mess und Evaluierungsprogramm*) koji je proveden od strane Fraunhofer IWES instituta (*Fraunhofer – Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik*) te financiran u sklopu njemačkih javno financiranih programa u okviru programa "250 MW Wind" [64], [68]. WMEP baza sadrži podatke temeljene na 17 godišnjem istraživanju na više od 1500 vjetroelektrana u Njemačkoj. Također postoje još i podaci o radu vjetroelektrana za Švedsku, Finsku i Njemačku koji su obrađeni i predstavljeni od strane J. Ribranta u [58], [66].

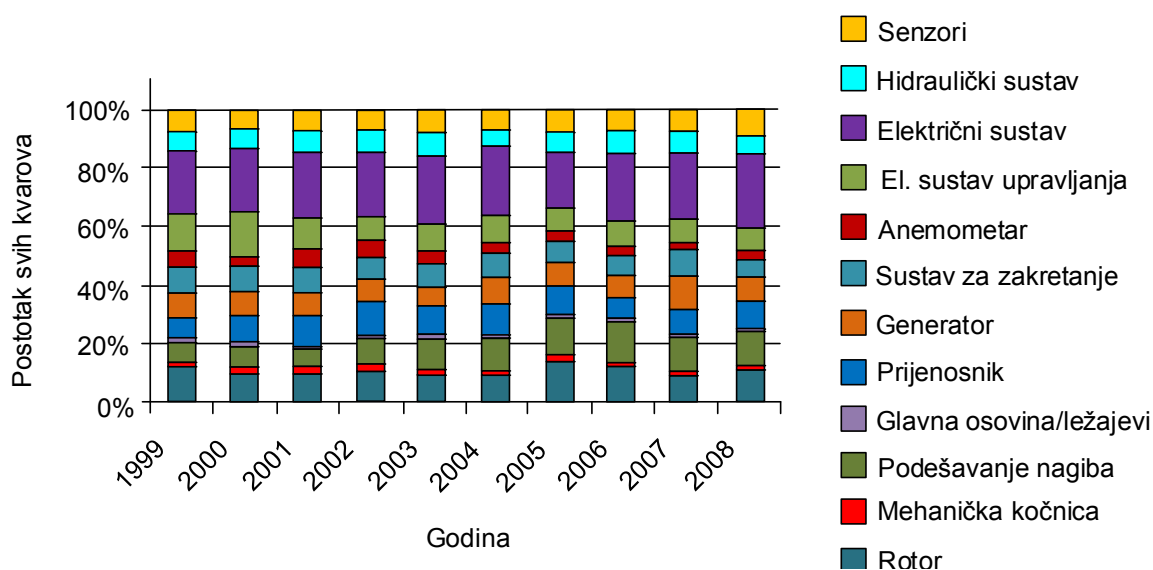
5.2.1 Podaci o zastoja vjetroelektrana u Njemačkoj temeljenih na Windstatu

Istraživanje koje je provedeno u okviru Windstata za vjetroelektrane u Njemačkoj sadrži neke vjetroelektrane koji su također i u bazi WMEP-a. Na slici 5.8 prikazani su podaci Windstata o ukupnom broju zastoja za razdoblje od 1999. do 2008. godine uzrokovanih pojedinom komponentom. Oko 20000 vjetroelektrana u Njemačkoj i dalje predaje izvještaje Windstatu (neke, ali ne sve, predaju izvještaje i WMEP-u) [67].



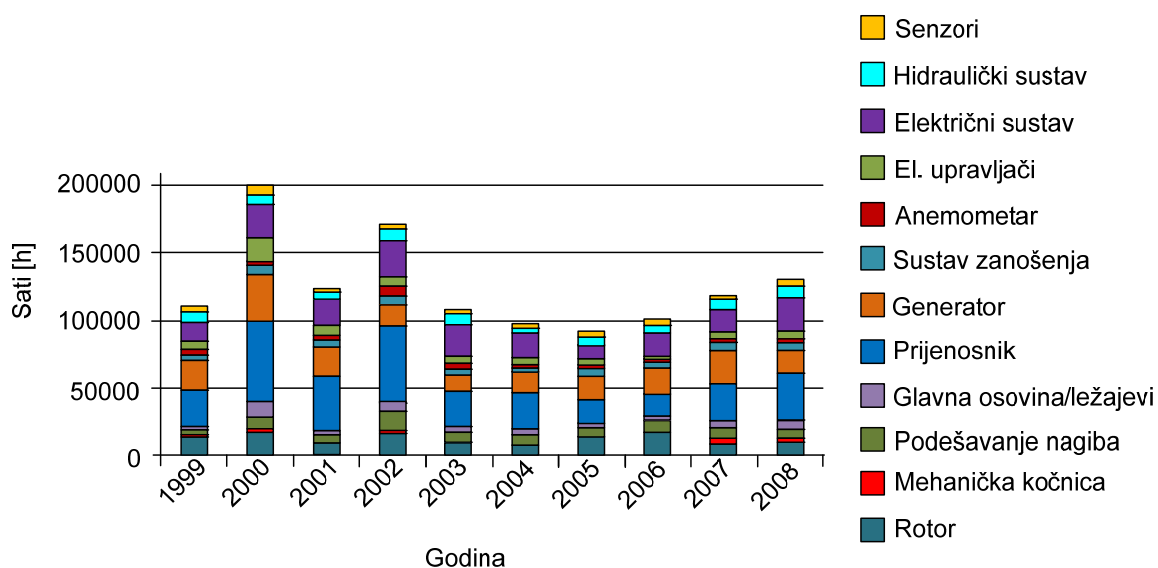
Slika 5.8. Broj zastoja vjetroelektrana uzrokovan pojedinom komponentom za razdoblje od 1999. do 2008. [67]

Kako bi se usporedili samo zastoji koji imaju detaljne izvještaje, iz grafova su isključeni podaci za kvarove koji su za uzrok imali "Cijela jedinica", "Ostalo" i "Prijavljeno samo vrijeme izvan pogona". 62% kvarova tijekom 1999. godine i gotovo 93% kvarova tijekom 2008. godine prijavljeno je bez detaljnijih izvješća. Kako je mali broj kvarova prijavljen s detaljnim izvješćima, podatke treba uzimati s rezervom. Temeljito istraživanje s većim brojem detaljnih izvještaja može potvrditi kako razdioba vrijedi za cijelu populaciju turbina [67]. Na slici 5.9 prikazan je postotak ukupnog broja zastoja po pojedinim komponentama za razdoblje od 1999. do 2008.



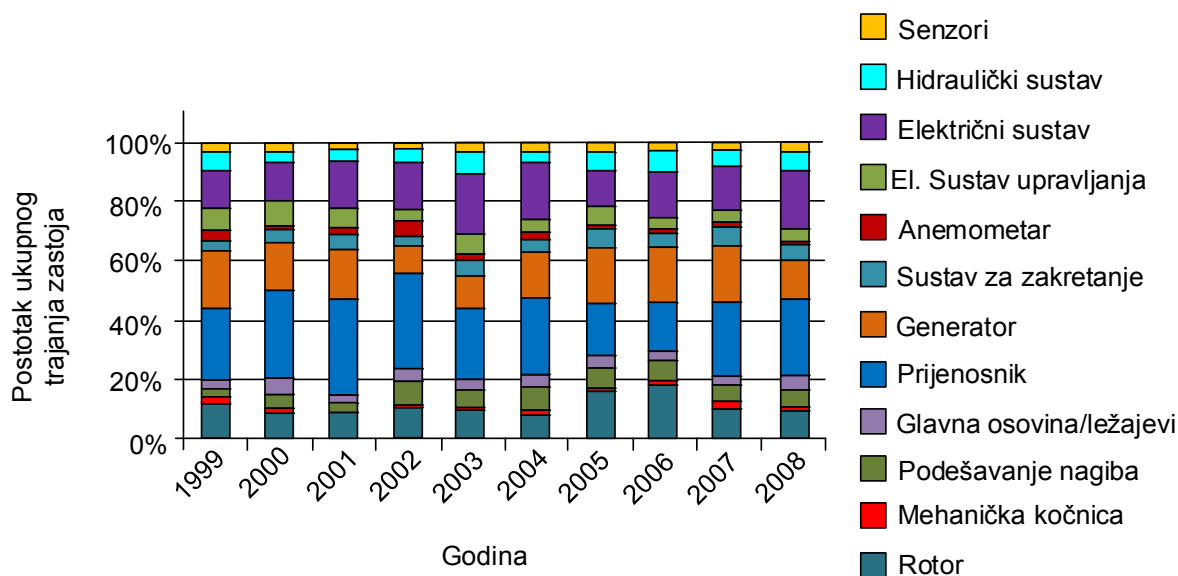
Slika 5.9. Postotak ukupnog broja zastoja po pojedinim komponentama za razdoblje od 1999. do 2008. [67]

Na slici 5.10 prikazani su podaci Windstata o ukupnom trajanju zastoja za razdoblje od 1999. do 2008. godine uzrokovanih pojedinom komponentom.



Slika 5.10. Podaci Windstata o ukupnom trajanju zastoja za razdoblje od 1999. do 2008. godine uzrokovanih pojedinom komponentom [67]

Na slici 5.11 prikazan je postotak ukupnog trajanja zastoja po pojedinim komponentama na temelju Windstat podataka za razdoblje od 1999. do 2008.

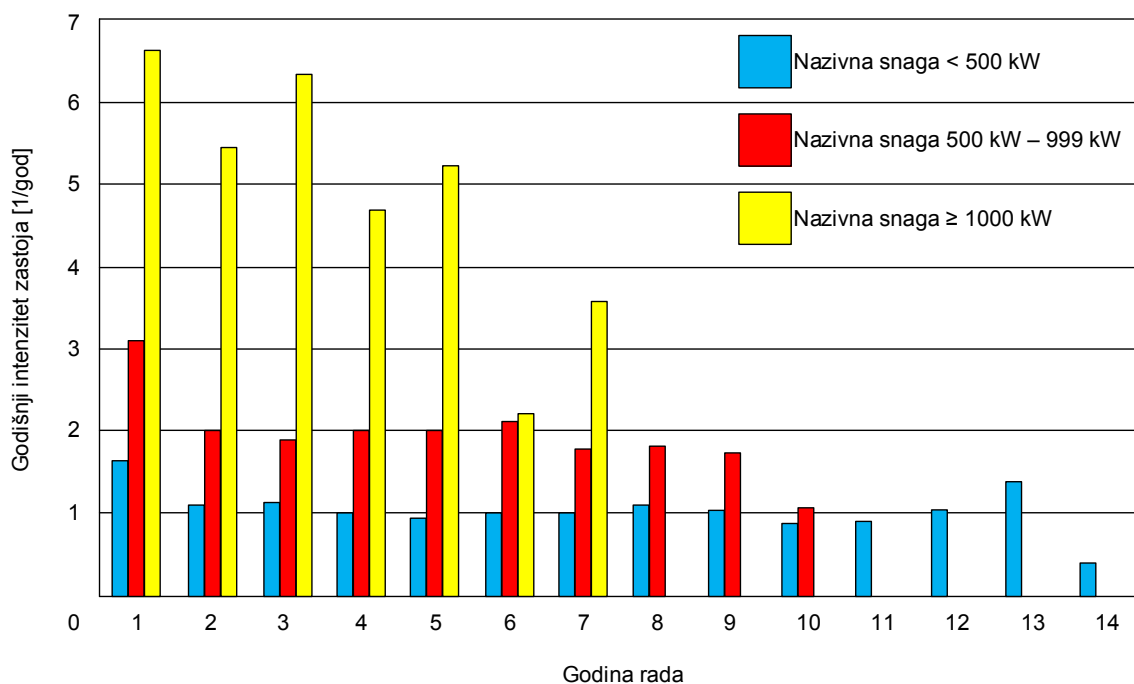


Slika 5.11. Postotak ukupnog trajanja zastoja po pojedinim komponentama za razdoblje od 1999. do 2008. [67]

Sa slika 5.8 i 5.9. može se vidjeti kako električni sustavi i elektronički upravljački sustavi uvelike doprinose broju zastoja, odnosno intenzitetu zastoja, a dok se sa slika 5.10 i 5.11. može vidjeti da imaju i značajan doprinos trajanju zastoja. Također, sa slika 5.10 i 5.11 može se vidjeti da generator i prijenosnik imaju ponajveći doprinos ukupnom vremenu trajanja zastoja. S druge strane, ove komponente u usporedbi s električnim komponentama imaju manji intenzitet zastoja odnosno rjeđe se kvare, ali svaki pojedinačni kvar ima dulje vrijeme popravka [67].

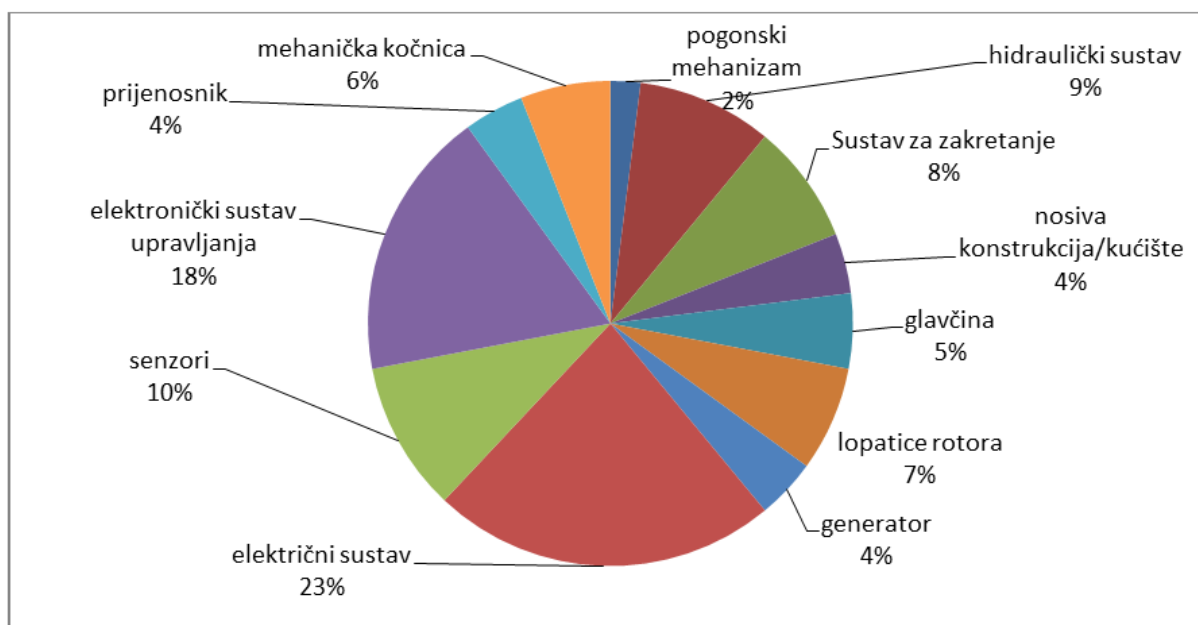
5.2.2 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Njemačkoj temeljenih na WMEP-u

Kao što je već ranije spomenuto WMEP baza podataka o zastojima i radu vjetroelektrana u Njemačkoj temelji se na praćenju više od 1500 vjetroelektrana. Hahn, Durstewitz i Rohrig prikazali su podatke o intenzitetu prisilnih zastoja vjetroelektrana i pojedinih komponenti temeljene na WMEP bazi [64]. Na slici 5.12 prikazani su intenziteti zastoja vjetroelektrana u ovisnosti o godinama rada te o snazi vjetroelektrane.



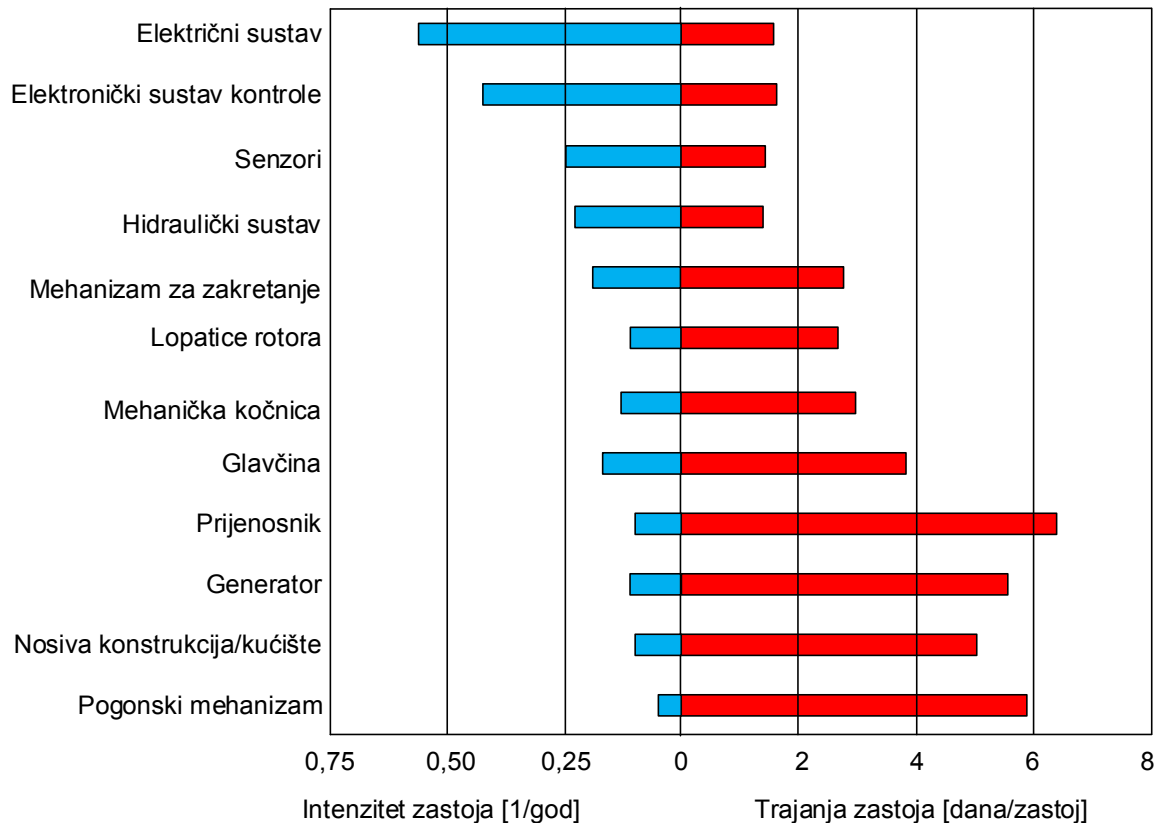
Slika 5.12. Intenzitet zastoja vjetroelektrana u ovisnosti o godinama rada [64]

Na slici 5.13 prikazan je udio zastoja pojedinih komponenti u ukupnom broju zastoja, dok su na slici 5.20 prikazani intenzitet i trajanje zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane prema [64]. Sa slike 5.19 može se primijetiti da i kod ove baze podataka najveći doprinos intenzitetu zastoja vjetroelektrane imaju električni sustav te elektronički sustav upravljanja.



Slika 5.13. Udio zastoja pojedinih komponenti u ukupnom broju zastoja [64]

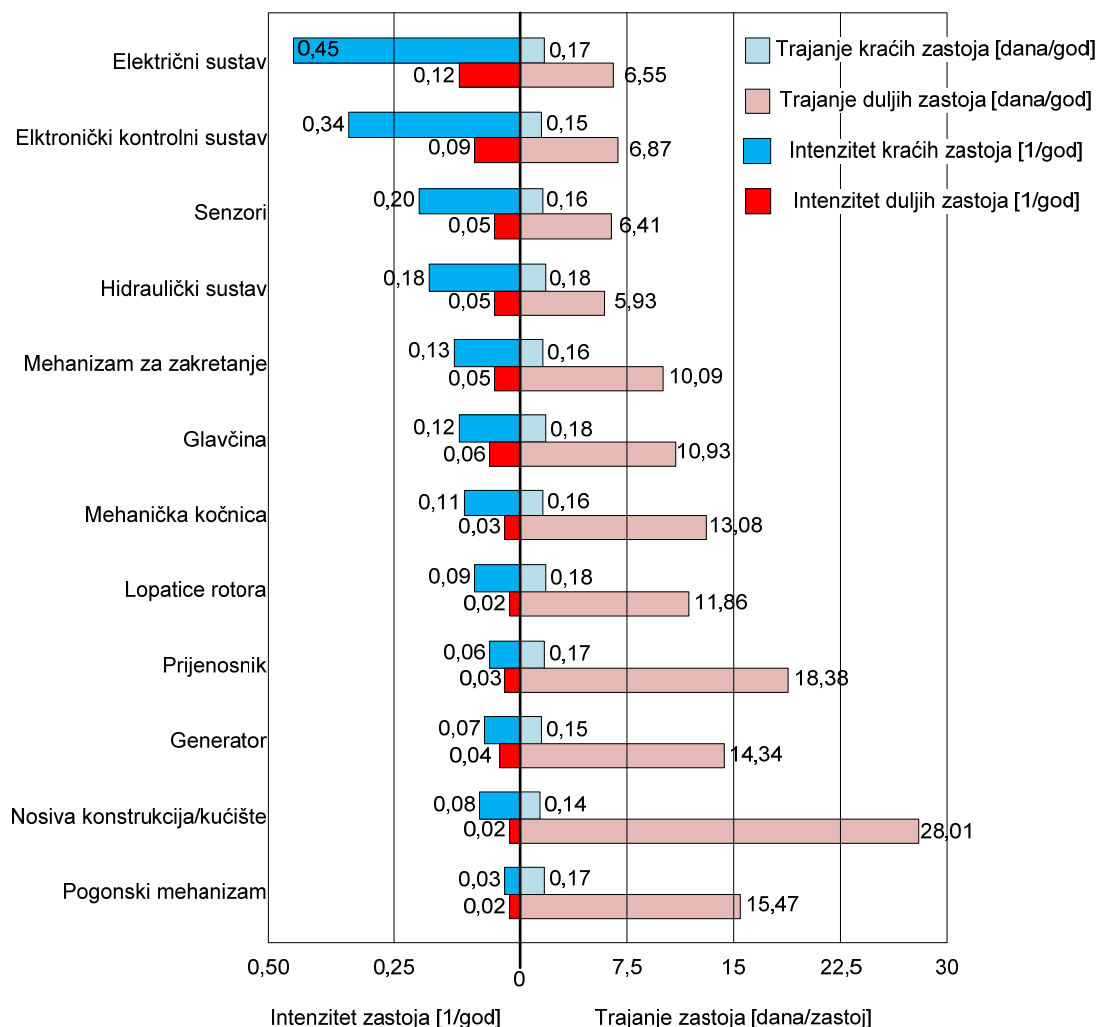
Dok su na slici 5.13 prikazani udjeli pojedinih komponenti u ukupnom intenzitetu zastoja, na slici 5.14 prikazane su srednje vrijednosti intenziteta zastoja pojedine komponente te srednje vrijeme trajanja zastoja, odnosno srednje vrijeme trajanja popravka.



Slika 5.14. Učestalost i trajanje zastoja pojedinih komponenti [68]

Na temelju podataka iz WMEP-a, Faulstich i ostali pokazali su da se trajanja zastoja vjetroelektrana kreću od nekoliko sati do nekoliko mjeseci te da su te razdiobe poprilično asimetrične. To znači da s jedne strane postoje kvarovi koji se događaju puno češće, ali se otklanjaju vrlo brzo, dok s druge strane postoje kvarovi koji se događaju rjeđe, ali uzrokuju puno duže trajanje zastoja. Prema tome, ti se zastoji mogu podijeliti na kraće (eng. *minor*) i dulje (eng. *major*) zastoje. Tako kraći zastoji čine 75% ukupnih zastoja, ali su odgovorni za samo 5% ukupnog godišnjeg trajanja zastoja, dok dulji zastoji čine 25% ukupnih zastoja, ali su odgovorni za 95% ukupnog godišnjeg trajanja zastoja. Vrijeme trajanja kraćih zastoja u prosjeku iznosi oko 4 h, dok se vrijeme trajanja dužih zastoja može podijeliti u dvije skupine: prosječno trajanje zastoja od oko 144 h i prosječno trajanje zastoja od oko 300 h. Na

slici 5.15 prikazani su intenziteti zastoja pojedinih komponenti te njihova vremena trajanja kao i podjela na kraće i dulje zastoje [68].



Slika 5.15. Podjela na kraće i dulje zastoje te vremena njihovog trajanja [68]

Prema podacima WMEP-a i prethodno opisanim istraživanjima može se vidjeti da prosječni intenzitet zastoja za vjetroelektrane u Njemačkoj iznosi 2,45 [1/god], dok prosječno trajanje zastoja iznosi 61,37 [h/zastoj].

5.2.3 Podaci o zastoju vjetroelektrana u Švedskoj

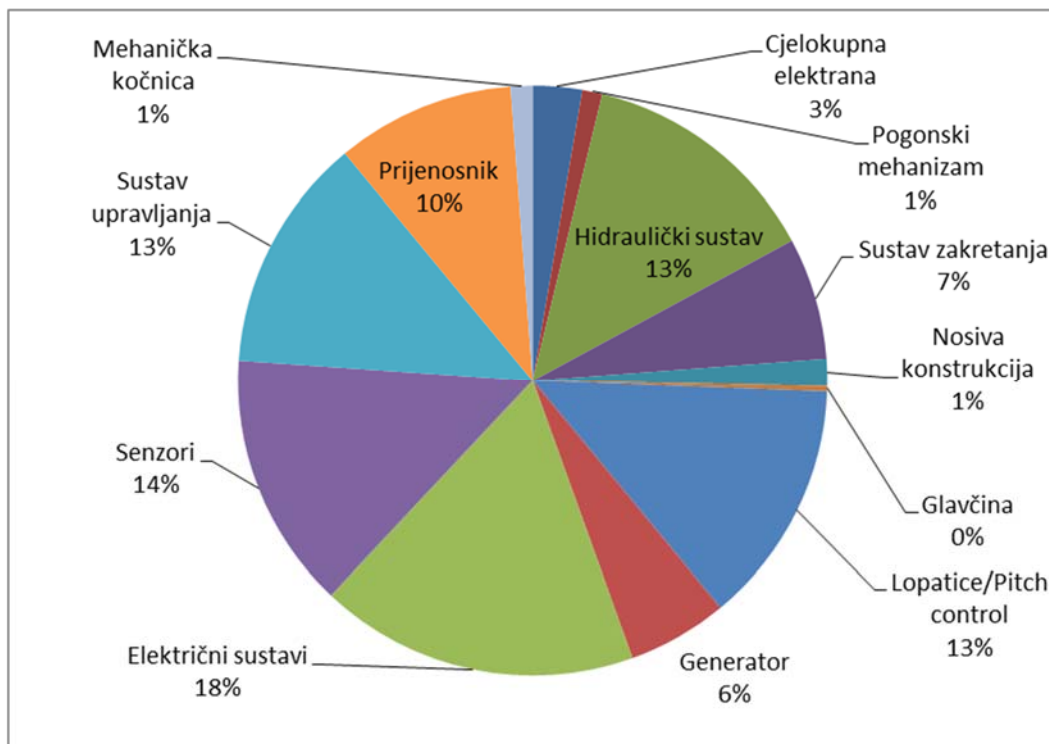
Podaci o zastoju vjetroelektrana u Švedskoj objavljeni su u [58] i [66]. Podaci su dobiveni na temelju sljedećeg:

- Godišnjih izvješća o radu vjetroelektrana u Švedskoj (*Driftuppföljning av vindkraftverk, årsrapport – Wind power operations, yearly report*) – ranije objavljeno izvješće od strane Elforska (www.elforsk.se) koje sadrži

statističke podatke o radu, zastojava i trajanju zastoja skoro svih vjetroelektrana u Švedskoj.

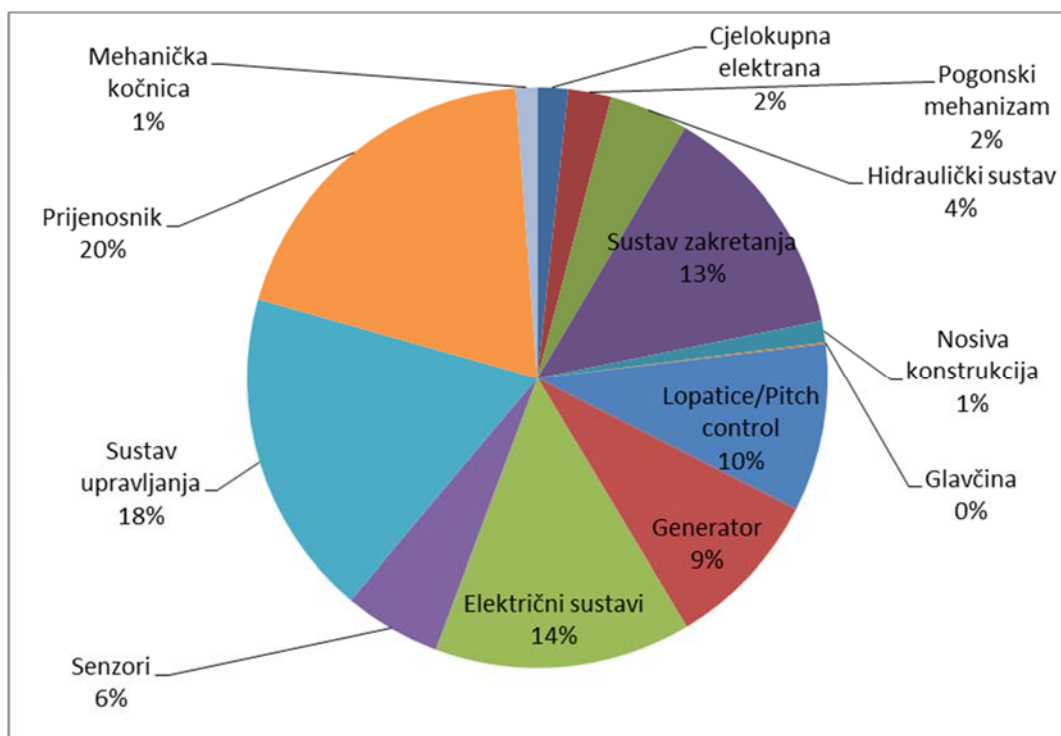
- Analize zastoja (*Felanalys – Failure analysis*) – baze podataka svih prijavljenih zastoja u Švedskoj od 1989. koju održava *Swedpower AB*. Baza podataka je kreirana još 1997., ali sadrži i podatke o zastojava koji su se dogodili prije datuma kreiranja baze i to od 1989. Ova je baza podataka također dio Godišnjih izvješća o radu vjetroelektrana, ali sadrži puno više informacija o zastojava u odnosu na Godišnja izvješća o radu vjetroelektrana.

Na slici 5.16 prikazana je razdioba broja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004. Kao što je to slučaj kod vjetroelektrana u Njemačkoj, kako je ranije opisano, da električni sustavi imaju najveći doprinos broju zastoja, tako je to i slučaj s vjetroelektranama u Švedskoj. Također, i kod vjetroelektrana u Njemačkoj i u Švedskoj sustavi upravljanja i senzori, uz električne sustave, imaju dominantan doprinos ukupnom broju zastoja. Kod vjetroelektrana u Švedskoj može se još primijetiti da značajan doprinos ukupnom broju zastoja imaju zastoji zbog kvara lopatica (odnosno *pitch* sustava).



Slika 5.16. Razdioba broja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004 [66]

Na slici 5.17 prikazana je razdioba trajanja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004.



Slika 5.17. Razdioba trajanja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004. [66]

Kod vjetroelektrana u Švedskoj, kao i kod onih u Njemačkoj, najdulje je vrijeme popravaka, odnosno trajanja zastoja, kod kvarova prijenosnika. Ovdje još značajnija vremena trajanja popravka imaju sustavi upravljanja, električni sustavi, lopatice (pitch sustav) te generator.

U tablici 5.1 prikazani su prosječni intenziteti zastoja pojedine komponente vjetroelektrane te prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente.

Za vjetroelektrane u Švedskoj na temelju istraživanja prikazanih u [66] može se vidjeti da prosječni intenzitet zastoja iznosi 0,402 [1/god], dok je prosječno trajanje zastoja 130 [h/zastoj].

Tablica 5.1. Prosječni intenziteti zastoja i prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente za vjetroelektrane u Švedskoj temeljenih na podacima za razdoblje 2000. – 2004. [66]

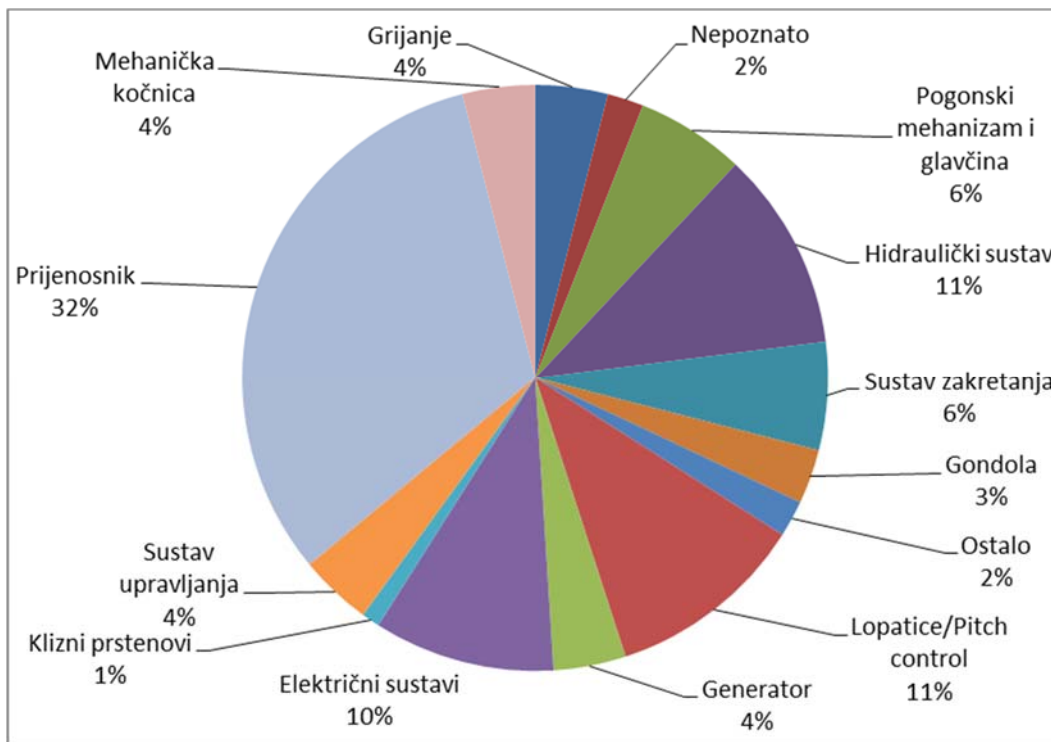
Komponenta	Prosječno trajanje zastoja [h/zastoj]	Prosječni intenzitet zastoja [1/god]	Prosječni intenzitet popravka [1/god]
Glavčina	12,5	0,001	700,8
Lopaticice/ pitch	91,6	0,052	95,6
Generator	210,7	0,021	41,7
Električni sustav	106,6	0,067	82,2
El. sustav upravljanja	184	0,050	47,6
Pogonski mehanizam	291,4	0,004	30,1
Senzori	49,4	0,054	177,3
Prijenosnik	256,7	0,045	34,1
Mehanička kočnica	125,4	0,005	69,8
Hidraulički sustav	43,2	0,061	202,8
Sustav zakretanja	259,4	0,026	33,7
Nosiva konstrukcija	104,1	0,006	84,2
Cijela vjetroelektrana	79,7	0,011	109,9
UKUPNO	130	0,402	67,4

5.2.4 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Finskoj

Podaci o zastojima vjetroelektrana u Finskoj objavljeni su u [66]. Podaci su dobiveni na temelju:

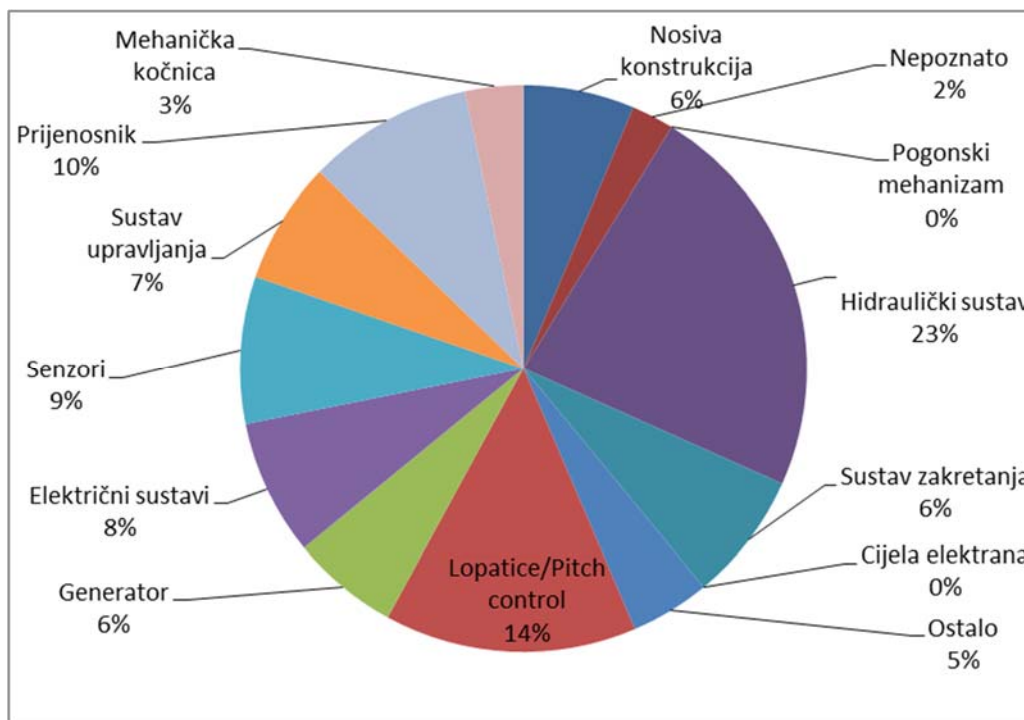
- Godišnjeg statističkog izvješća o proizvodnji energije iz vjetroelektrana u Finskoj (*Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti - Wind power production statistics yearly report*) – godišnje izvješće koje sadrži statističke podatke o radu, zastojima i trajanju zastoja vjetroelektrana u Finskoj.

Na slici 5.18 prikazana je razdioba vremena zastoja vjetroelektrana po pojedinim komponentama. Podaci su dobiveni na temelju ranije opisanog Godišnjeg statističkog izvješća o proizvodnji energije iz vjetroelektrana. Podaci se odnose na razdoblje od 1996. do 2004. Bitno je napomenuti da je ukupni broj praćenih vjetroelektrana 2004. godine bio 92 vjetroelektrane.



Slika 5.18. Razdioba vremena trajanja zastoja vjetroelektrana po pojedinim komponentama za razdoblje od 1996. – 2004. [66]

Na slici 5.19 prikazana je razdioba zastoja po pojedinim komponentama vjetroelektrana za razdoblje od 2000. do 2004.



Slika 5.19. Razdioba intenziteta zastoja po pojedinim komponentama vjetroelektrana za razdoblje od 2000. do 2004. [66]

Ova razdioba dobivena je na temelju 491 zastoja prijavljenog tijekom navedenog razdoblja. Za razliku od vjetroelektrana u Njemačkoj i Švedskoj, ovdje se može primijetiti da najznačajniji doprinos broju zastoja imaju hidraulički sustavi. Također je bitno naglasiti i da je u ovom slučaju u razmatranje uzet ponajmanji broj vjetroelektrana.

U tablici 5.2 prikazani su prosječni intenziteti zastoja pojedine komponente vjetroelektrane te prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente.

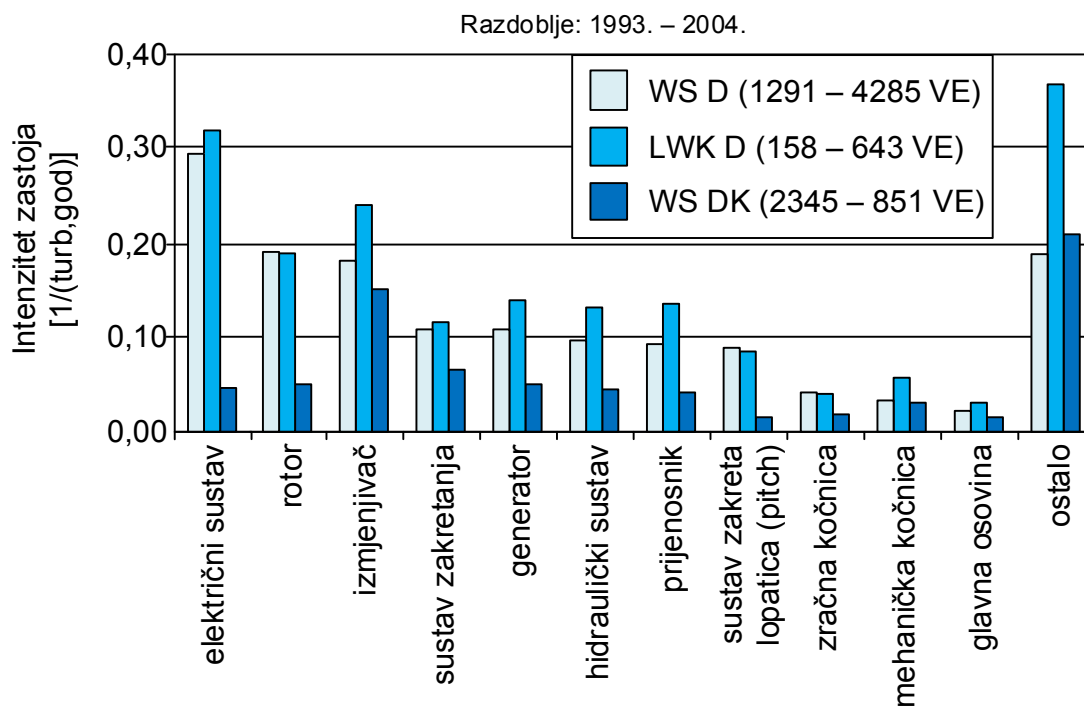
Tablica 5.2. Prosječni intenziteti zastoja i prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente za vjetroelektrane u Finskoj temeljenih na podacima za razdoblje 2000. – 2004. [66]

Komponenta	Prosječno trajanje zastoja [h/zastoj]	Prosječni intenzitet zastoja [1/god]	Prosječni intenzitet popravka [1/god]
Glavčina	20	0,01	438
Lopatice/ pitch	256	0,20	34,2
Generator	123	0,08	71,2
Električni sustav	143	0,11	61,2
El. sustav upravljanja	42	0,10	208,57
Pogonski mehanizam	-	-	-
Senzori	42	0,12	208,57
Prijenosnik	602	0,15	14,55
Mehanička kočnica	146	0,04	60
Hidraulički sustav	86	0,36	101,86
Sustav zakretanja	153	0,10	57,25
Nosiva konstrukcija	178	0,09	49,2
UKUPNO	172	1,37	50,9

Za vjetroelektrane u Finskoj na temelju istraživanja prikazanih u [66] može se vidjeti da prosječni intenzitet zastoja iznosi 1,37 [1/god], dok je prosječno trajanje zastoja 172 [h/zastoj]. Ukoliko se ovi podaci usporede s podacima o srednjim intenzitetima zastoja za vjetroelektrane u Njemačkoj i Švedskoj, može se vidjeti da je srednji intenzitet zastoja veći nego kod vjetroelektrana u Švedskoj, ali manji nego kod onih u Njemačkoj. Ako se usporedi srednje vrijeme trajanja zastoja, može se primijetiti da vjetroelektrane u Finskoj imaju dulje trajanje zastoja od drugih spomenutih. Također, bitno je napomenuti i da je kod istraživanja vjetroelektrana u Finskoj obuhvaćen najmanji broj elektrana.

5.2.5 Podaci o zastojima vjetroelektrana u Njemačkoj temeljeni na LWK podacima

Kao što je ranije opisano osim istraživanja Windstata (WSD i WSDK), i LWK je proveo istraživanja o radu vjetroelektrana. Na slici 5.20 prikazana je razdioba intenziteta zastoja pojedinih komponenti na temelju podataka WSD, WSDK i LWK.



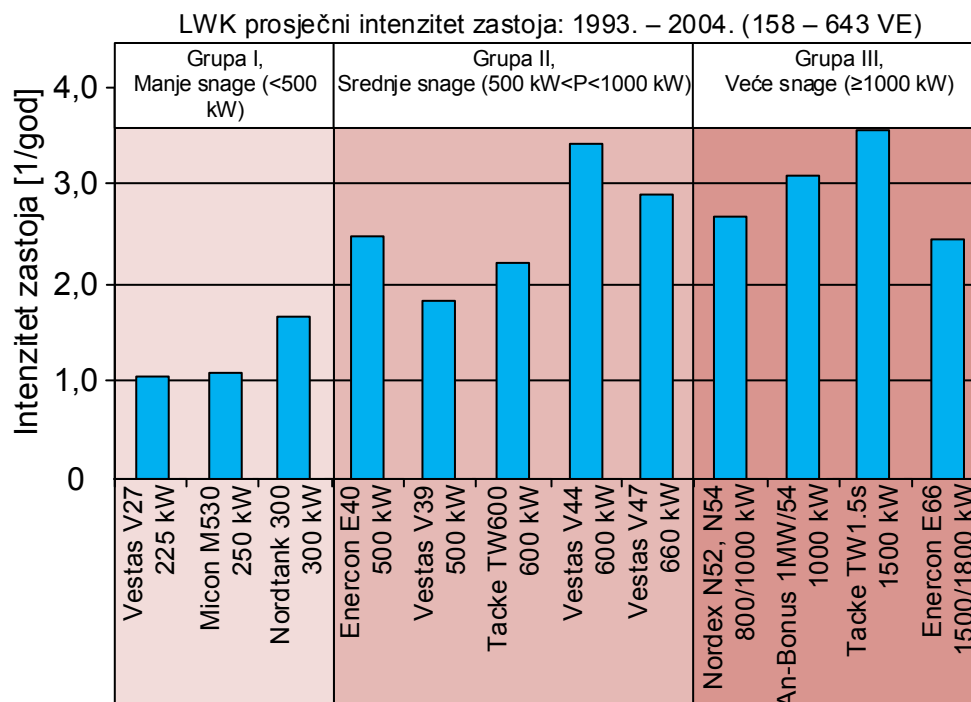
Slika 5.20. Razdioba intenziteta zastoja pojedinih komponenti na temelju baza podataka: WSD, WSDK, LWK [65]

Sa slike 5.20 može se vidjeti da vjetroelektrane u Njemačkoj imaju veći intenzitet od onih u Danskoj. Kod istraživanja provedenih od strane WSD-a, istraživanjem je u početku bilo obuhvaćeno 1291 vjetroelektrana te je taj broj s vremenom narastao na 4285 vjetroelektrana. Ovo istraživanje također obuhvaća velike vjetroelektrane s prosječnom starošću manjom od 3 godine. Intenzitet zastoja pojedine vjetroelektrane ne može se točno odrediti iz ovih podataka [65].

Kod WSDK istraživanja, istraživanjem je u početku bilo obuhvaćeno 2345 vjetroelektrana te je taj broj s vremenom pao na 851 vjetroelektranu. Prosječna starost vjetroelektrana obuhvaćenih WSDK istraživanjem veća je od 14 godina od kojih je većina vjetroelektrana imala *stall* regulaciju brzine. Intenzitet zastoja pojedine vjetroelektrane ne može se točno odrediti iz ovih podataka [65].

LWK istraživanje manje je i ujednačenije te je njime bilo obuhvaćeno 158 vjetroelektrana u početku pa je taj broj kasnije narastao na 643. Istraživanjem su

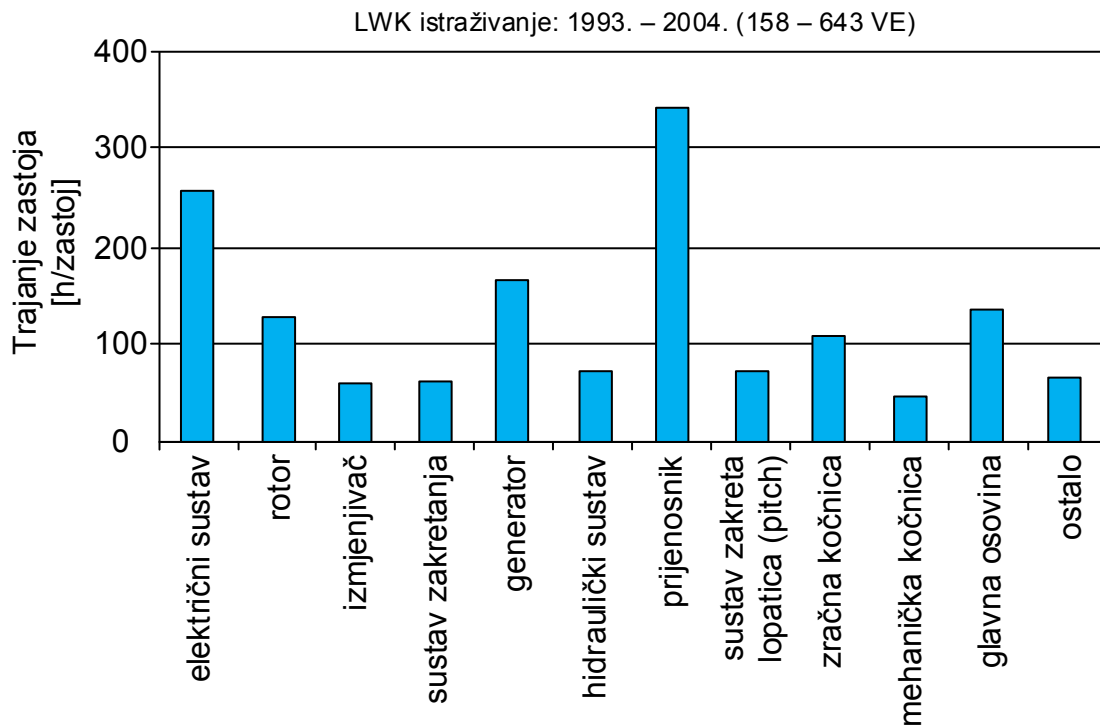
obuhvaćene veće vjetroelektrane prosječne starosti do 15 godina, vjetroelektrane s fiksnom i promjenjivom brzinom, a također i vjetroelektrane s prijenosnikom i bez njega, odnosno direktnim pogonom. Na temelju ovih podataka može se odrediti intenzitet zastoja pojedine vjetroelektrane [65]. Intenziteti zastoja pojedinih vjetroelektrana prema LWK-u prikazani su na slici 5.21.



Slika 5.21. Razdioba intenziteta zastoja između različitih tipova modela vjetroelektrana, prema veličini vjetroelektrane [65]

Sa slike 5.21 također se može primijetiti da vjetroelektrane većih snaga imaju i veće intenzitete zastoja.

Na slici 5.22 prikazana je razdioba trajanja zastoja po pojedinim komponentama vjetroelektrane na temelju istraživanja provedenog od strane LWK-a. Kao i kod prethodno opisanih podataka o trajanjima zastoja, i sa slike 5.22 može se vidjeti da prijenosnik ima najznačajnije trajanje zastoja. Nakon prijenosnika, najdulje trajanje zastoja imaju električni sustav vjetroelektrane te generator.



Slika 5.22. Razdioba trajanja zastoja pojedinih komponenti na temelju LWK baze podataka [65]

5.3 Opis unaprijeđenog modela vjetroelektrane

U ovom će poglavlju biti prikazan i opisan unaprijeđeni model predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane (u nastavku disertacije "unaprijeđeni model vjetroelektrane"). Razvijeni unaprijeđeni model vjetroelektrane ima za svrhu dati detaljni proračun utjecaja pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane na predviđenu proizvodnju električne energije. Kako je već ranije opisano u poglavlju 5.1, dosadašnji razvijeni modeli pouzdanosti vjetroelektrane u [16], [17], [20], [22], [23] i [25] odnosili su se na vjetroelektranu kao jednu cjelinu, nisu davali detaljan prikaz utjecaja vjetroelektrane na pouzdanost i raspoloživost te nisu uzimali u obzir utjecaje pojedinih komponenti vjetroelektrane na proračune pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane. U [31] prikazan je, i ranije u disertaciji opisan, analitički model koji detaljnije razmatra pouzdanost vjetroelektrane, odnosno uzima u obzir različitost konfiguracije vjetroelektrane, ali samo s gledišta generatora. Kako su pokazala dosadašnja istraživanja o radu vjetroelektrana opisana u poglavlju 5.2, vidi se da različite komponente vjetroelektrane imaju različite utjecaje na njezinu pouzdanost, odnosno na učestalost zastoja i njihovo trajanje. Također je ranije u poglavlju 2.4 opisano da se prema [6] mogu razlikovati četiri dominantne konfiguracije

vjetroelektrana prema vrsti generatora, prema spoju na mrežu te prema kontroli snage i brzini vrtnje. Te tipične konfiguracije prikazane su ranije na slici 2.5.

Budući da navedeni konfiguracijski koncepti vjetroelektrana imaju značajnih međusobnih konstrukcijskih razlika, a prema podacima o zastojsima opisanim u poglavlju 5.2 također postoje razlike i u intenzitetima zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane tipičnih za pojedine konfiguracijske koncepte, bilo bi značajno napraviti unaprijeđeni model vjetroelektrane koji, za razliku od modela opisanih u poglavlju 5.1, može uzeti u obzir sve opisane konfiguracijske koncepte (s njihovim komponentama) i njihov utjecaj na pokazatelje pouzdanosti.

U nastavku će ukratko biti opisani navedeni konfiguracijski koncepti i pridružit će im se podaci o pouzdanosti prema već ranije opisanom poglavlju 5.2 prilagođeni za unaprijeđeni model vjetroelektrane. Važno je napomenuti da je za trajanje zastoja pojedine komponente pretpostavljeno jednako vrijeme neovisno o tome o kojem se konfiguracijskom tipu radi. To znači da je pretpostavljeno da ukoliko dođe do kvara, npr. na sustavu zakretanja, da će zastoj jednako trajati bilo da se radi o konfiguracijskom konceptu A, B, C ili D. Kada se radi o intenzitetima zastoja, tada intenzitet zastoja pojedine komponente ovisi o konfiguracijskom konceptu vjetroelektrane. Neka istraživanja [38] su pokazala da postoji utjecaj brzine vjetra na intenzitete zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane. Unaprijeđeni model neće uzeti u obzir utjecaj brzine vjetra, odnosno pretpostavlja se da je intenzitet zastoja pojedine komponente konstantan i ne ovisi o brzini vjetra.

5.3.1.1 Konfiguracijski koncept tipa A prema [6]

Pod ovim tipom konfiguracije (tip A) prema [6] podrazumijevaju se vjetroelektrane s fiksnom brzinom vrtnje i asinkornim kaveznim motorom. Ovisno o regulaciji snage, razlikuju se i podtipovi A0, A1 i A2. Regulacija snage, kako je to već ranije opisano u poglavlju 2.4, može biti: pasivna regulacija gubitkom brzine (*stall control* - A0), aktivna regulacija kuta zakreta lopatica rotora (*pitch control* - A1) i aktivna regulacija gubitkom brzine (*active stall control* - A2).

U tablici 5.3 prikazani su podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja pojedinih komponenti za konfiguraciju tipa A.

Tablica 5.3. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A (Nordex N52/N54) na temelju LWK istraživanja

Tip A		
Komponenta	Intenzitet zastoja [1/god]	Trajanje zastoja [h/zastoj]
Električni sustavi	0,28	255
Elektronički sustavi upravljanja	0,15	60
Generator	0,11	160
Hidraulički sustavi	0,19	70
Sustav zakretanja	0,12	60
Mehanička kočnica	0,08	45
Senzori	0,03	42*
Anemometar	0,13	4*
Pitch control	-	70
Rotor i lopatice	0,46	125
Prijenosnik	0,51	335
Aerodinamička kočnica	0,06	110
Osovina/ležajevi	0,07	130
Ostalo	0,43	65
UKUPNO	2,62	151,1

* Preuzeto kao srednje vrijeme iz triju drugih statistika (GER 35,5h, SWE 49,4h, FIN 42h) [66].

5.3.1.2 Konfiguracijski koncept tipa B prema [6]

Pod konfiguracijom tipa B prema [6] podrazumijevaju se vjetroelektrane koje imaju ograničenu promjenjivu brzinu vrtnje te imaju promjenjivi otpornik u rotorskom krugu poznat kao OptiSlip™¹. Jedinstvenost je ovog konfiguracijskog koncepta da sadrži dodatni promjenjivi otpor u rotorskom krugu koji se može mijenjati optički kontroliranim konverterom montiranim na rotorskoj osovini. Ovim se postiže potpuna kontrola promjene otpora u rotorskom krugu te se na ovaj način eliminira potreba za kliznim prstenovima i četkicama koji zahtijevaju redovito održavanje. Ovakav tip konfiguracije vjetroelektrana ima asinkroni generator s istaknutim polovima koji je direktno spojen na mrežu. Regulacija snage vrši se pomoću aktivnog zakreta lopatica rotora (*pitch control*). U tablici 5.4 prikazani su podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja pojedinih komponenti za konfiguraciju tipa B.

¹ OptiSlip je registrirani zaštitni znak tvrtke Vestas Wind Systems A/S.

Tablica 5.4. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B (Vestas V39) na temelju LWK istraživanja

Tip B		
Komponenta	Intenzitet zastoja [1/god]	Trajanje zastoja [h/zastoj]
Električni sustavi	0,34	255
Elektronički sustavi upravljanja	0,27	60
Generator	0,09	160
Hidraulički sustavi	0,26	70
Sustav zakretanja	0,10	60
Mehanička kočnica	0,01	45
Senzori	0,08	42*
Anemometar	0,06	4*
Pitch control	0,10	70
Rotor i lopatice	0,17	125
Prijenosnik	0,18	335
Aerodinamička kočnica	-	110
Osovina/ležajevi	-	130
Ostalo	0,20	65
UKUPNO	1,86	132,8

* Preuzeto kao srednje vrijeme iz triju drugih statistika (GER 35,5h, SWE 49,4h, FIN 42h) [66].

5.3.1.3 Konfiguracijski koncept tipa C prema [6]

Pod konfiguracijom tipa C prema [6] smatraju se vjetroelektrane koje imaju promjenjivu brzinu vrtnje i generator s dvostrukim napajanjem (DFIG). Pod tim se podrazumijevaju vjetroelektrane s generatorom s istaknutim polovima (WRIG) i pretvarač s djelomičnom regulacijom frekvencije u rotorskom krugu. Glavni je nedostatak kod ovakvog koncepta upotreba kliznih prstenova i četkica koji zahtijevaju održavanje te problem zaštite u slučaju kvara u mreži. Regulacija snage vrši se pomoću aktivnog zakreta lopatica rotora (*pitch control*). Budući da za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C nisu dostupni detaljni podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti kao ni njihovo trajanje, za ovaj konfiguracijski tip dat će se samo podaci o ukupnom intenzitetu zastoja vjetroelektrane. Tipični predstavnik vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C prema LWK bazi je vjetroelektrana Tacke TW1.5s (slika 5.21) [65], [69]. Za trajanje zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C pretpostavljeno je ukupno srednje trajanje zastoja vjetroelektrane prema LWK bazi [65]. U tablici 5.5 prikazani su podaci o intenzitetu zastoja i trajanju zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C.

Tablica 5.5. Podaci o intenzitetu zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C (Tacke TW1.5s) na temelju LWK istraživanja [65], [69]

Tip C	
Intenzitet zastoja [1/god]	Trajanje zastoja [h/zastoj]
3,51	131,61

5.3.1.4 Konfiguracijski koncept tipa D prema [6]

Pod konfiguracijom tipa D prema [6] podrazumijevaju se vjetroelektrane koje imaju potpuno promjenjivu brzinu vrtnje. Kod ovih tipova vjetroelektrana generator je preko sustava energetske elektronike (pretvarač) spojen na mrežu. Bitno je napomenuti da ovaj tip ima pretvarač s potpunom regulacijom frekvencije. Također je važno napomenuti da ovakvi tipovi vjetroelektrana većinom imaju sinkroni generator te nemaju prijenosnika za razliku od ostalih prethodno opisanih konfiguracijskih tipova. Regulacija snage vrši se pomoću aktivnog zakreta lopatica rotora (*pitch control*).

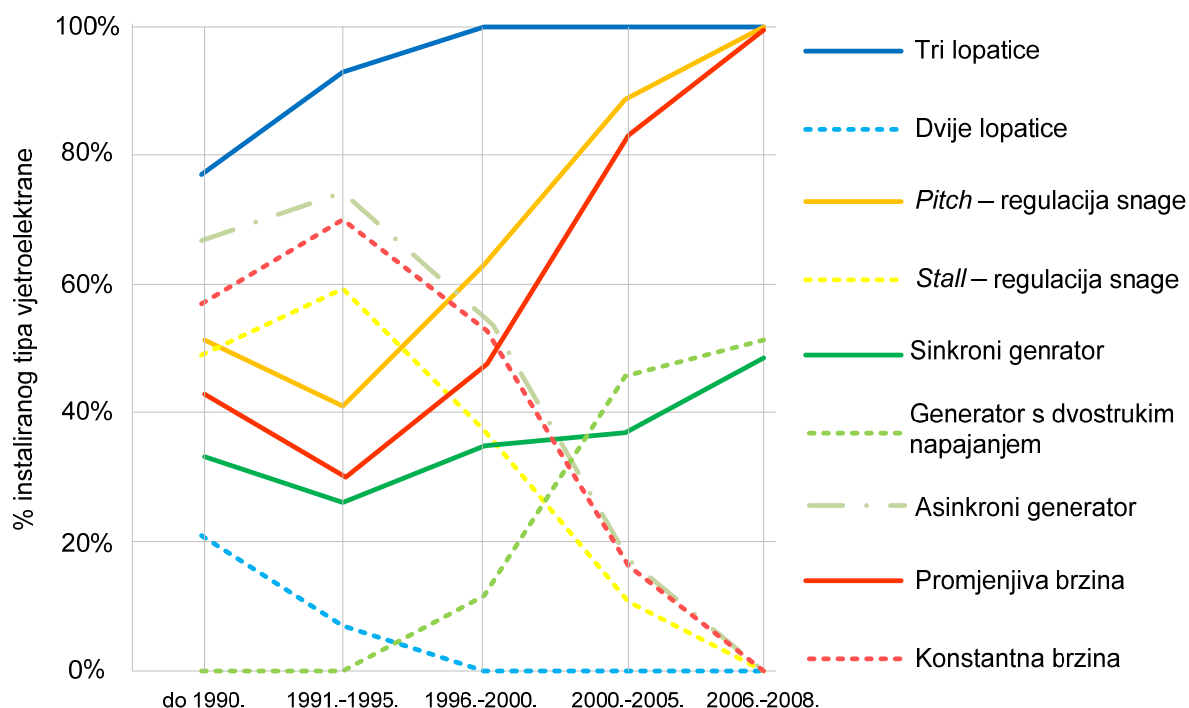
U tablici 5.6 prikazani su podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja pojedinih komponenti za konfiguraciju tipa D.

Tablica 5.6. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D (Enercon E66) na temelju LWK istraživanja

Tip D		
Komponenta	Intenzitet zastoja [1/god]	Trajanje zastoja [h/zastoj]
Električni sustavi	0,50	255
Elektronički sustavi upravljanja	0,31	60
Generator	0,13	160
Hidraulički sustavi	-	70
Sustav zakretanja	0,17	60
Mehanička kočnica	0,02	45
Senzori	0,26	42*
Anemometar	0,07	4*
Pitch control	0,47	70
Rotor i lopatice	0,14	125
Prijenosnik	-	335
Aerodinamička kočnica	-	110
Osovina/ležajevi	0,05	130
Ostalo	0,24	65
UKUPNO	2,36	110,9

* Preuzeto kao srednje vrijeme iz triju drugih statistika (GER 35,5h, SWE 49,4h, FIN 42h) [66].

Kako su već ranije opisani konfiguracijski koncepti vjetroelektrana, u nastavku će se prikazati trend novoinstaliranih vjetroelektrana u Njemačkoj za razdoblje od 1990. – 2008. prema broju lopatica rotora (3 ili 2), načinu regulacije snage (stall ili pitch), vrsti generatora te brzini vrtnje. Na slici 5.23 prikazan je trend novoinstaliranih vjetroelektrana u Njemačkoj za razdoblje od 1990. – 2008. prema već ranije opisanim komponentama.



Slika 5.23. Trend novoinstaliranih vjetroelektrana u Njemačkoj za razdoblje od 1990. – 2008. po pojedinim komponentama [69]

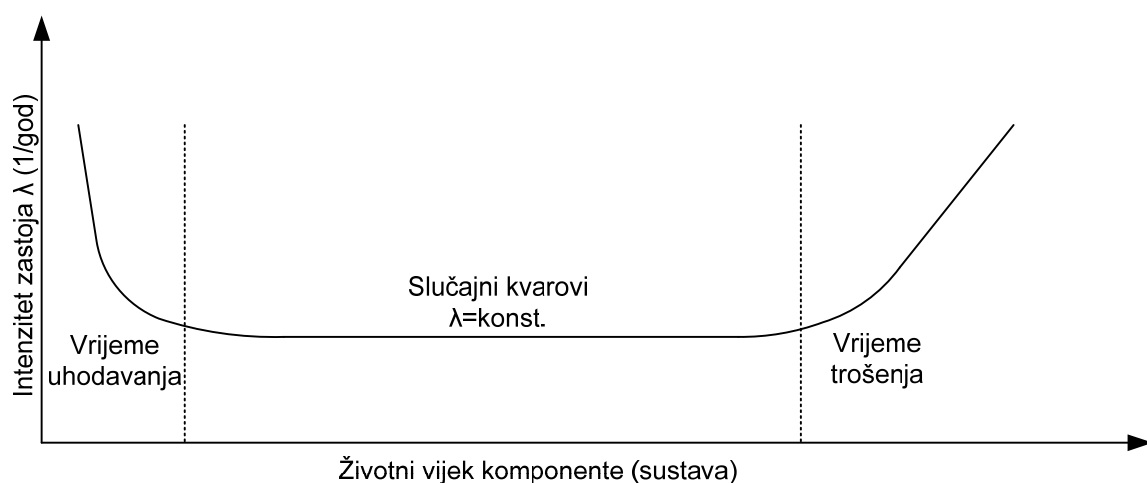
Sa slike 5. 23 može se vidjeti da od razdoblja 1996. – 2000. sve novoinstalirane vjetroelektrane u Njemačkoj imaju rotor s trima lopaticama. Trend rasta novoinstaliranih vjetroelektrana s trima lopaticama može se primijetiti još od 1990. Godine. Također, može se primijetiti da sve novoinstalirane vjetroelektrane u Njemačkoj od 2008. godine imaju regulaciju snage pomoću promjene kuta zakreta lopatica rotora (pitch control) te imaju promjenjivu brzinu vrtnje. Trend rasta novoinstaliranih vjetroelektrana u Njemačkoj koje imaju promjenjivu brzinu vrtnje te regulaciju snage pomoću promjene kuta zakreta lopatica rotora može se primijetiti od 1995. godine. Još jedan trend koji se može vidjeti sa slike 5.23 rast je udjela novoinstaliranih vjetroelektrana sa sinkronim generatorom te s generatorom s dvostrukim napajanjem od 1995. godine, dok se s druge strane vidi trend pada

vjetroelektrana s asinkronim rotorom od iste godine. Od 2008. godine sve novoinstalirane vjetroelektrane u Njemačkoj imaju ili sinkroni generator ili generator s dvostrukim napajanjem.

Budući da je Njemačka vodeća po broju instaliranih vjetroelektrana (instaliranoj snazi) u Europi, a i u svijetu među prvima, mogu se i za ostatak tržišta vjetroelektrana pretpostaviti slični trendovi.

5.3.2 Krivulja životnog vijeka

Nepouzdanost (pouzdanost) obnovljivih komponenti (sustava) može se modelirati krivuljom životnog vijeka u odnosu na intenzitet zastoja. Krivulja životnog vijeka sastoji se od triju faza tijekom životnog vijeka komponente (sustava). Veći intenziteti zastoja očekuju se tijekom početne faze rada komponente (sustava) i pri kraju životnog vijeka. Tijekom većine vremena životnog vijeka komponente (sustava) pretpostavlja se manji intenzitet zastoja koji je konstantan. Tako je prema [55] pretpostavljeno i za vjetroelektrane. Na slici 5.24 prikazana je krivulja životnog vijeka.



Slika 5.24. Krivulja životnog vijeka

Budući da se najveći dio životnog vijeka vjetroelektrane intenzitet zastoja smatra konstantnim, tako će se u ovoj disertaciji svi proračuni raditi s konstantnim intenzitetima zastoja. Dosad svi navedeni statistički podaci o intenzitetima zastoja u ovoj disertaciji odnose se na konstantne intenzitete zastoja.

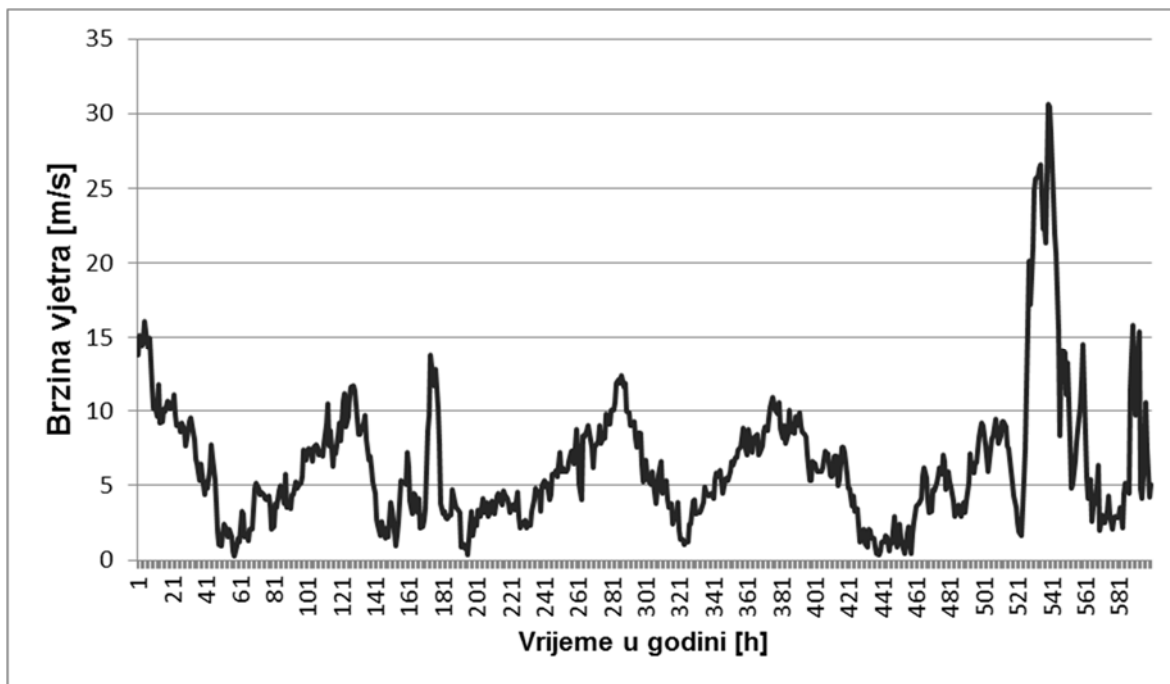
5.3.3 Unos ulaznih podataka

Ulazni podaci za unaprijeđeni model vjetroelektrane unose se pomoću MS Excel datoteke.

1. Prvo se definira za koji se konfiguracijski tip vjetroelektrane prema [6] (u potpoglavljima 5.3.1.1. – 5.3.1.4 opisani su pojedini tipovi i definirani njihovi podaci prema LWK istraživanju) želi napraviti proračun. Zatim se u definiranu MS Excel datoteku unose podaci o intenzitetima zastoja λ_i [1/god] i intenzitetima popravka μ_i , odnosno trajanju zastoja TTR_i [h/zastoj] pojedinih komponenti vjetroelektrane za odabrani konfiguracijski tip.
2. Nakon što su uneseni podaci o intenzitetima zastoja i njihovom trajanju, slijedi unos željenog broja simulacija N sekvencijalne Monte Carlo simulacije. Nakon unosa željenog broja simulacija unosi se faktor α [%] kojim se definira točnost konvergencije. O kriterijima konvergencije detaljnije će se pisati u nastavku ove disertacije.
3. Sljedeći je korak kod unosa ulaznih podataka unos podataka o satnim brzinama vjetra (unos srednjih satnih brzina vjetra) za godinu dana. Potrebno je unijeti 8760 satnih vrijednosti. Razlog zašto se odabire jedna godina je taj što će se svi rezultati proračuna prikazivati na godišnjoj razini.
4. Nakon unesenih podataka o brzini vjetra, unose se podaci za krivulju vjetroelektrane. Unose se podaci o brzini uključanja vjetroelektrane v_{ci} [m/s], nazivnoj brzini v_r [m/s], brzini isključenja v_{co} [m/s] te o nazivnoj snazi vjetroelektrane P_r [MW]. Na temelju tih podataka se prema krivulji snage opisanoj izrazom (5.2.) određuje izlazna snaga vjetroelektrane. Detaljnije o brzini isključenja, nazivnoj brzini i brzini uključanja vjetroelektrane opisano je ranije u disertaciji u poglavlju 2.4.

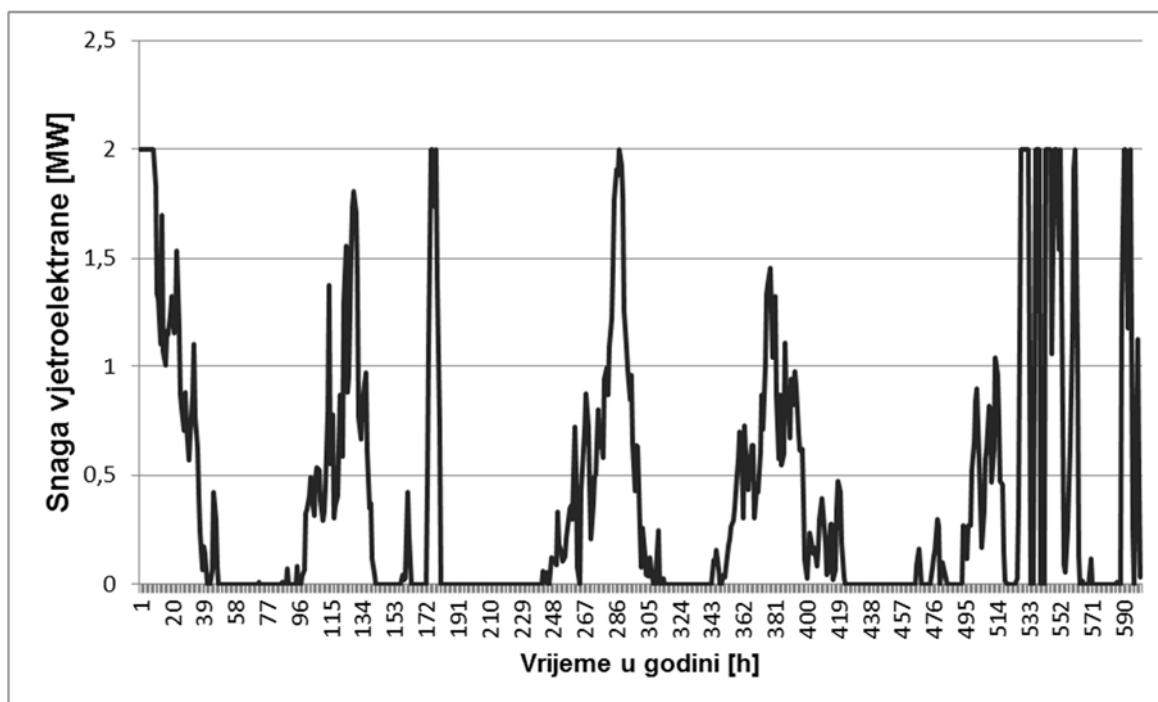
5.3.4 Generiranje brzine vjetra i izlazne snage vjetroelektrane

Nakon što su uneseni svi ulazni podaci, sljedeći je korak generiranje brzine vjetra. Na temelju ulaznih podataka o brzinama vjetra kronološki se generiraju brzine vjetra za sve simulacijske godine pomoću ARMA modela. Način simuliranja brzine vjetra pomoću ARMA modela opisan je u poglavlju 4. Na slici 5.25 prikazan je primjer jedne sekvence brzine vjetra za prvih 600 sati u godini.



Slika 5.25. Srednje satne brzine vjetra za prvih 600 h u godini za lokaciju Pusto Polje prema [49]

Na temelju podataka o brzini vjetra prikazanih na slici 5.25 prema izrazu (5.2) generira se izlazna snaga vjetroelektrane. Na slici 5.26 prikazna je izlazna snaga vjetroelektrane za brzine vjetra prema slici 5.25 za sljedeće podatke vjetroelektrane: brzina uključjenja je $v_{ci}=5$ m/s, nazivna brzina je $v_r=12$ m/s, brzina isključenja je $v_{co}=25$ m/s te nazivna snaga vjetroelektrane iznosi $P_r=2$ MW.



Slika 5.26. Izlazna snaga vjetroelektrane za brzinu vjetra prema slici 5.25

Tako se nadalje za svaku simulacijsku godinu generira brzina vjetra te na temelju nje izlazna snaga vjetroelektrane.

5.3.5 Sekvencijalna Monte Carlo simulacija

Nakon što su uneseni svi potrebni ulazni podaci te generirana brzina vjetra i odgovarajuća izlazna snaga vjetroelektrane, pristupa se sekvencijalnoj Monte Carlo simulaciji (SMCS) za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane. Kao što je ranije u disertaciji navedeno, za sekvencijalnu Monte Carlo simulaciju pretpostavit će se eksponencijalna razdioba. Eksponencijalna razdioba za proračune pouzdanosti opisana je ranije u potpoglavlju 3.3.4.2.

Sekvencijalna Monte Carlo simulacija pokušava simulirati ponašanje sustava (u ovom slučaju vjetroelektrane) kronološki onako kako se u stvarnosti događa. Simuliraju se sekvence slučajnih događaja i pomoću njih se dobiva progres sustava tijekom vremena [14].

Budući da je spomenuto da će se u disertaciji pretpostaviti eksponencijalna razdioba, sekvenca vremena do kvara TTF , odnosno vremena trajanja ispravnog rada i sekvenca vremena do popravka TTR , odnosno vremena trajanja zastoja dobivaju se inverznom transformacijom eksponencijalne razdiobe i određuje se prema sljedećim izrazima:

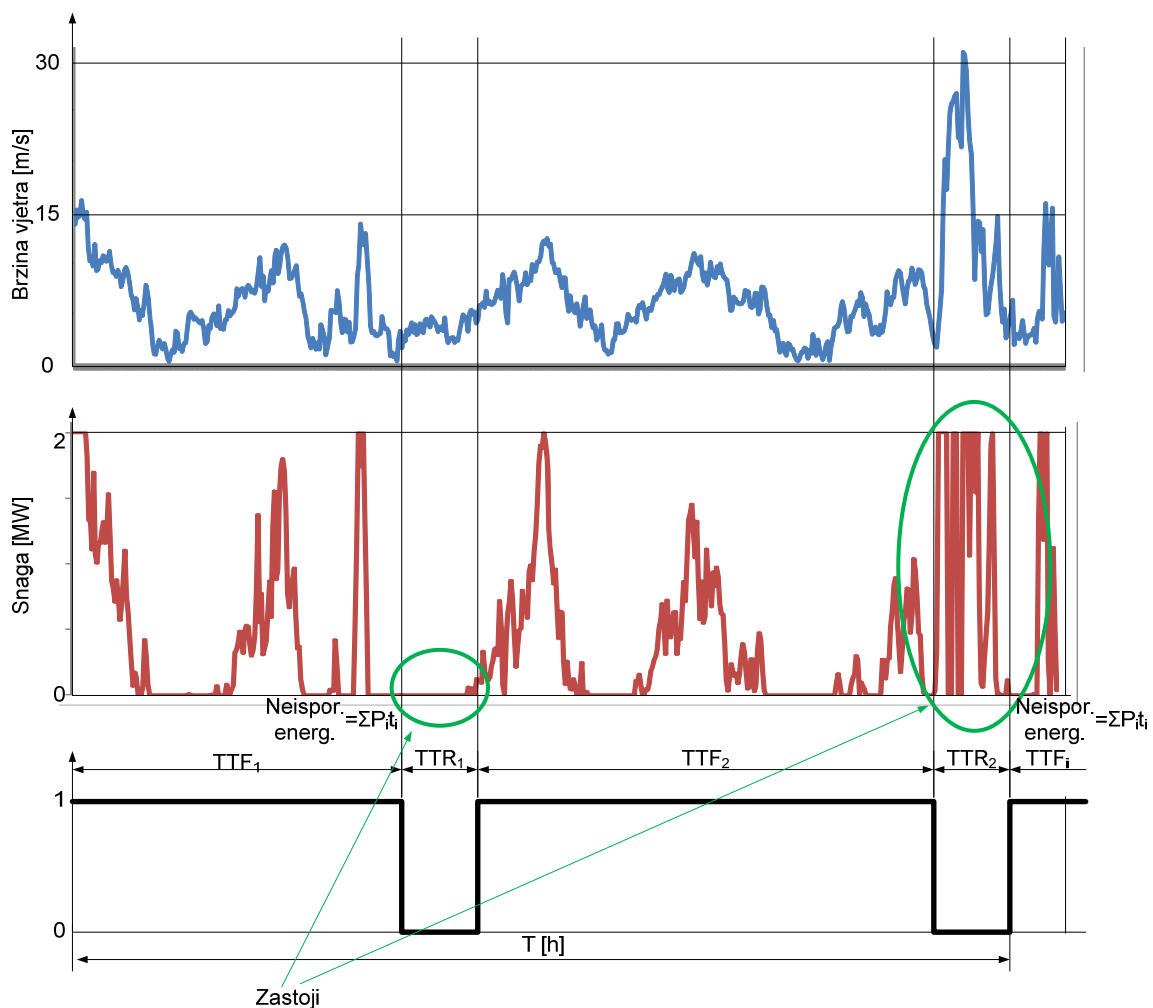
$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (5.29)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (5.30)$$

Gdje je:

- TTF – vrijeme ispravnog rada
- TTR – vrijeme trajanja zastoja
- μ – intenzite popravka
- λ – intenzitet zastoja
- U_1 i U_2 – uniformno raspodijeljeni slučajni brojevi.

Na slici 5.27 prikazan je primjer sekvencijalne Monte Carlo simulacije. Sa slike 5.27 vidljivo je da sekvence trajanja ispravnog rada i trajanja zastoja vremenski prate brzina vjetra i izlazna snaga vjetroelektrane. U trenutku kada je nastao zasto, nastavlja se pratiti slijed brzine vjetra. Ovisno o tome kakva je brzina vjetra tijekom trajanja zastoja o tome će ovisiti i neisporučena energija tijekom toga zastoja. Na slici 5.27 mogu se primijetiti dva slična zastoja po trajanju, ali znatno različita po neisporučenoj energiji.



Slika 5.27. Primjer sekvencijalne Monte Carlo simulacije

Sekvencijalna Monte Carlo simulacija zaustavlja se nakon što su postignuti uvjeti konvergencije. Ukoliko se izvrši zadani broj simulacija prije nego li se postignu željeni uvjeti konvergencije potrebno je povećati broj simulacija N .

Kada je u pitanju konvergencija kao kriterij za zaustavljanje simulacije uzima se kada varijabla koja najsporije konvergira, a to je u ovom slučaju očekivana

neisporučena energija LOEE, postigne dovoljnu točnost. Koeficijent točnosti α , koji je ranije definiran u poglavlju 3.3 izrazom (3.31) za slučaj kada je varijabla konvergencije očekivana neisporučena energija LOEE može se zapisati sljedećim izrazom:

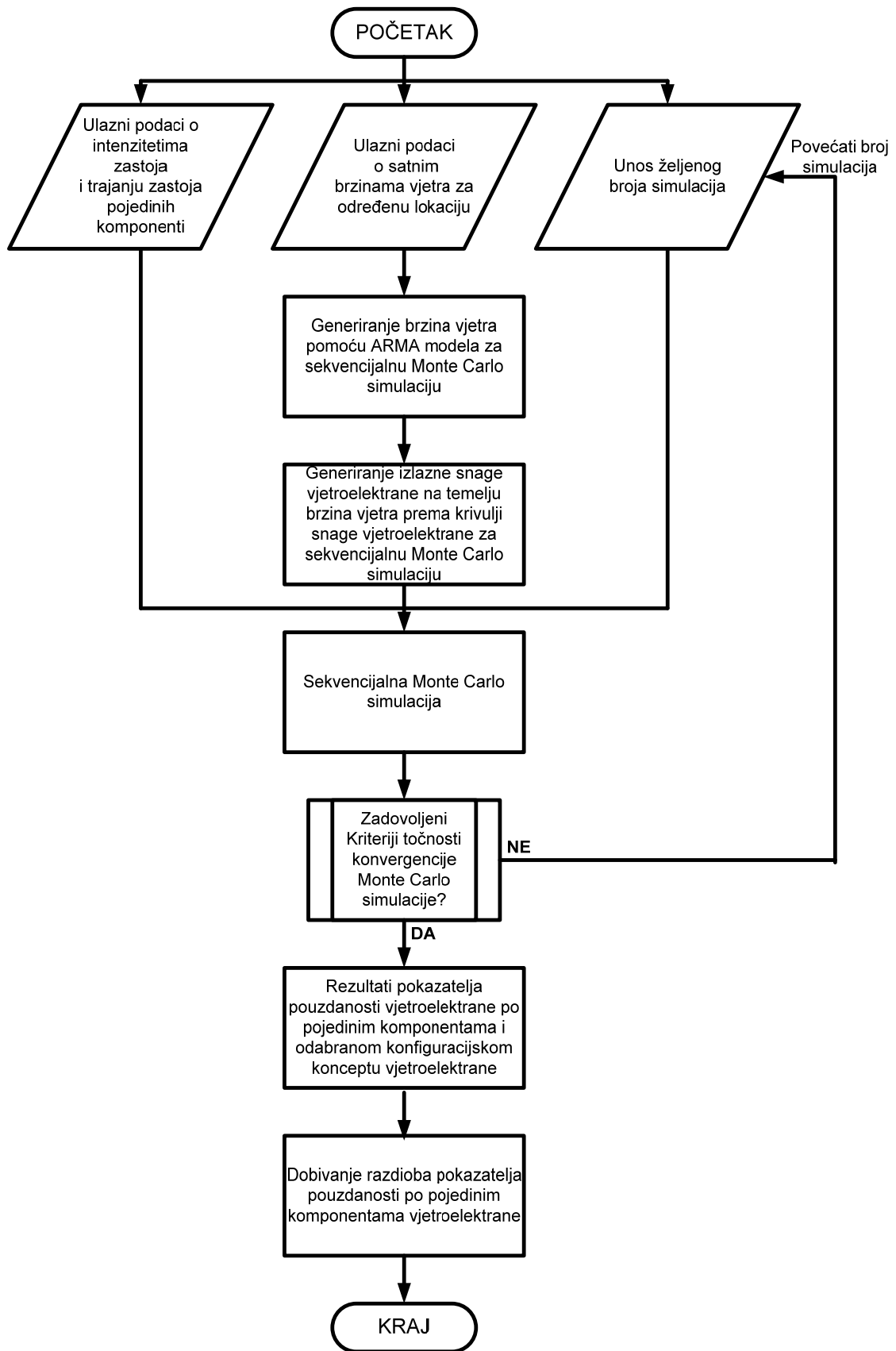
$$\alpha = \frac{\sigma(LOEE)}{\overline{LOEE}} \quad (5.31)$$

Kao što je ranije spomenuto, uvjet točnosti konvergencije definira se ulaznim podacima. U ovoj disertaciji kao uvjet točnosti postaviti će se vrijednost $\alpha=0,05$.

Osim ovog uvjeta postaviti će se još jedan uvjet točnosti. Drugi uvjet točnosti je i apsolutno odstupanje neisporučene električne energije od srednje vrijednosti. Budući da ovaj unaprijeđeni model vjetroelektrane računa očekivanu neisporučenu energiju zbog zastoja pojedinih komponenti, to znači da će očekivana neisporučena energija svake komponente imati različite vrijednosti. Prema tome će i relativno odstupanje od srednje vrijednosti za svaku pojedinu komponentu imati apsolutno različitu vrijednost. Prema tome se uvodi i drugi uvjet konvergencije prema kojem odstupanje od srednje vrijednosti mora biti manje od 0,01 MWh te manje od α .

Nakon izvršene sekvencijalne Monte Carlo simulacije, te nakon što su zadovoljeni uvjeti konvergencije, generiraju se rezultati pokazatelja pouzdanosti. Osnovni pokazatelj pouzdanosti vjetroelektrane koji je od značaja u ovoj disertaciji očekivana je neisporučena energija pojedinog konfiguracijskog tipa vjetroelektrane kao njezina razdioba po pojedinim komponentama vjetroelektrane.

Blok dijagram unaprijeđenog modela pouzdanosti vjetroelektrane prikazan je na slici 5.28.



Slika 5.28. Blok dijagram modela pouzdanosti vjetroelevtrane

6 PRIMJENA UNAPRIJEĐENOG MODELA POUZDANOSTI VJETROELEKTRANE

U poglavlju 5.2 ove disertacije opisani su statistički podaci o intenzitetima i trajanjima zastoja vjetroelektrana. U nastavku disertacije, u ovom poglavlju, napravit će se proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane. Prvi proračun napravit će se na temelju podataka opisanih u poglavlju 5.2.2 koji se odnose na vjetroelektrane u Njemačkoj i koji su temeljeni na WMEP bazi. Razlog zbog kojega su odabrani ti podaci za proračun je da se ti podaci temelje na 17 godišnjem razdoblju istraživanja (primjerice podaci o radu vjetroelektrana u Švedskoj i Finskoj prikazani u poglavljima 5.2.3 i 5.2.4 odnose se na četverogodišnje istraživanje od 2000. – 2004.). Drugi razlog je što ti podaci koji su obrađeni u [68] daju detaljnije informacije o intenzitetima i trajanju zastoja pojedinih komponenti. Stoga je zaključeno da primjer proračuna na temelju tih podataka može dati kvalitetna saznanja o utjecaju pojedinih komponenti na očekivanu neisporučenu energiju vjetroelektrana kao i na njezinu raspoloživost.

Drugi proračun koji će se napraviti u ovom poglavlju temeljit će se na podacima opisanim u poglavljima 5.2.5, 5.3.1.1 – 5.3.1.4 koji su dobiveni na temelju LWK baze podataka kako je to opisano u prethodnim poglavljima. Kako je ranije opisano, prema [6] konfiguracijski koncepti vjetroelektrana mogu se svrstati u četiri osnovna tipa A, B, C i D s ciljem da bi se analizom detaljnog utjecaja pojedinog konfiguracijskog tipa vjetroelektrane na pokazatelje pouzdanosti primjenom unaprijeđenog modela koji je ranije opisan, upotpunio znanstveni doprinos.

6.1 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za podatke prema WMEP bazi.

U ovom primjeru primijenit će se unaprijeđeni model vjetroelektrane za podatke prema WMEP bazi, kako je to prethodno navedeno, u poglavlju 5.2.2. U tablici 6.1 prikazani su podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane. Vjetroelektrana za koju će se primijeniti unaprijeđeni model ima sljedeće podatke: $P_r=2$ MW, $v_{ci}=5$ m/s, $v_r=12$ m/s i $v_{co}=25$ m/s. Za svaku komponentu vjetroelektrane podaci o intenzitetu zastoja i trajanju zastoja prema [68] podijeljeni su na kraće i dulje zastoje. Iako su ti podaci ranije prikazani na slici 5.21, ovdje se zbog preglednosti ponovno prikazuju.

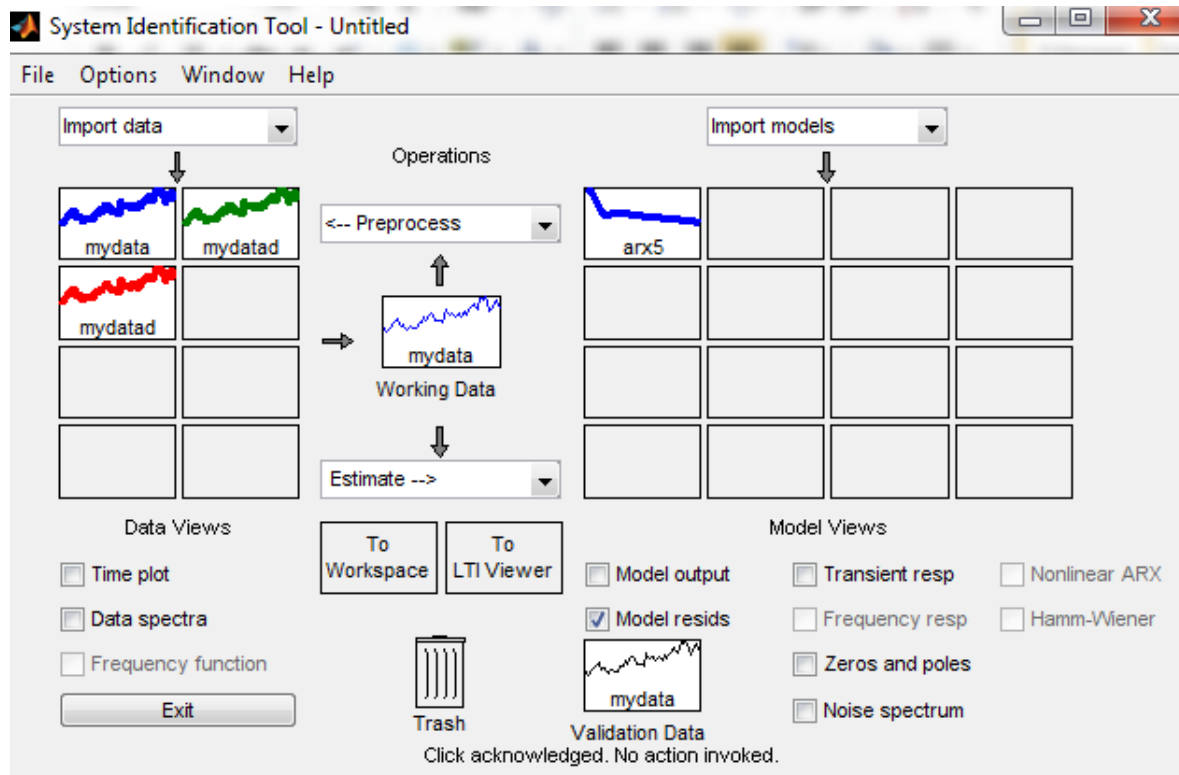
Tablica 6.1. Intenziteti zastoja i trajanje zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane prema [68]

Komponenta	vrsta kvara	Intenzitet zastoja [1/god]	Srednje trajanje zastoja [h]
Električni sustavi	kraći	0,45	4,08
	dulji	0,12	157,2
Elektronički sustavi upravljanja	kraći	0,34	3,60
	dulji	0,09	164,9
Senzori	kraći	0,20	3,84
	dulji	0,05	153,8
Hidraulički sustavi	kraći	0,18	4,32
	dulji	0,05	142,3
Mehanizam za zakretanje	kraći	0,13	3,84
	dulji	0,05	242,2
Glavčina	kraći	0,12	4,32
	dulji	0,06	262,3
Mehanička kočnica	kraći	0,11	3,84
	dulji	0,03	313,9
Lopaticice rotora	kraći	0,09	4,32
	dulji	0,02	284,6
Prijenosnik	kraći	0,06	4,08
	dulji	0,03	441,1
Generator	kraći	0,07	3,60
	dulji	0,04	344,2
Nosiva konstrukcija/kućište	kraći	0,08	3,36
	dulji	0,02	672,2
Pogonski mehanizam	kraći	0,03	4,08
	dulji	0,02	371,3

Ukoliko se pogleda blok dijagram unaprijeđenog modela vjetroelektrane koji je prikazan na slici 5.34, može se vidjeti da je prvi korak unos podataka ili se odabire konfiguracijski koncept za kojeg se želi vršiti proračun. Budući da se u ovom slučaju ne radi o proračunu za određeni konfiguracijski koncept, nego se radi proračun na temelju srednjih podataka dostupnih prema WMEP bazi [68], tada se unose podaci prikazani u tablici 6.1.

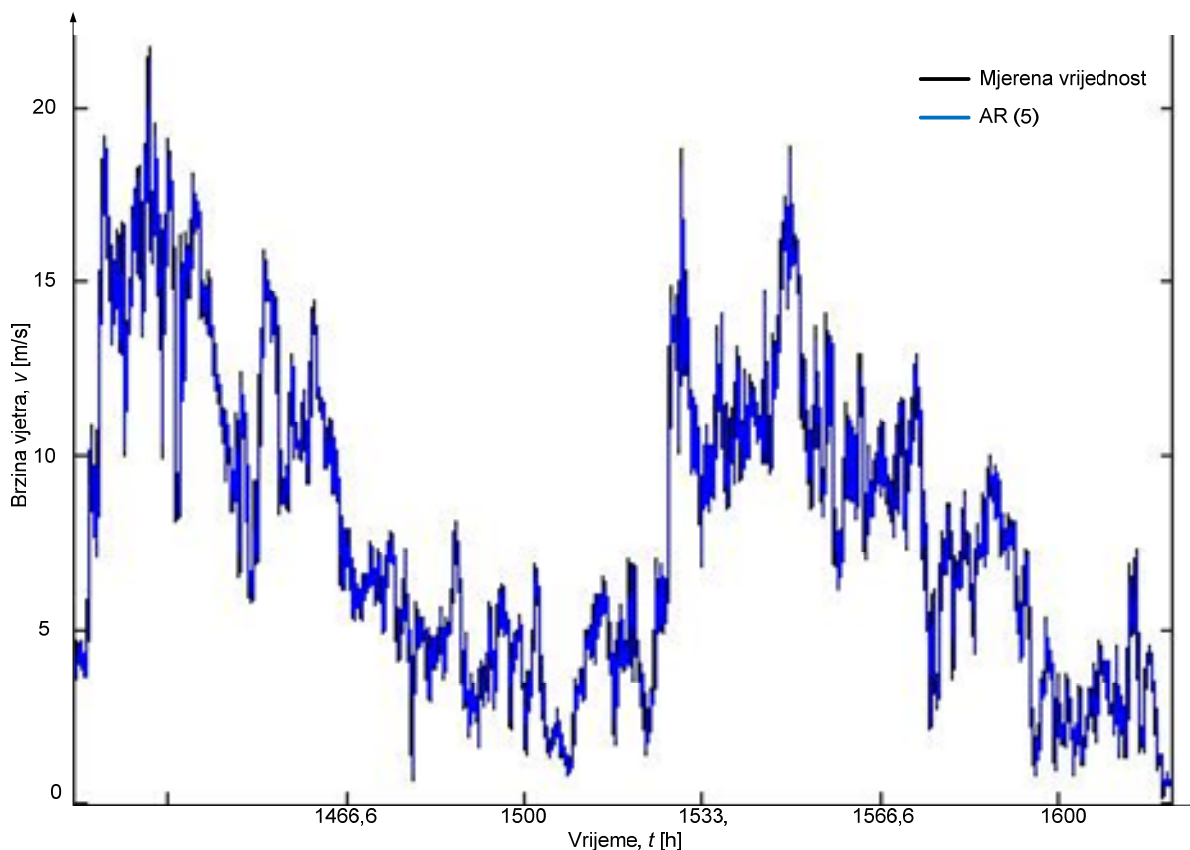
Sljedeći je korak unos podataka o brzini vjetra. Model brzine vjetra temeljit će se na realnim mjernim podacima za lokaciju Pusto Polje koji su dostupni prema [49]. Prema [49] dostupni su mjereni podaci o 10-minutnim vrijednostima brzine vjetra (srednja i maksimalna) za razdoblje od 1.6.2007. pa do 30.4.2011. godine. Prvi je korak dobivanje ARMA modela brzine vjetra na temelju opisanih podataka. ARMA

model brzine vjetra detaljnije je opisan u poglavlju 4. Dobivanje parametara ARMA modela brzine vrši se pomoću MATLAB toolbox-a "*System Identification Tool*". Na slici 6.1 prikazan je dijaloški okvir "*System Identification Tool*".



Slika 6.1. Dijaloški okvir "*System Identification Tool*"

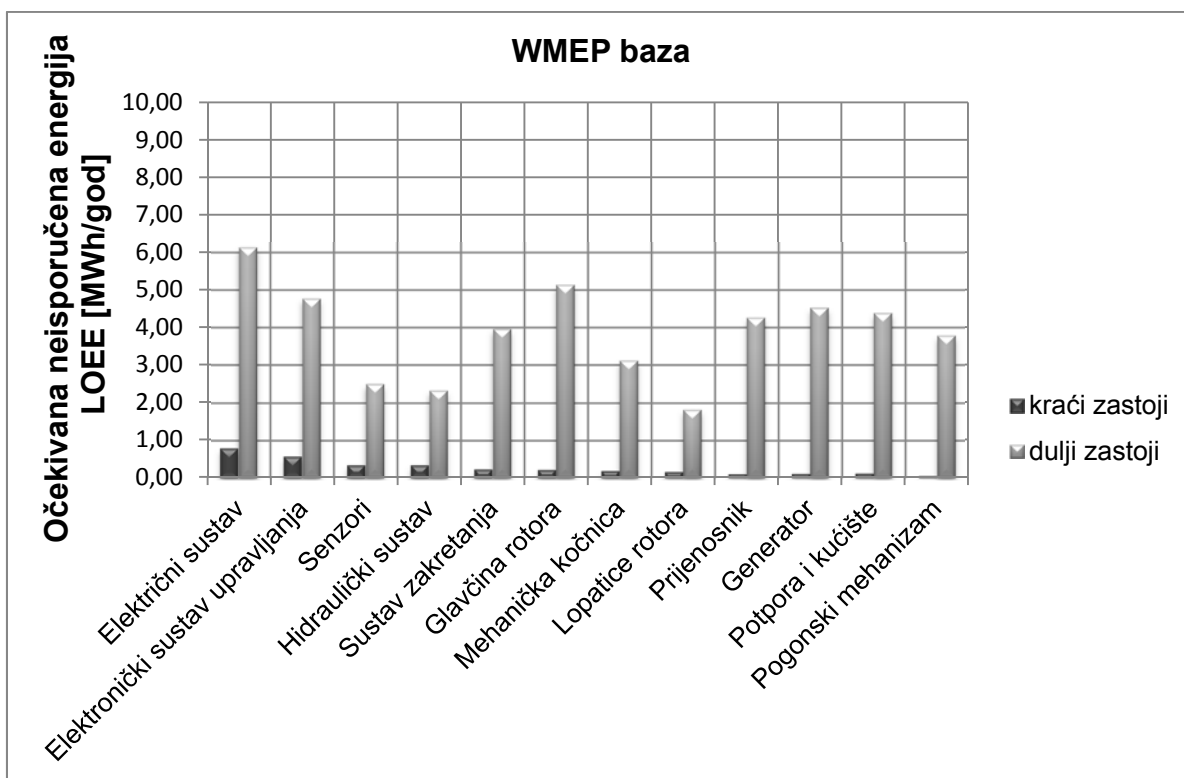
Za model brzine vjetra pomoću "*System Identification Tool*" dobije se ARMA model ARMA(5,0) koji se onda skraćeno može napisati kao AR(5). Na slici 6.2 prikazan je dio sekvence brzine vjetra. Crnom bojom prikazane su stvarne mjerene vrijednosti brzine vjetra dok su plavom bojom prikazane simulirane vrijednosti brzine vjetra pomoću AR(5) modela. Dobiveni autoregresivni parametri AR (5) modela su: $\Phi_1= 0,9635$, $\Phi_2=- 0,06591$, $\Phi_3=0,03536$, $\Phi_4=0,0042$ i $\Phi_5=0,05521$. Nakon što su dobiveni parametri ARMA modela, oni se zatim unose u unaprijeđeni model vjetroelektrane (u razvijeni software) te se na temelju toga dobiva model brzine vjetra koji se koristi u Monte Carlo simulaciji kako je to opisano ranije.



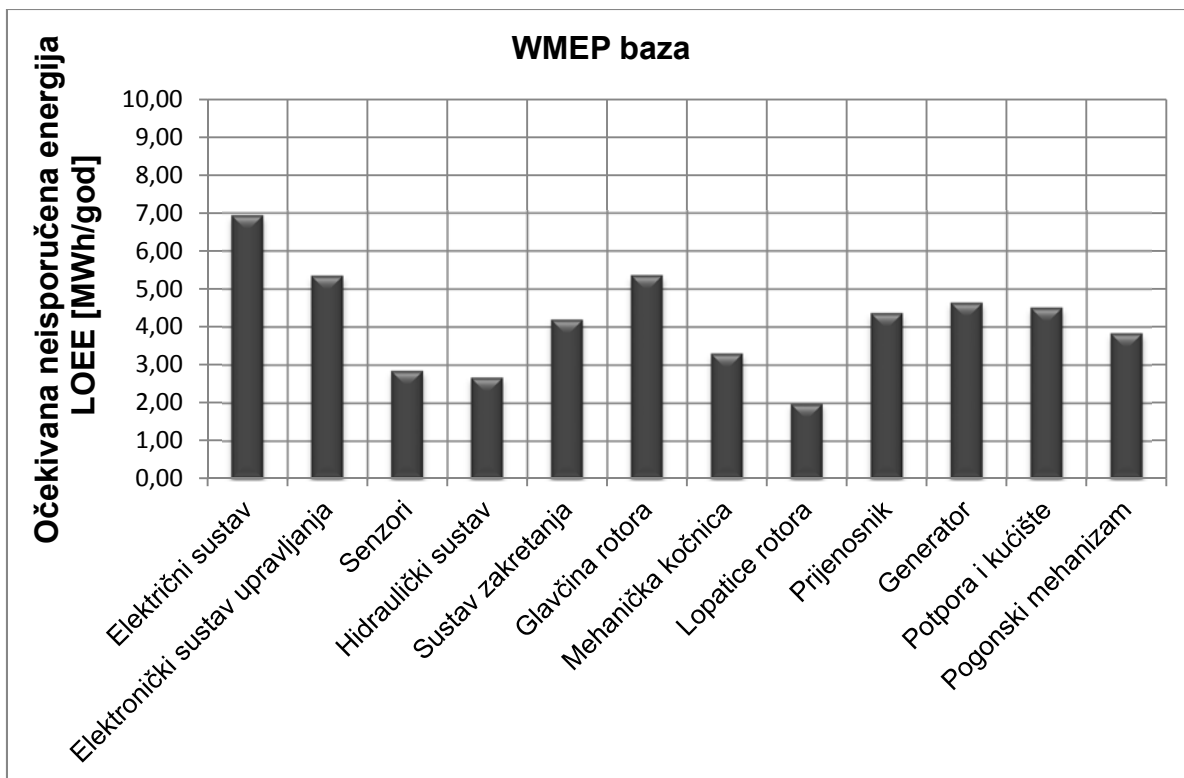
Slika 6.2. Primjer sekvence simulirane brzine vjetra

Nakon što je uspostavljen model brzine vjetra pristupa se sekvencijalnoj Monte Carlo simulaciji. Za kriterij konvergencije postavljena je zahtijevana razina točnosti $\alpha=0,05$. Kriteriji konvergencije detaljnije su opisani u poglavlju 5.3.5.

Nakon provedene sekvencijalne Monte Carlo simulacije dobivaju se pokazatelji pouzdanosti vjetroelektrane na temelju podataka o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja prema WMEP bazi. Na slici 6.3 prikazana je očekivana neisporučena energija zbog zastoja pojedinih komponenti elektrane. Prikazana je očekivana neisporučena energija uslijed kraćih i duljih zastoja prema podacima o intenzitetima i trajanju zastoja iz WMEP baze. Na slici 6.4 prikazan je ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju. Sa slika 6.3. i 6.4 može se vidjeti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji vjetroelektrane imaju zastoji električnog sustava, zatim zastoji glavčine rotora, elektroničkog sustava upravljanja te generatora. Najmanji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji lopatica rotora, hidrauličkog sustava te zastoji senzora. Iako te navedene komponente imaju ukupno relativno velik intenzitet zastoja (0,58 1/god), njihov ukupni doprinos u očekivanoj neisporučenoj energiji iznosi 15,05%.

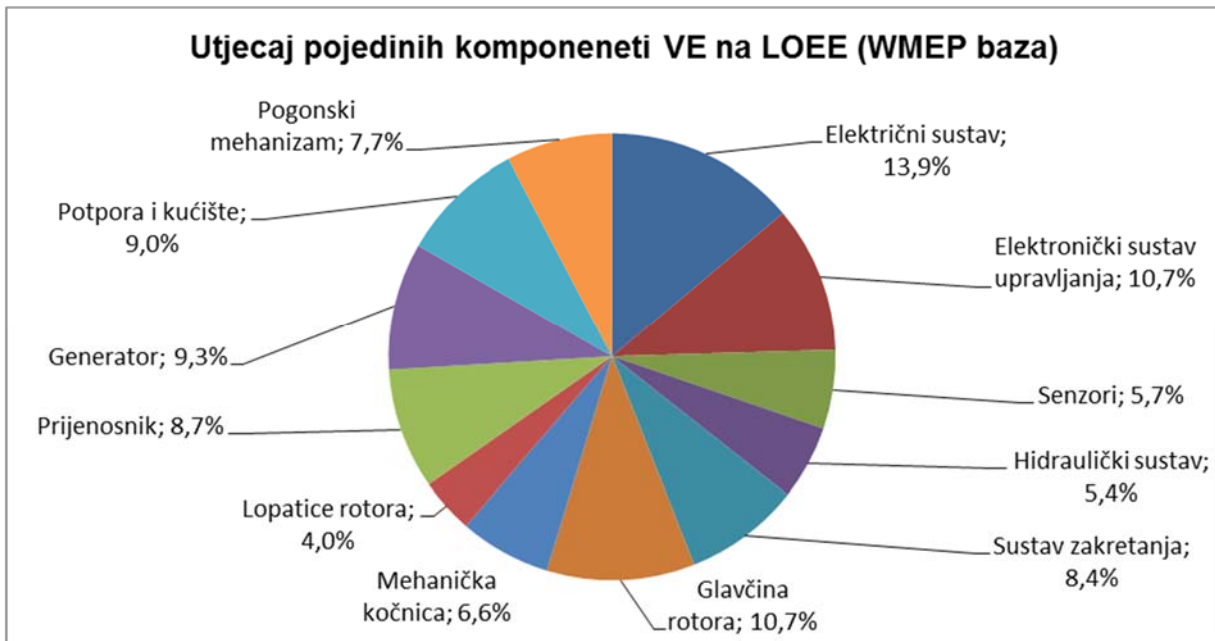


Slika 6.3. Utjecaj kraćih i duljih zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima WMEP baze

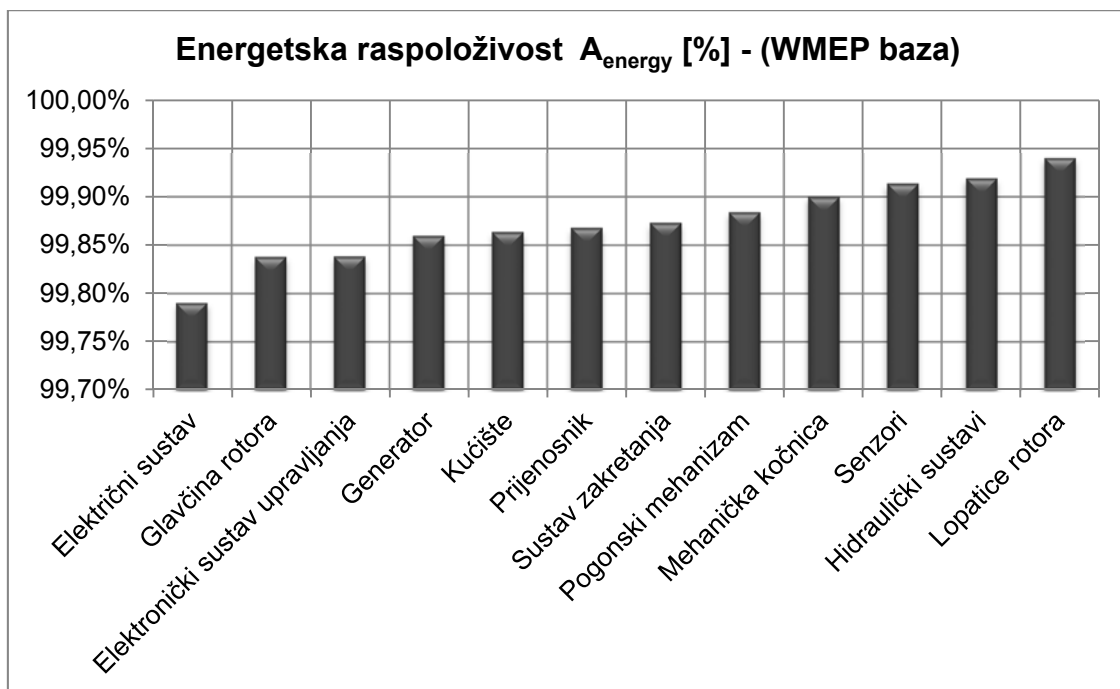


Slika 6.4. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima WMEP baze

Na slici 6.5 prikazan je udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju.



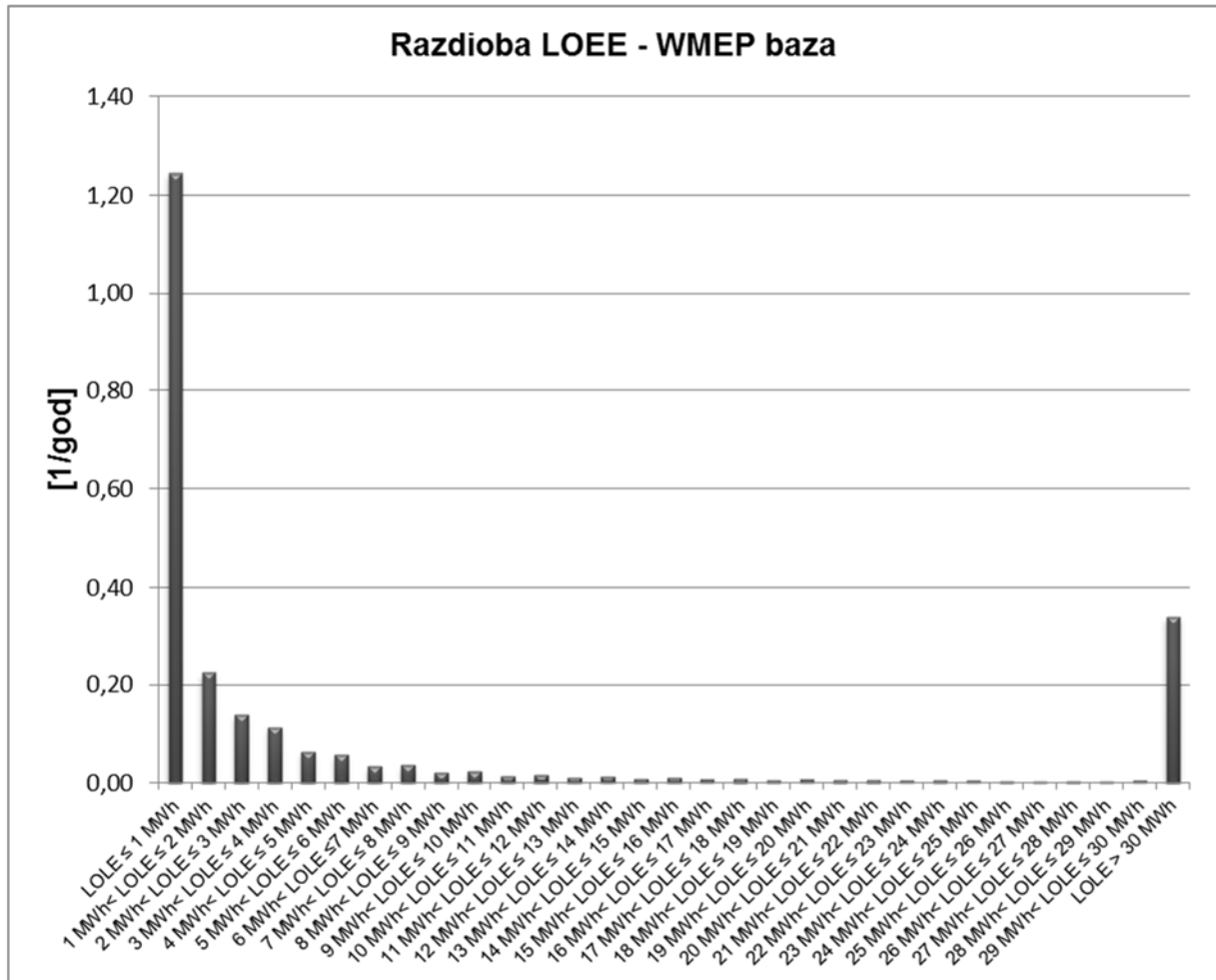
Slika 6.5. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju



Slika 6.6. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}

Na slici 6.6. prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy} . Sa slike 6.6 može se zaključiti da najmanji utjecaj na energetska raspoloživost vjetroelektrane imaju zastoji lopatica

rotora, zatim zastoji hidrauličkog sustava, dok najveći utjecaj na energetska raspoloživost vjetroelektrane imaju zastoji električnog sustava, zatim zastoji glavčine rotora, elektroničkog sustava upravljanja, generatora itd. Npr., ukoliko bi se samo promatrali zastoji električnog sustava, energetska raspoloživost vjetroelektrane bi bila 99,78%.

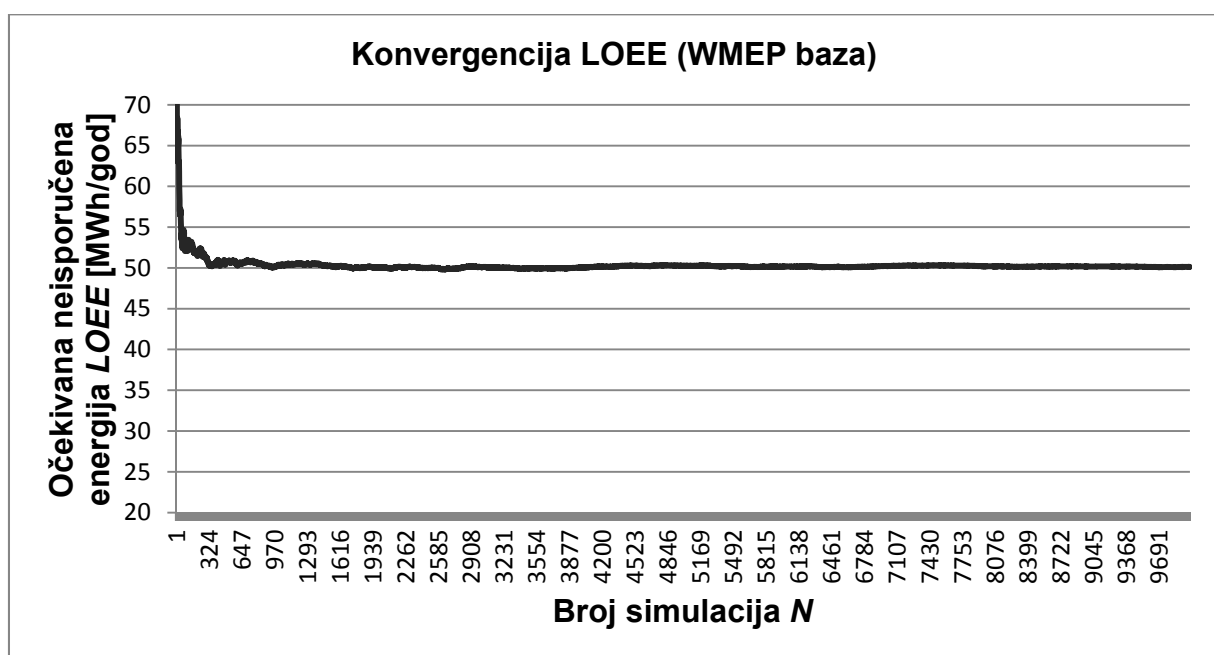


Slika 6.7. Razdioba očekivane neisporučene energije LOEE

Na slici 6.7 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije vjetroelektrane. Sa slike 6.7 može se primijetiti da najveći dio zastoja (1,24 1/god) ima očekivanu neisporučenu energiju manju od 1 MWh/zastoj. Očekivanu neisporučenu energiju manju od 10 MWh/zastoj ima 1,96 zastoja godišnje, između 10 MWh/zastoj i 20 MWh/zastoj ima 0,11 zastoja godišnje, između 20 MWh/zastoj i 30 MWh/zastoj ima 0,06 zastoja godišnje, a veću od 30 MWh/zastoj ima 0,34 zastoja godišnje.

Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane pokazalo se da je srednji intenzitet zastoja 2,47 1/god. Od toga 75,92% zastoja su kraći zastoji i oni su odgovorni za 6,60% ukupne očekivane neisporučene energije. 24,08% zastoja su dulji zastoji i oni su odgovorni za 93,40% očekivane neisporučene energije. Ukupna očekivana neisporučena energija iznosi 50,08 MWh/god te daje očekivanu energetska raspoloživost vjetroelektrane $A_{\text{energy}}=98,49\%$. Očekivana teorijska proizvedena električna energija iznosi $W_{\text{god}}=3305$ MWh/god. Prednost je unaprijeđenog modela vjetroelektrane u odnosu na dosad razvijene modele u tome što daje detaljniji proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane. Primjerice, dosadašnji su modeli pouzdanosti vjetroelektrane dali samo podatke o cjelokupnoj vjetroelektrani ,kao što su očekivana neisporučena energija i raspoloživost, dok s druge strane unaprijeđeni model vjetroelektrane može dati utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju, raspoloživost vjetroelektrane, kako za cjelokupnu vjetroelektranu tako i utjecaj pojedinih komponenti na raspoloživost. Također, prednost je ovog unaprijeđenog modela vjetroelektrane mogućnost davanja razdiobe nekih od pokazatelja pouzdanosti (npr. očekivane neisporučene energije).

Na slici 6.8 prikazana je konvergencija očekivane neisporučene energije za zadane parametre točnosti konvergencije koji su opisani ranije.

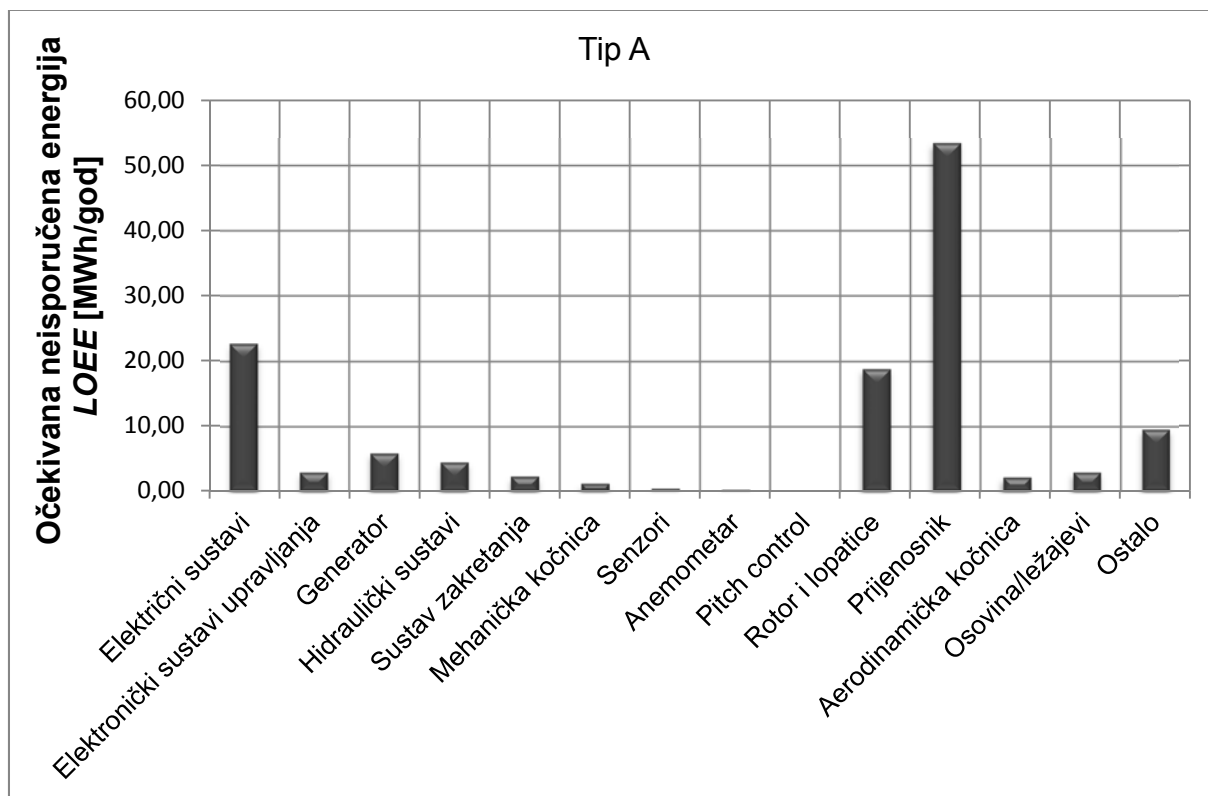


Slika 6.8. Konvergencija očekivane neisporučene energije

6.2 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A

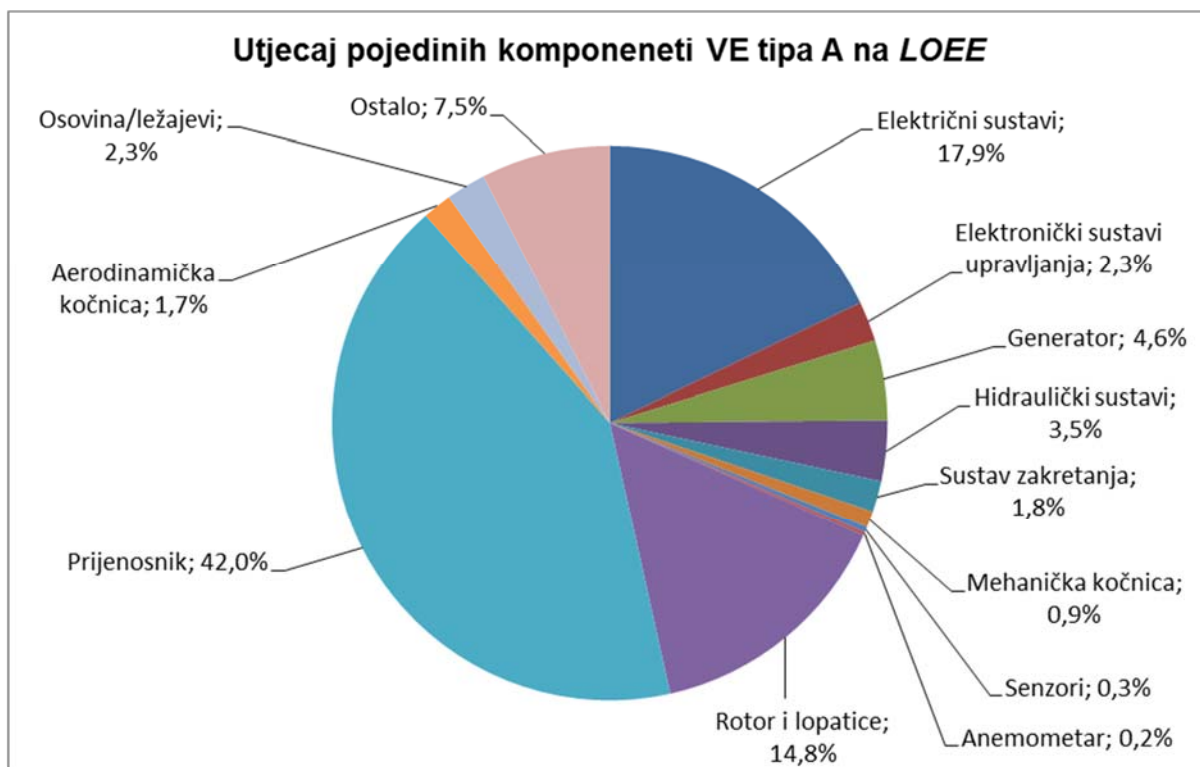
U ovom primjeru, unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenit će se za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa A. Podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A već su ranije prikazani u tablici 5.3. To su podaci dobiveni iz LWK baze za vjetroelektranu Nordex N52/N54 koja je tipična vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A. Vjetroelektrana za koju će se primijeniti unaprijeđeni model vjetroelektrane ima sljedeće podatke: $P_r=2$ MW, $v_{ci}=5$ m/s, $v_r=12$ m/s i $v_{co}=25$ m/s. I u ovom primjeru koristit će se isti podaci o brzini vjetra i model brzine vjetra kao i u prethodnom primjeru. Primjer sekvence brzine vjetra prikazan je na slici 6.2.

Nakon što su uneseni svi potrebni podaci, pristupa se Monte Carlo simulaciji. Prvo se određuje utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na očekivanu neisporučenu energiju. Na slici 6.9 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na očekivanu neisporučenu energiju. Sa slike 6.9 može se vidjeti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji ima zastoj prijenosnika koji ujedno ima i najveći intenzitet zastoja. Nakon prijenosnika, najveći doprinos ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji električnog sustava, te zastoji rotora i lopatica. Zastoji ovih triju komponenti (prijenosnik, električni sustavi i rotor) čine oko 48% svih zastoja vjetroelektrane, ali su odgovorni za oko 75% očekivane neisporučene energije, dok je s druge strane ostalih 52% zastoja odgovorno za samo oko 25% očekivane neisporučene energije.



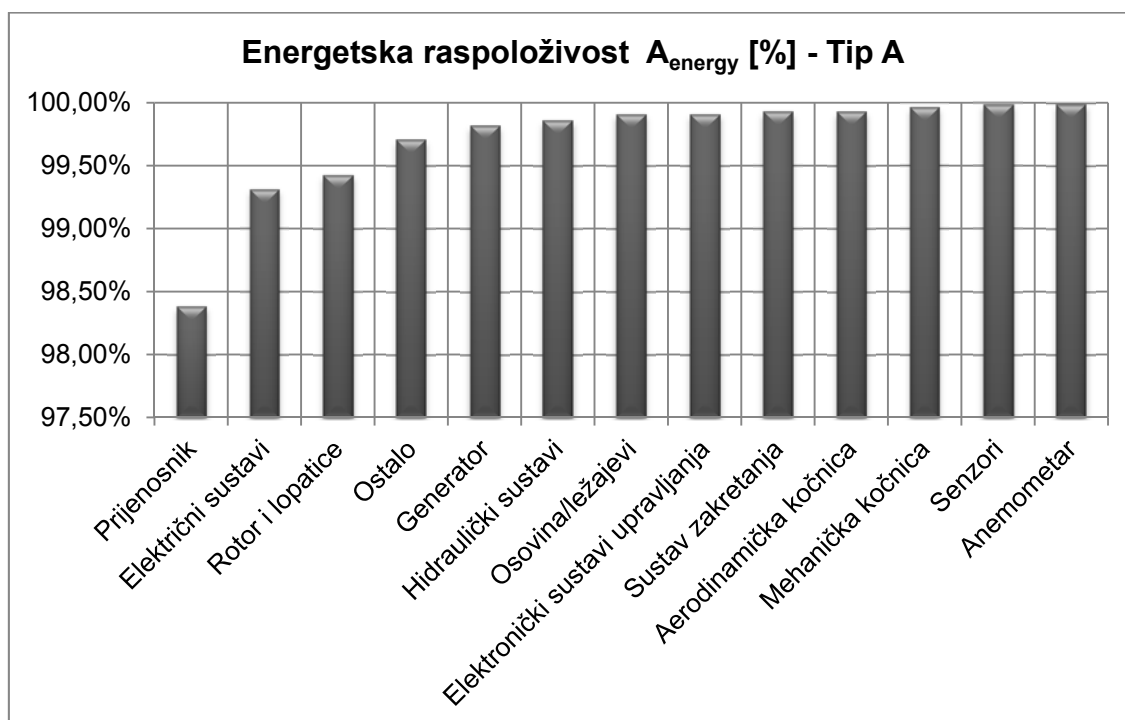
Slika 6.9. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze

Na slici 6.10 prikazan je udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A u ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji. Sa slike 6.10 može se također primijetiti da zastoji pretežito mehaničkih komponenti (prijenosnik, hidraulički sustav, sustav zakretanja, osovina/ležajevi, mehanička kočnica, rotor i lopatice...) vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa A imaju najveći utjecaj na očekivanu neisporučenu energiju. Prema tome, može se zaključiti da su mehanički zastoji vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa A odgovorni za oko 65% očekivane neisporučene energije *LOEE*, dok su s druge strane zastoji pretežito električnih komponenti (električni sustav, elektronički sustav upravljanja i generator) odgovorni za oko 24% očekivane neisporučene energije *LOEE*.

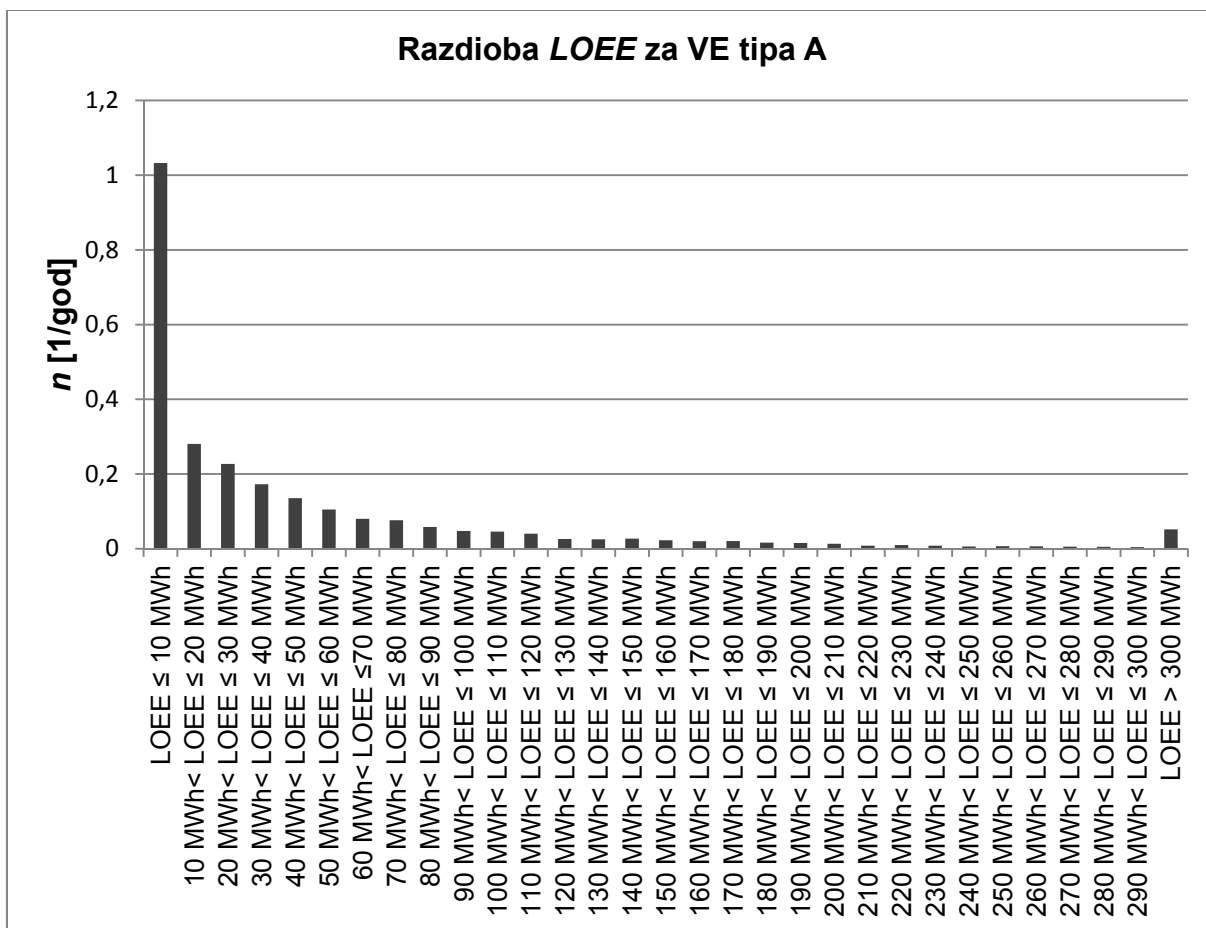


Slika 6.10. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju

Na slici 6.11 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na energetska raspoloživost same vjetroelektrane A_{energy} .



Slika 6.11. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip A na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}

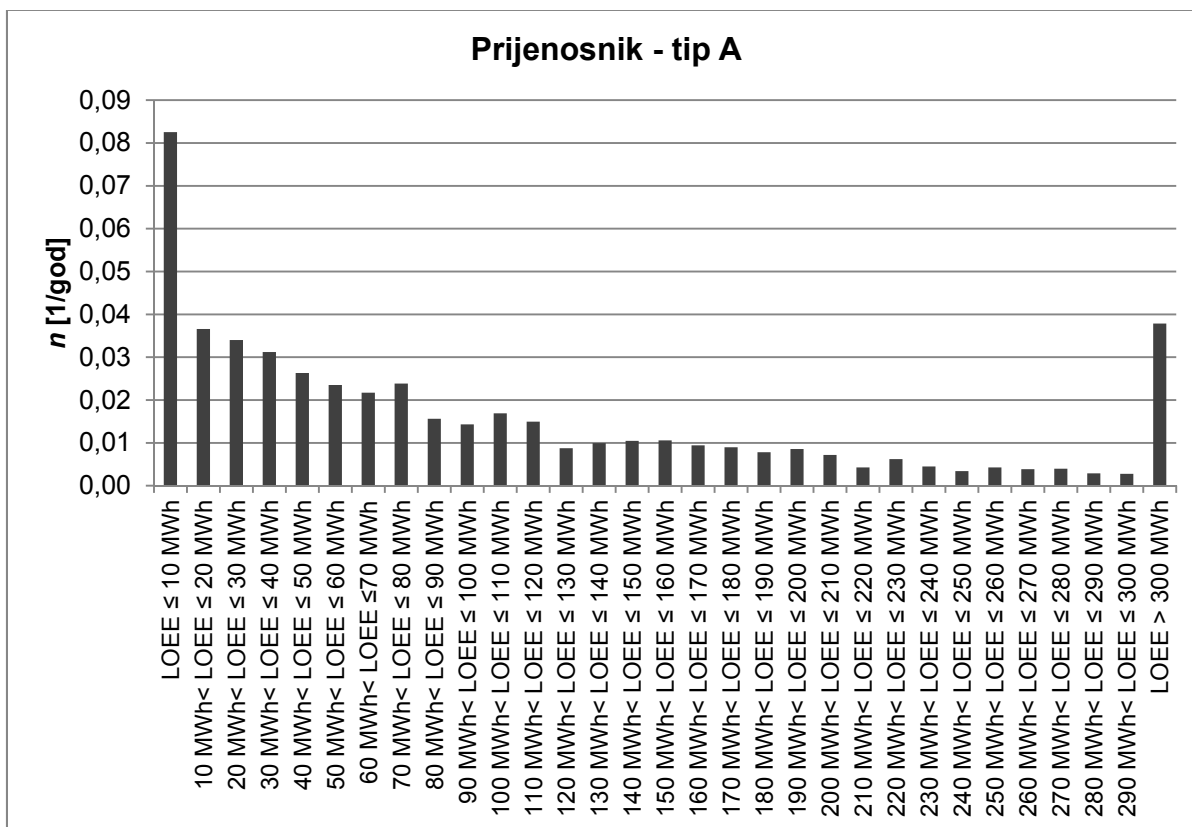


Slika 6.12. Razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A

Na slici 6.12 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A. Sa slike 6.12 može se vidjeti da će očekivanu neisporučenu energiju manju od 10 MWh/zastoj imati 1,03 zastoj/god, odnosno oko 39% zastoja godišnje. Očekivanu neisporučenu energiju između 10 MWh/zastoj i 100 MWh/zastoj imati će 1,18 zastoj/god, između 100 MWh/zastoj i 200 MWh/zastoj 0,26 zastoj/god, između 200 MWh/zastoj i 300 MWh/zastoj 0,074 zastoj/god, a veću od 300 MWh/zastoj 0,051 zastoj/god.

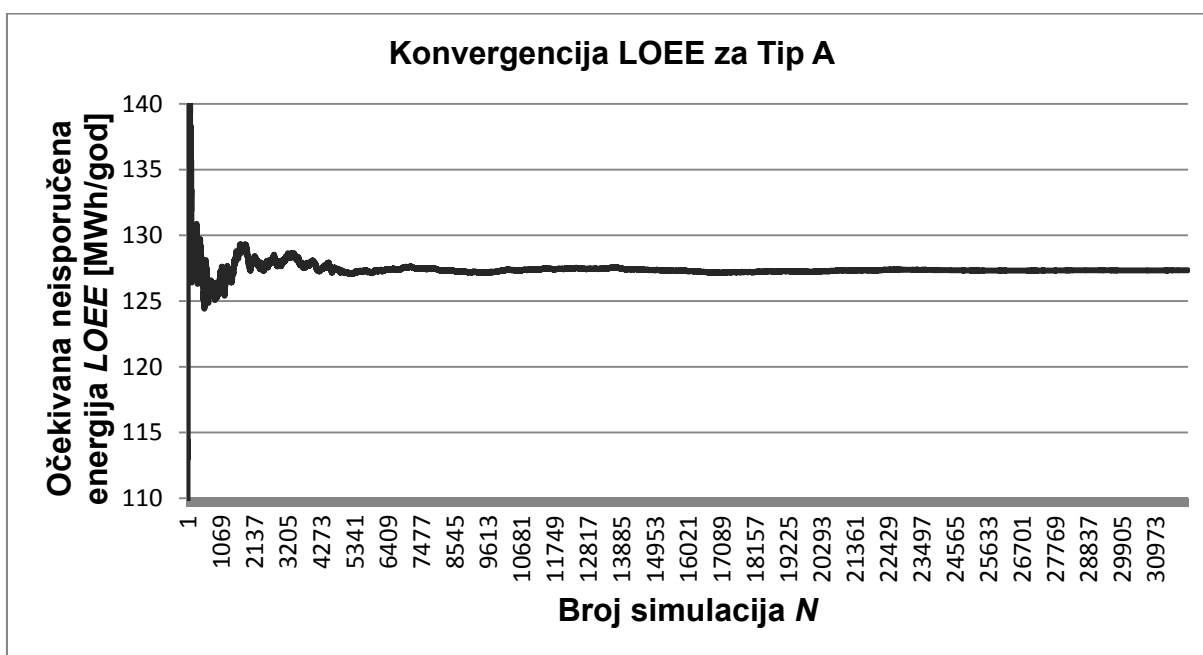
Na slici 6.13 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije zbog zastoja najnepouzdanije komponente vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, tj. prijenosnika.

Sa slike 6.13 može se odrediti da 0,19 zastoj/god, odnosno oko 40% zastoja prijenosnika ima očekivanu neisporučenu energiju po zastoju veću 100 MWh/zastoj, a oko 8% zastoja prijenosnika ima očekivanu neisporučenu energiju po zastoju veću od 300 MWh/zastoj.



Slika 6.13. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje prijenosnika vjetroelektrane tipa A

Na slici 6.14 prikazana je konvergencija očekivane neisporučene energije *LOEE* za zadane parametre točnosti konvergencije koji su opisani ranije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A.



Slika 6.14. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A

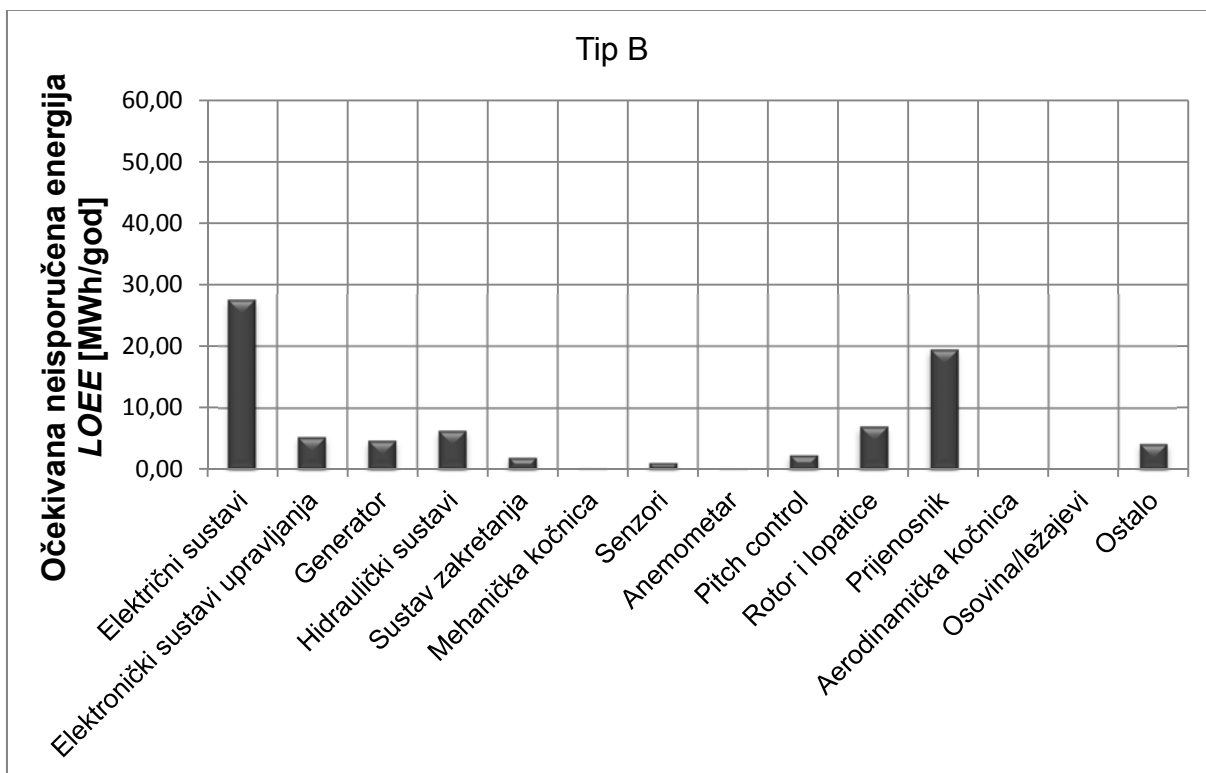
Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A pokazalo se da je srednji intenzitet zastoja 2,60 1/god. Ukupna očekivana neisporučena energija iznosi 127,34 MWh/god te daje očekivanu energetska raspoloživost vjetroelektrane $A_{\text{energy}}=96,15\%$. Očekivana teorijska proizvedena električna energija iznosi $W_{\text{god}}=3305$ MWh/god. Najnepouzdanija je komponenta vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A prijenosnik.

6.3 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B

U ovom primjeru, unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenit će se za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa B. Podaci o intenzitetima zastoja i trajanju zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B već su ranije prikazani u tablici 5.4. To su podaci dobiveni iz LWK baze za vjetroelektranu Vestas V39 koja je tipična vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B. Vjetroelektrana za koju će se primijeniti unaprijeđeni model vjetroelektrane ima sljedeće podatke: $P_r=2$ MW, $v_{ci}=5$ m/s, $v_r=12$ m/s i $v_{co}=25$ m/s. I u ovom primjeru koristit će se isti podaci o brzini vjetra i model brzine vjetra kao i u prethodnim primjerima. Primjer sekvence brzine vjetra prikazan je na slici 6.2.

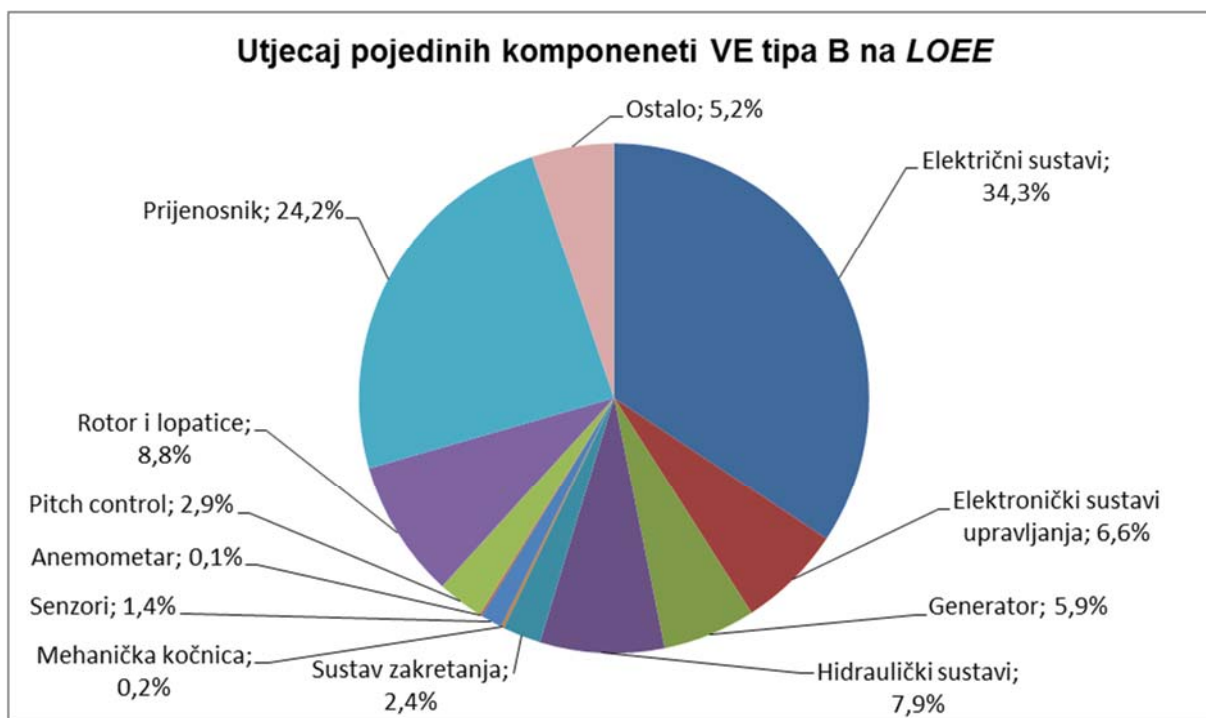
Nakon što su uneseni svi potrebni podaci, pristupa se Monte Carlo simulaciji. Prvo se određuje utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tip B na očekivanu neisporučenu energiju. Na slici 6.15 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na očekivanu neisporučenu energiju. Sa slike 6.15 može se vidjeti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B imaju zastoji električnog sustava, prijenosnik, rotor i lopatice te hidraulički sustav. Električni sustav ima najveći intenzitet zastoja. Može se primijetiti da zastoji sustava elektroničkog upravljanja, koji ima drugi najveći intenzitet zastoja, odmah iza električnog sustava, imaju značajno manji doprinos u ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji.

Zastoji električnog sustava i zastoji prijenosnika čine oko 28% svih zastoja, dok su s druge strane zastoji tih komponenata odgovorni za skoro 60% očekivane neisporučene energije, dok s druge strane zastoji preostalih komponenti čine oko 72% zastoja, ali su odgovorni za oko 40% očekivane neisporučene energije vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B.



Slika 6.15. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze

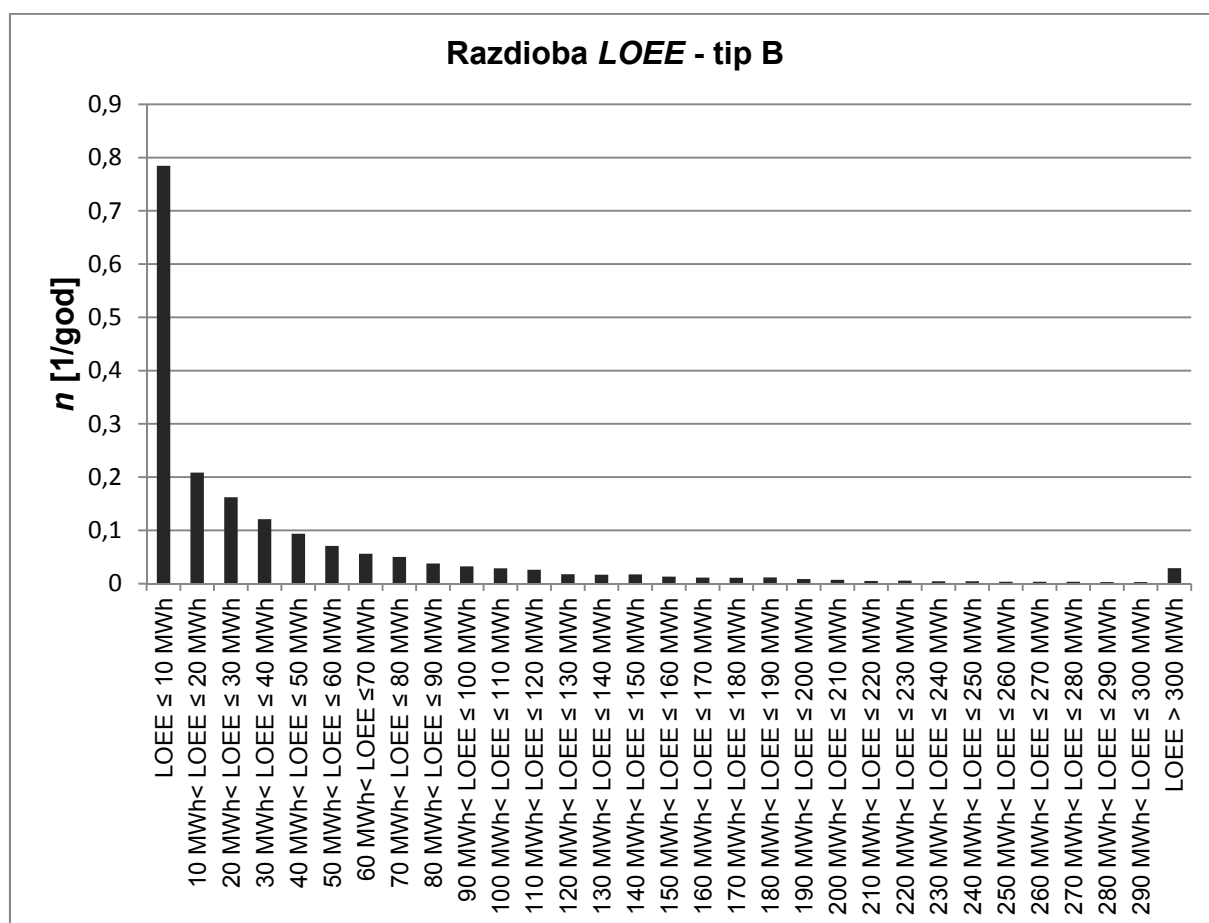
Na slici 6.16 prikazan je udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B u ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji.



Slika 6.16. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju

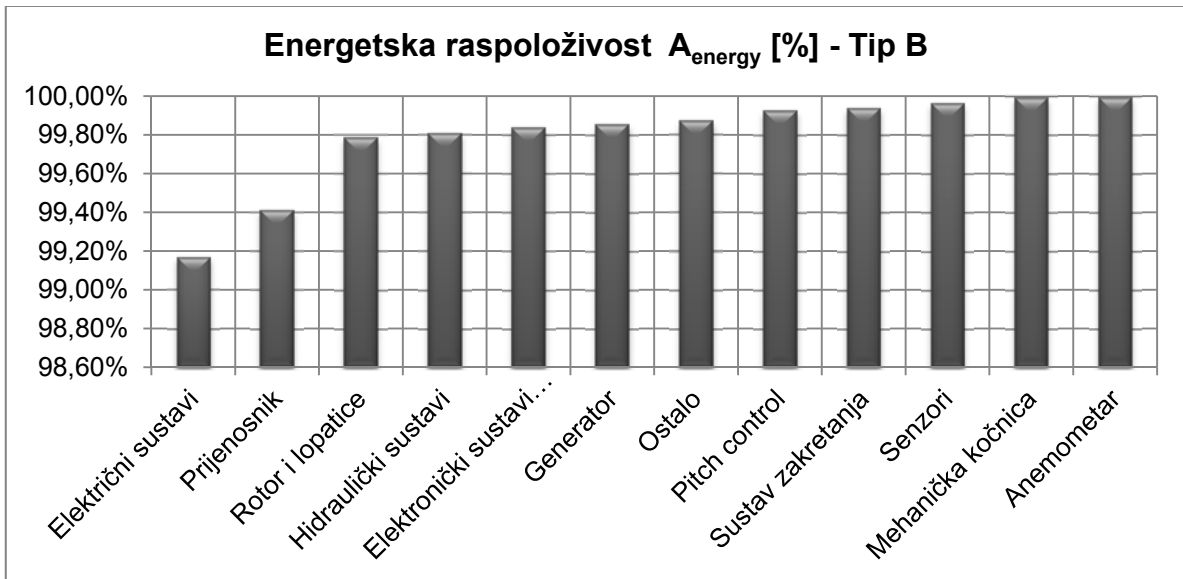
Sa slike 6.16 može se primijetiti da su zastoji pretežito mehaničkih komponenti (prijenosnik, rotor i lopatice, sustav zakretanja, hidraulički sustav...) odgovorni za oko 46,51% očekivane neisporučene energije *LOEE*, dok su s druge strane pretežito električne komponente (električni sustav, elektronički sustav upravljanja i generator) odgovorne za oko 43,3% očekivane neisporučene energije *LOEE*.

Na slici 6.17 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B. Sa slike 6.17 može se vidjeti da će očekivanu neisporučenu energiju manju od 10 MWh/zastoj imati 0,78 zastoj/god, odnosno oko 42% zastoja godišnje. Očekivanu neisporučenu energiju između 10 MWh/zastoj i 100 MWh/zastoj imat će 0,83 zastoj/god, između 100 MWh/zastoj i 200 MWh/zastoj 0,16 zastoj/god, između 200 MWh/zastoj i 300 MWh/zastoj 0,043 zastoj/god, a veću od 300 MWh/zastoj 0,029 zastoj/god.



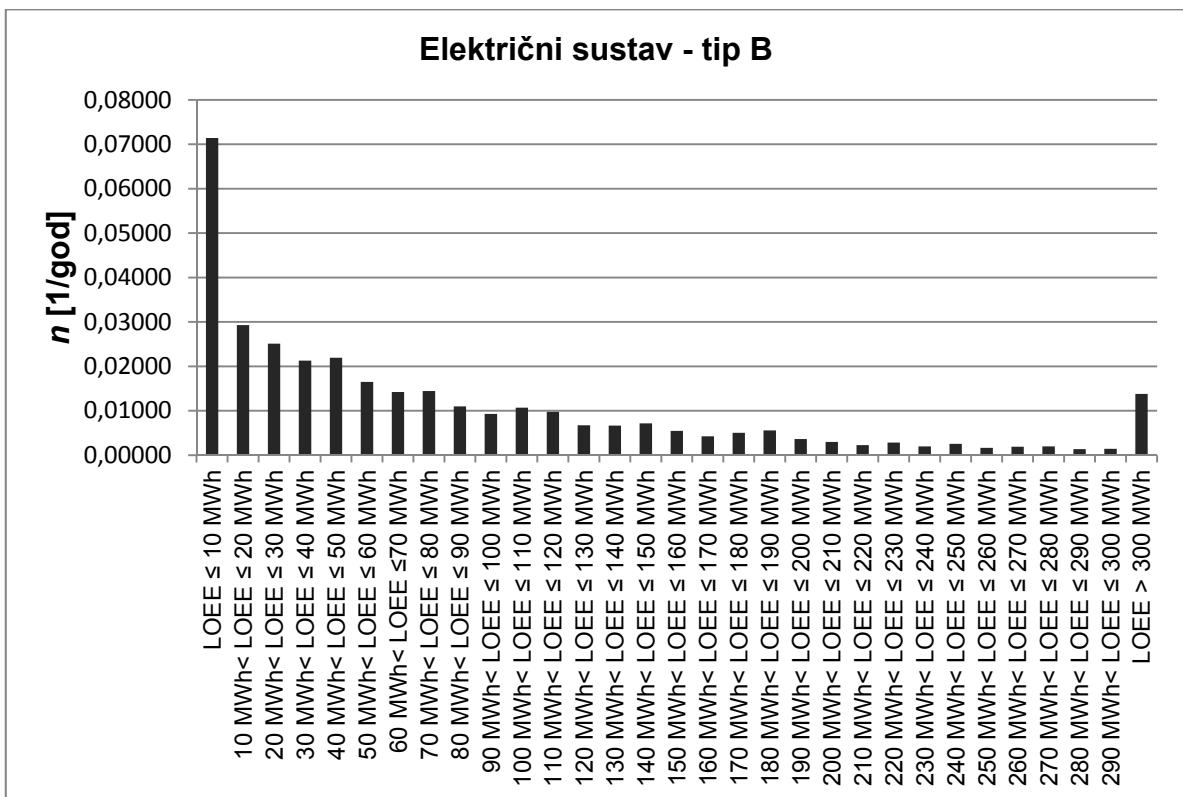
Slika 6.17. Razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B

Na slici 6.18 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na energetska raspoloživost same vjetroelektrane A_{energy} .



Slika 6.18. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip B na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}

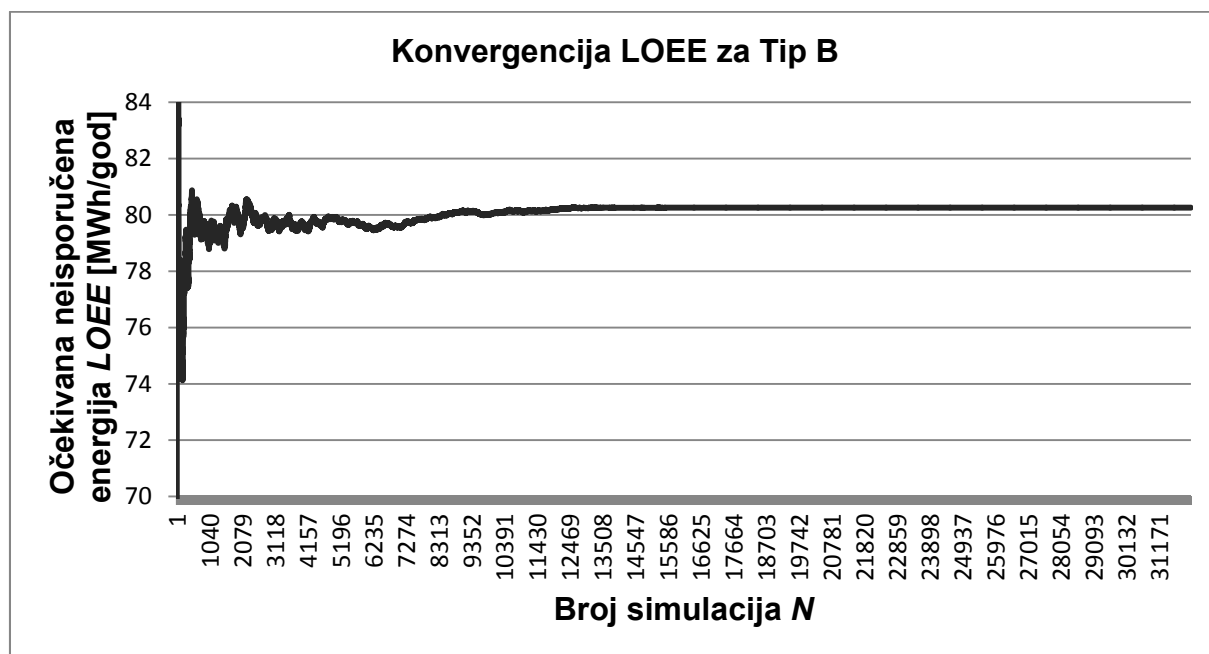
Na slici 6.19 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje najnepouzdanije komponente vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B, tj. električnog sustava.



Slika 6.19. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje električnog sustava vjetroelektrane tipa B

Sa slike 6.19 može se primijetiti da 0,071 zastoja/god, odnosno oko 21% zastoja električnog sustava ima očekivanu neisporučenu energiju po zastoju manju od 10 MWh/zastoj, a oko 70% zastoja električnog sustava ima očekivanu neisporučenu energiju po zastoju manju od 100 MWh/zastoj.

Na slici 6.20 prikazana je konvergencija očekivane neisporučene energije *LOEE* za zadane parametre točnosti konvergencije koji su opisani ranije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B.



Slika 6.20. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B

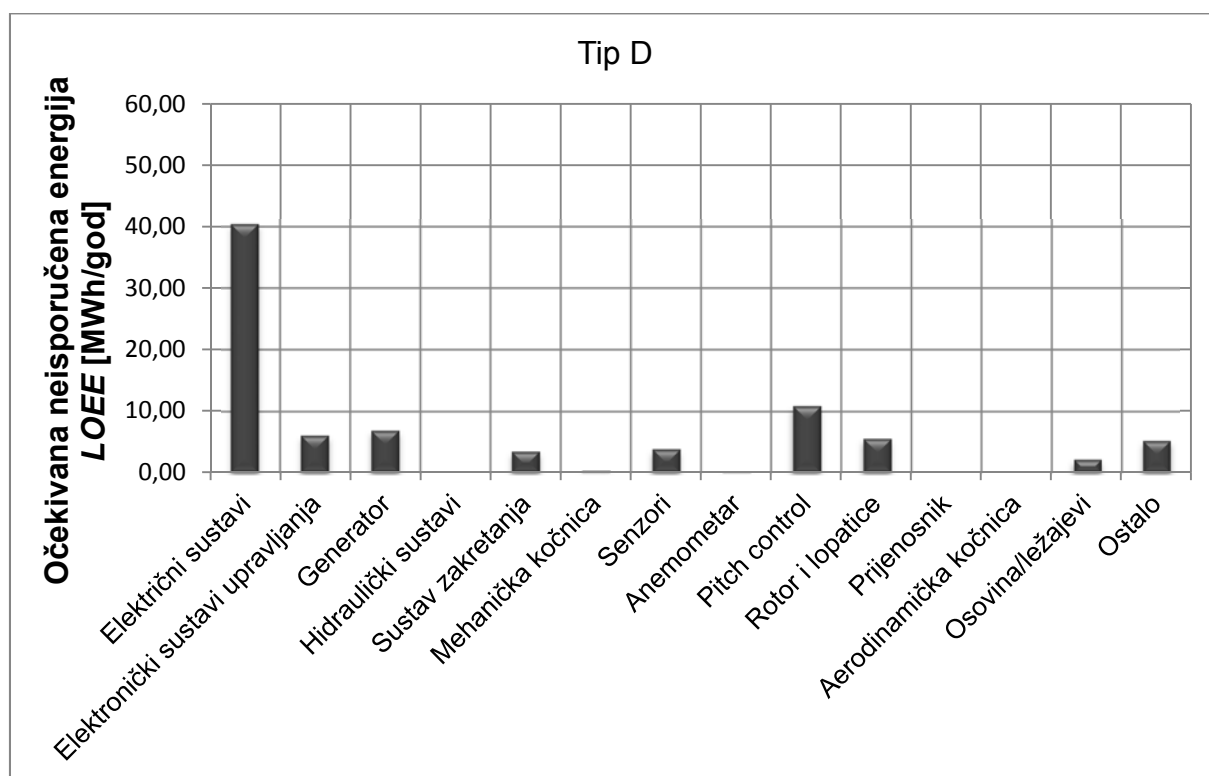
Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B pokazalo se da je srednji intenzitet zastoja 1,86 1/god. Ukupna očekivana neisporučena energija iznosi 80,25 MWh/god te daje očekivanu energetska raspoloživost vjetroelektrane $A_{\text{energy}}=97,57\%$. Očekivana teorijska proizvedena električna energija iznosi $W_{\text{god}}=3305$ MWh/god. Najnepouzdanija komponenta vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B električni je sustav.

6.4 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D

U ovom primjeru unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenit će se za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa D koji nema

prijenosnik za razliku od ostalih triju tipova koji imaju prijenosnik. Tipični je predstavnik konfiguracijskog koncepta tipa D vjetroelektrana Enercon E66 čiji su podaci o intenzitetima i trajanjima zastoja na temelju LWK baze prikazani u tablici 5.6. Konfiguracijski koncept tipa D opisan je ranije u poglavlju 5.3.1.4. I u ovom primjeru, kao i u prethodnim primjerima radi lakše usporedbe, za vjetroelektranu su predviđeni podaci: $P_r=2$ MW, $v_{ci}=5$ m/s, $v_r=12$ m/s i $v_{co}=25$ m/s. I u ovom primjeru koristit će se isti podaci o brzini vjetra i model brzine vjetra kao i u prethodnim primjerima. Primjer sekvence brzine vjetra prikazan je na slici 6.2.

Na slici 6.21 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D na očekivanu neisporučenu energiju.

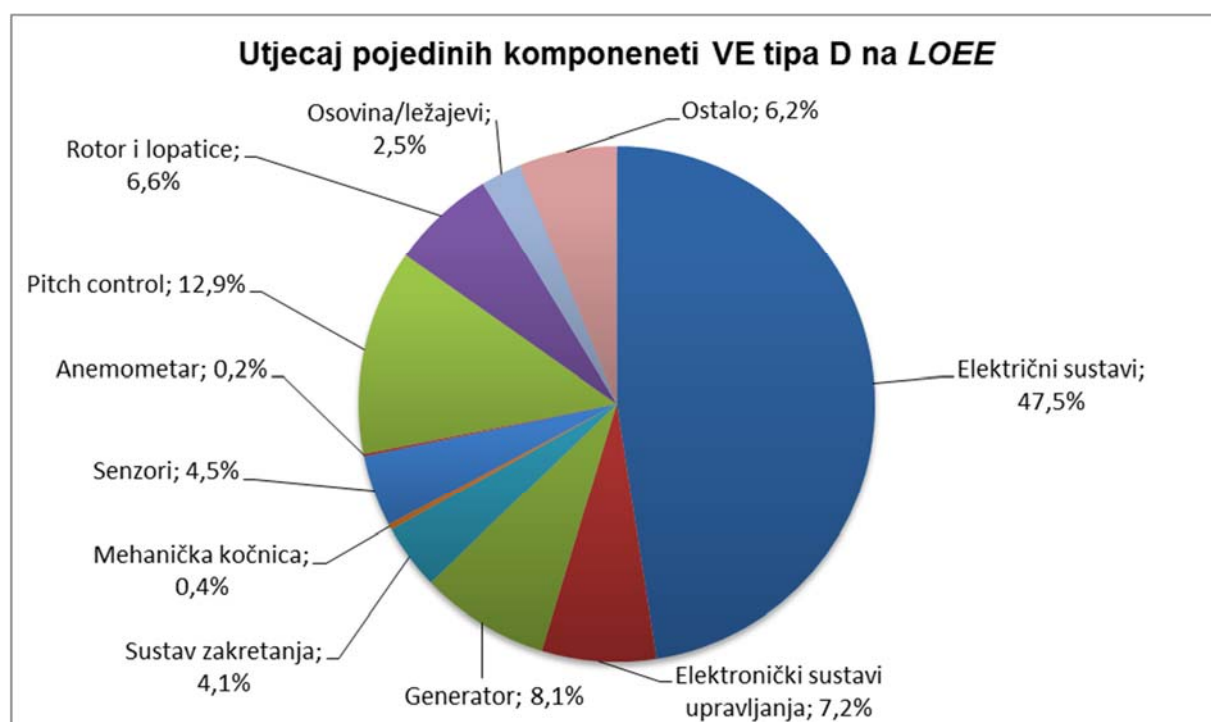


Slika 6.21. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze

Sa slike 6.21 može se primijetiti da je najnepouzdanija komponenta električni sustav i da se najveća neisporučena energija može očekivati zbog zastoja električnog sustava. Očekivana neisporučena energija zbog zastoja električnog sustava iznosi 40,39 MWh/god. Prema iznosu očekivane neisporučene energije, zastoji sustava zakreta lopatica rotora (*pitch control*) slijede odmah nakon zastoja električnog sustava po iznosu očekivane neisporučene energija koja iznosi

10,93 MWh/god. Sa slike 6.21 također se može vidjeti da je očekivana neisporučena energija za zastoje prijenosnika, aerodinamičke kočnice te hidraulički sustav jednaka nuli. Razlog tomu je što ovaj konfiguracijski koncept vjetroelektrane tipa D ne sadrži prijenosnik i aerodinamičku kočnicu. Hidraulički aktuatori zamijenjeni su električnim pa se stoga može vidjeti da je intenzitet zastoja električnih sustava veći nego u prethodnim primjerima.

Na slici 6.22 prikazan je udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D u ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji.

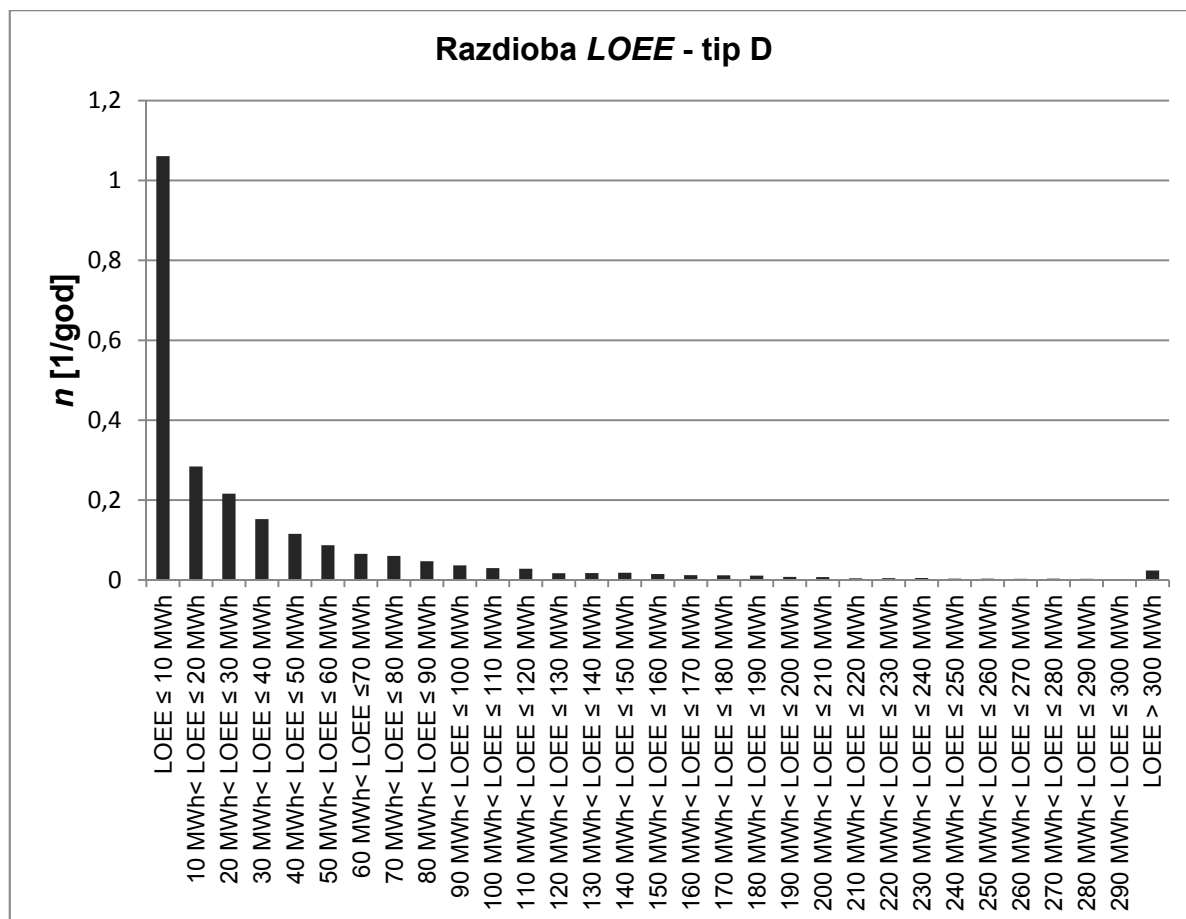


Slika 6.22. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju

Kod vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D može se primijetiti da su zastoji četiriju komponenti odgovorni za oko 75% ukupne očekivane neisporučene energije. To su zastoji elektroničkog sustava, sustava za zakretanje lopatica rotora, generatora te elektroničkog sustava upravljanja. Važno je napomenuti i da zastoji tih komponenti čine oko 60% svih zastoja. Ovdje se također može primijetiti da su zastoji pretežno električnih komponenti (električni sustav, elektronički sustav upravljanja, generator i sustav zakreta lopatica rotora) vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa D odgovorni za 75% očekivane neisporučene energije *LOEE*. S druge strane, zastoji pretežito mehaničkih komponenti (osovina/ležajevi, mehanička kočnica, rotor i

lopatice te sustav zakretanja) vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta tipa D odgovorni su za oko 13,7% očekivane neisporučene energije *LOEE*.

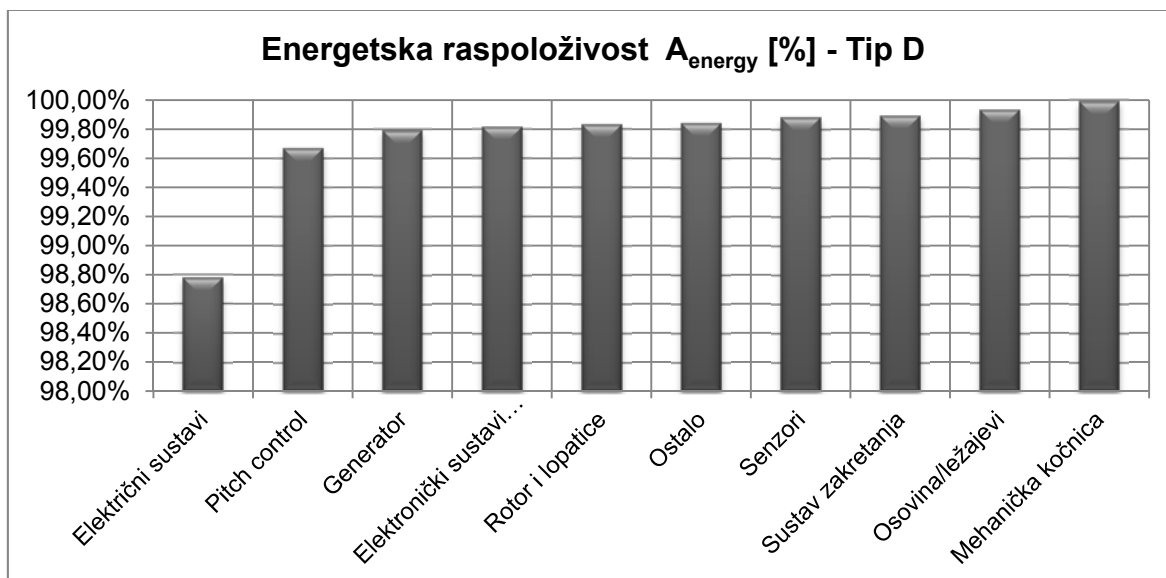
Na slici 6.23 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog koncepta tipa D.



Slika 6.23. Razdioba očekivane neisporučene energije *LOEE* za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D

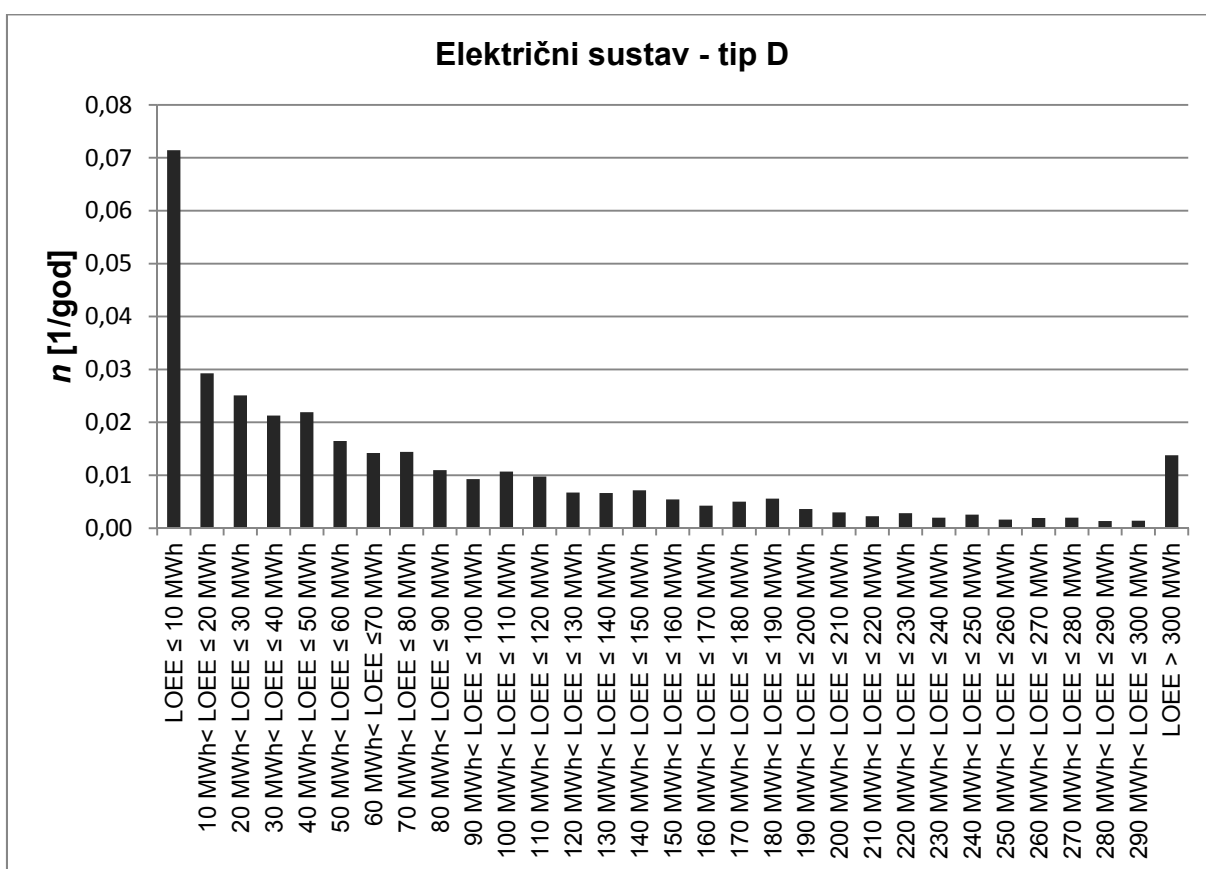
Sa slike 6.23 može se vidjeti da će očekivanu neisporučenu energiju manju od 10 MWh/zastoju imati 1,06 zastoja godišnje vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D, odnosno 45,1% zastoja tijekom godine. Očekivanu neisporučenu energiju između 10 MWh/zastoj i 100 MWh/zastoj imat će 1,06 zastoj/god, između 100 MWh/zastoj i 200 MWh/zastoj 0,17 zastoj/god, između 200 MWh/zastoj i 300 MWh/zastoj 0,04 zastoj/god, a veću od 300 MWh/zastoj 0,02 zastoj/god.

Na slici 6.24 prikazan je utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D na energetska raspoloživost same vjetroelektrane A_{energy} .



Slika 6.24. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip D na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}

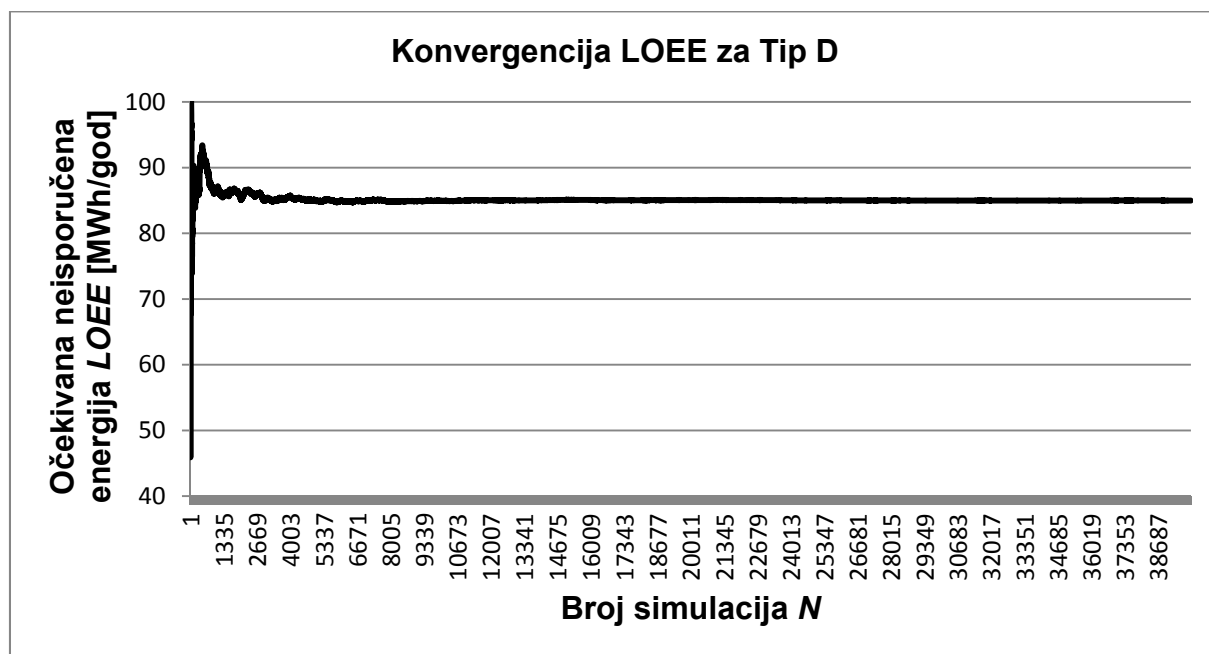
Na slici 6.25 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje najnepouzdanije komponente vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D, tj. električnog sustava.



Slika 6.25. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje električnog sustava vjetroelektrane tipa D

Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za proračun pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D, pokazalo se da je srednji intenzitet zastoja 2,35 1/god. Ukupna očekivana neisporučena energija iznosi 84,96 MWh/god te daje očekivanu energetska raspoloživost vjetroelektrane $A_{\text{energy}}=97,43\%$. Očekivana teorijska proizvedena električna energija iznosi $W_{\text{god}}=3305$ MWh/god. Najnepouzdanija je komponenta vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D električni sustav.

Na slici 6.26 prikazana je konvergencija očekivane neisporučene energije *LOEE* za zadane parametre točnosti konvergencije koji su opisani ranije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D.



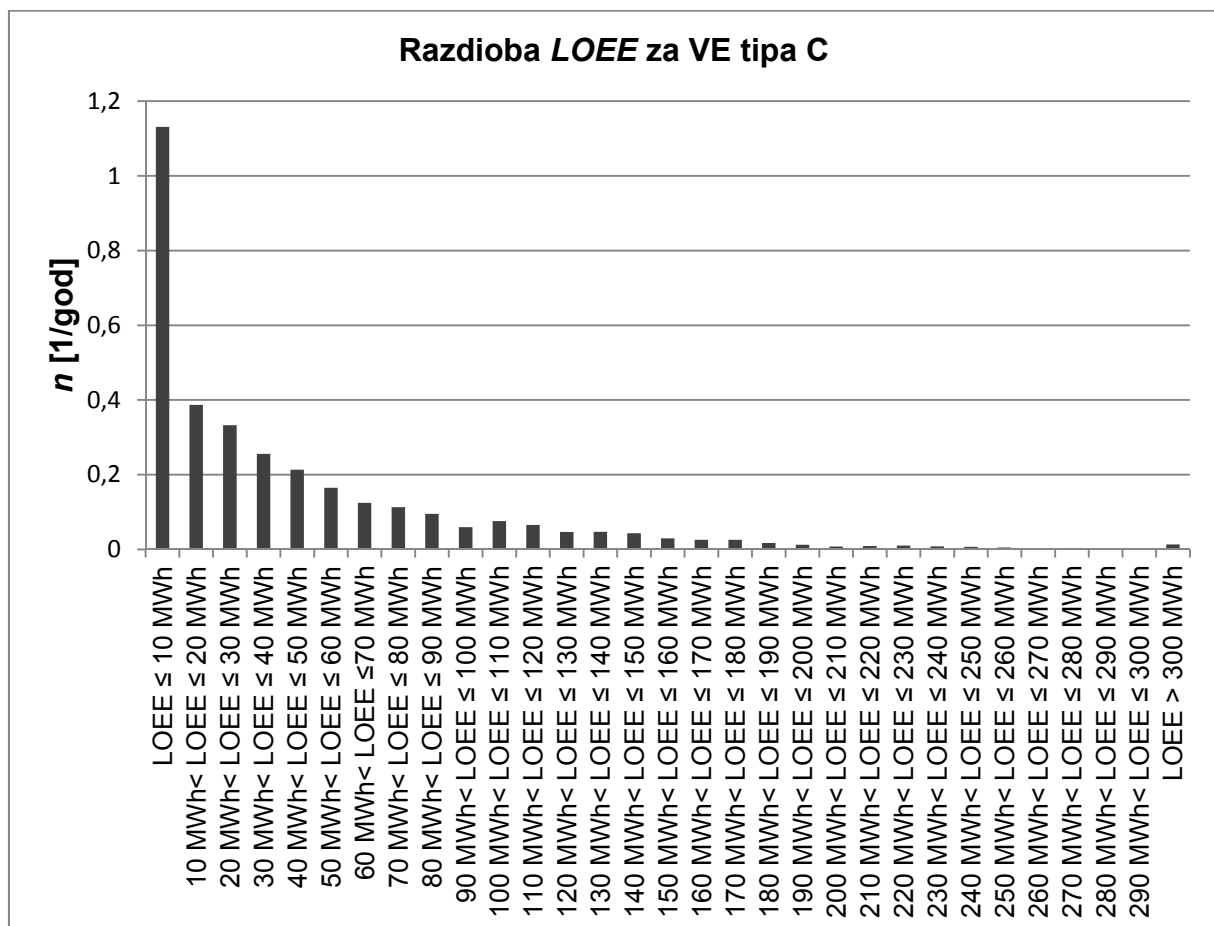
Slika 6.26. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D

6.5 Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C

Kako je navedeno ranije u 5.3.1.3 za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C nisu dostupni detaljniji podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti i njihovom trajanju, nego su dostupni samo podaci o srednjem intenzitetu zastoja i trajanju zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C prikazani u tablici 5.5. Prema tome je za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C primijenjen unaprijeđeni model vjetroelektrane za dobivanje srednjih pokazatelja. Podaci o krivulji snage vjetroelektrane kao i model brzine vjetra jednaki su kao i za prethodne primjere.

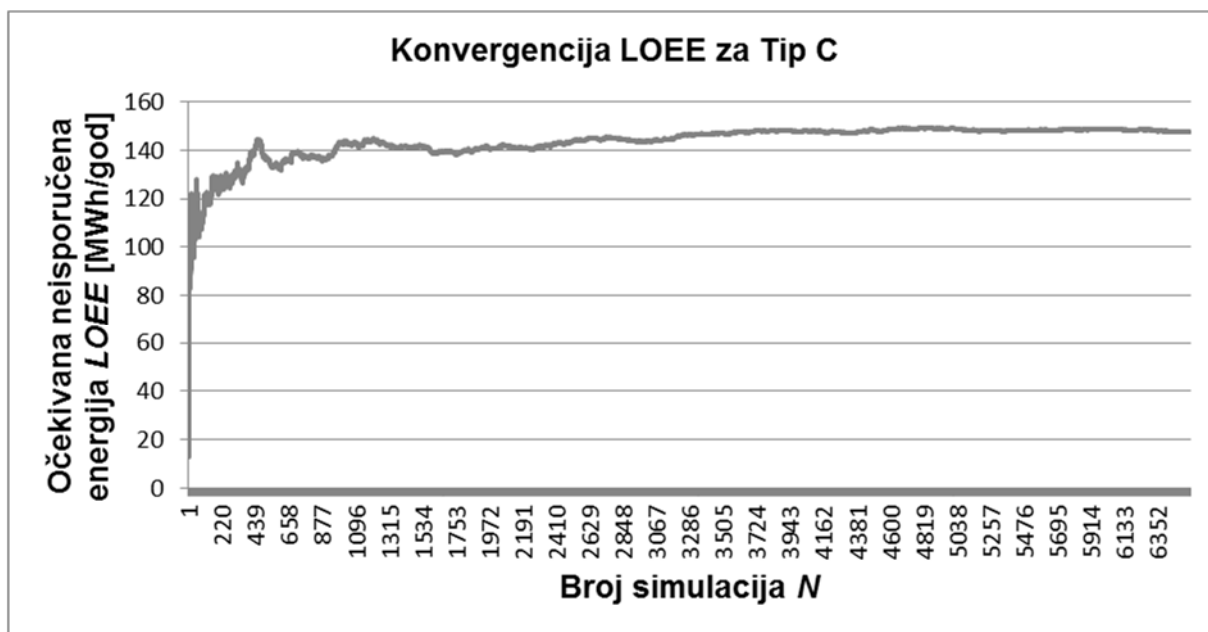
Očekivana neisporučena energija za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C, primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane, iznosi $LOEE=147,69$ MWh/god. Očekivana energetska raspoloživost vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C iznosi $A_{energy}=95,53\%$. Na slici 6.27 prikazana je razdioba očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C.

Sa slike 6.27 može se vidjeti da će očekivanu neisporučenu energiju manju od 10 MWh/zastoj imati 1,13 zastoja/god, odnosno oko 34% zastoja godišnje. Očekivanu neisporučenu energiju između 10 MWh/zastoj i 100 MWh/zastoj imat će 1,746 zastoja/god, između 100 MWh/zastoj i 200 MWh/zastoj 0,39 zastoja/god, između 200 MWh/zastoj i 300 MWh/zastoj 0,061 zastoja/god, a veću od 300 MWh/zastoj 0,013 zastoja/god.



Slika 6.27. Razdioba očekivane neisporučene energije $LOEE$ za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C

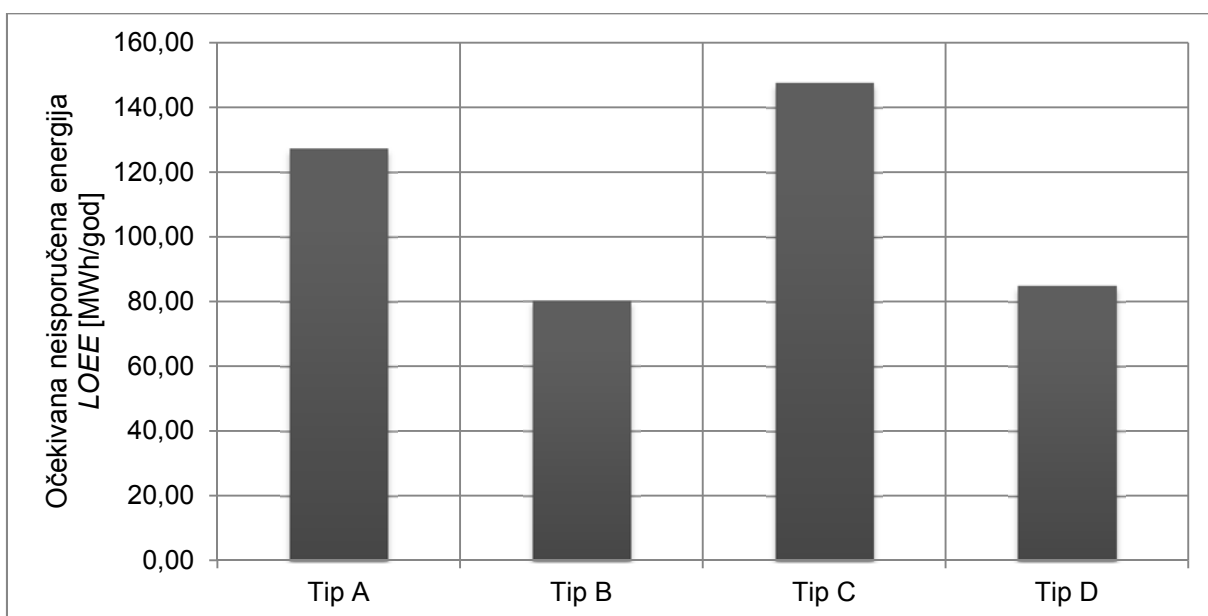
Na slici 6.28 prikazana je konvergencija očekivane neisporučene energije $LOEE$ za zadane parametre točnosti konvergencije koji su opisani ranije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C.



Slika 6.28. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C

6.6 Usporedba rezultata za vjetroelektrane različitih konfiguracijskih tipova

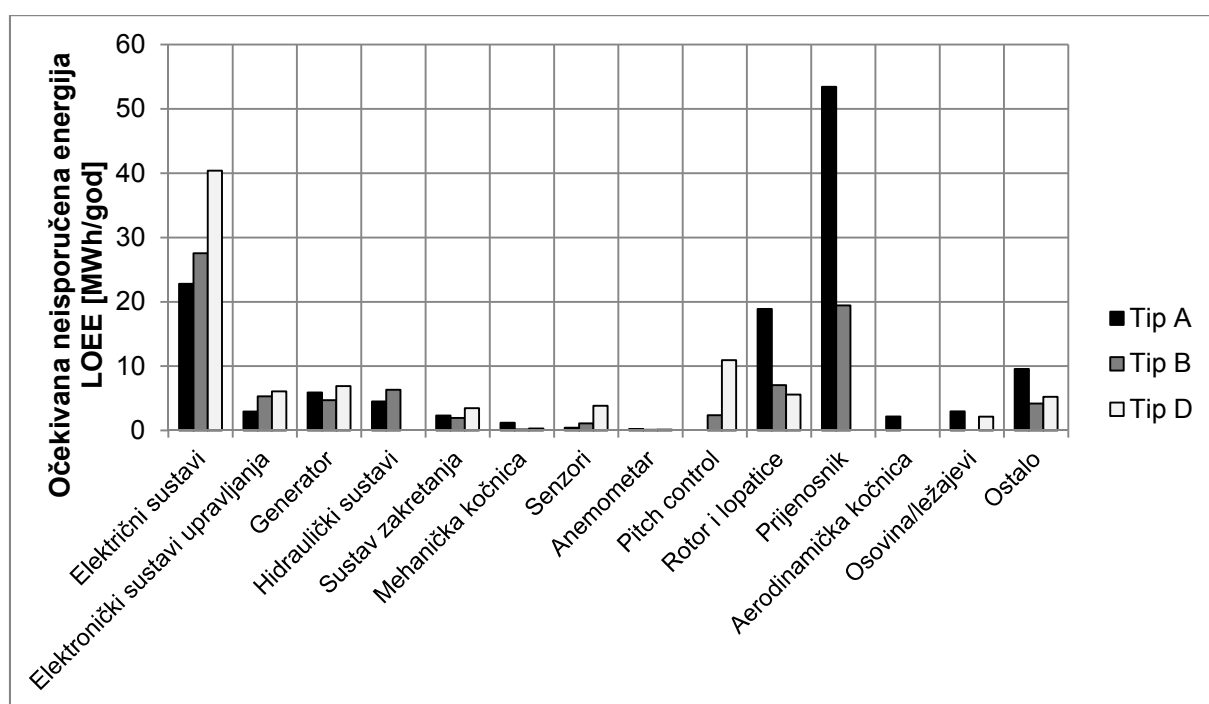
U prethodnim poglavljima 6.2, 6.3, 6.4 i 6.5 opisana je primjena unaprijeđenog modela pouzdanosti vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog koncepta A, B, D i C. Za sva četiri opisana konfiguracijska tipa pretpostavljeni su isti podaci o brzini vjetra te podaci o krivulji snage vjetroelektrane, dok su podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti i trajanjima zastoja uzeti od tipičnih predstavnika pojedinih konfiguracijskih koncepta prema LWK istraživanjima.



Slika 6.29. Usporedba očekivane neisporučene energije za sva četiri konfiguracijska tipa vjetroelektrane

Na slici 6.29 prikazana je usporedba ukupne očekivane neisporučene energije za sva četiri konfiguracijska tipa vjetroelektrane. Sa slike 6. 29 može se primijetiti da najveću očekivanu neisporučenu energiju imaju vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C, zatim vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, konfiguracijskog tipa D i na kraju najmanju očekivanu neisporučenu energiju imaju vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B.

Na slici 6.30 prikazana je usporedba očekivane neisporučene energije uzrokovane zastojsima pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijske koncepte A, B i D.

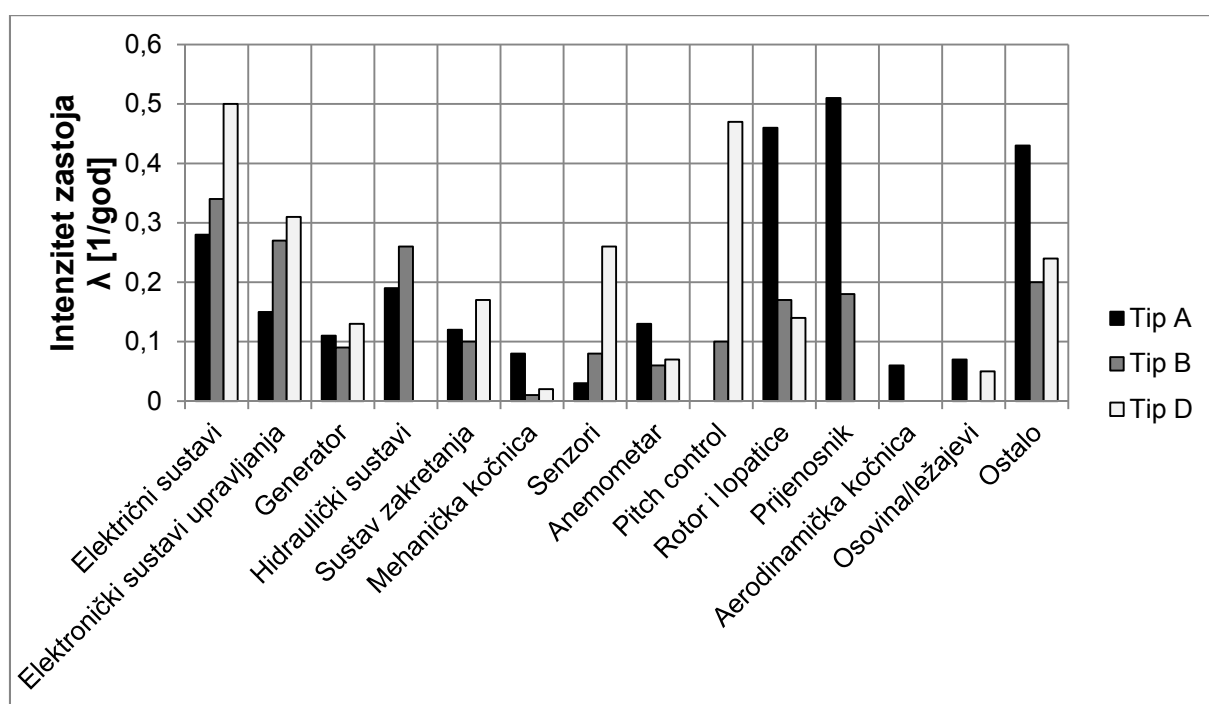


Slika 6.30. Usporedba očekivane neisporučene energije uzrokovane zastojsima pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijske koncepte A, B i D.

Sa slike 6.30 može se primijetiti da najveći pojedinačni doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji prijenosnika kod vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A. Također, zastoji prijenosnika imaju značajan doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji i kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B, dok vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D nemaju prijenosnika. Sljedeća komponenta za čije se zastoje može primijetiti značajan doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji je električni sustav. Sa slike 6.30 može se vidjeti da zastoji električnog sustava imaju značajan doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji za sva tri navedena konfiguracijska tipa. Zastoji električnog sustava najveći doprinos očekivanoj

neisporučenoj energiji imaju kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D, zatim kod konfiguracijskog tipa B te onda kod konfiguracijskog tipa A. Također, značajnije utjecaje na očekivanu neisporučenu energiju imaju još zastoji rotora i lopatica kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A, ostali zastoji konfiguracijskog tipa A te zastoji sustava za zakreta lopatica (*pitch control*) kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D. Zastoji ostalih komponenti kod svih triju konfiguracijskih tipova imaju doprinos ukupnoj očekivanoj neisporučenoj energiji manji od 10 MWh/god.

Na slici 6.31 prikazana je usporedba intenziteta zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrana za konfiguracijske koncepte tipa A, B i D

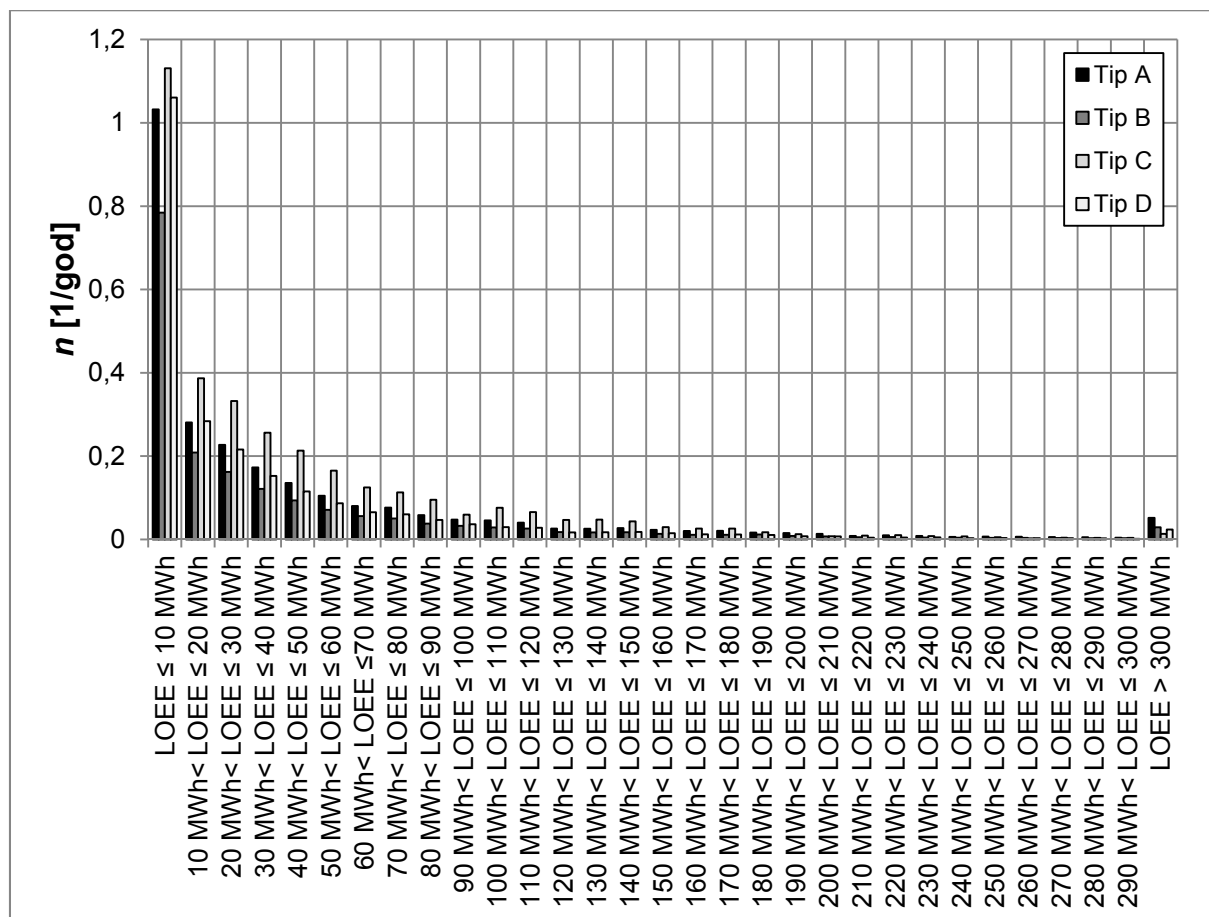


Slika 6.31. Usporedba intenziteta zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijske koncept tipa A, B i D.

Sa slike 6.31 može se vidjeti da najveće intenzitete zastoja imaju prijenosnik, rotor i lopatice te električni sustav kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A. Također kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A značajan intenzitet zastoja imaju ostali zastoji. Kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B značajan intenzitet zastoja ima električni sustav kao što je to slučaj i kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D. Uz električni sustav značajan intenzitet zastoja kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B imaju elektronički sustav upravljanja kao i ostali zastoji. Kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D najveći intenzitet zastoja, kao što je ranije navedeno, ima

električni sustav, zatim sustav zakreta lopatica rotora (*pitch control*), elektronički sustav upravljanja te ostali zastoji.

Na slici 6.32 prikazana je usporedba očekivane neisporučene energije za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B, C i D.

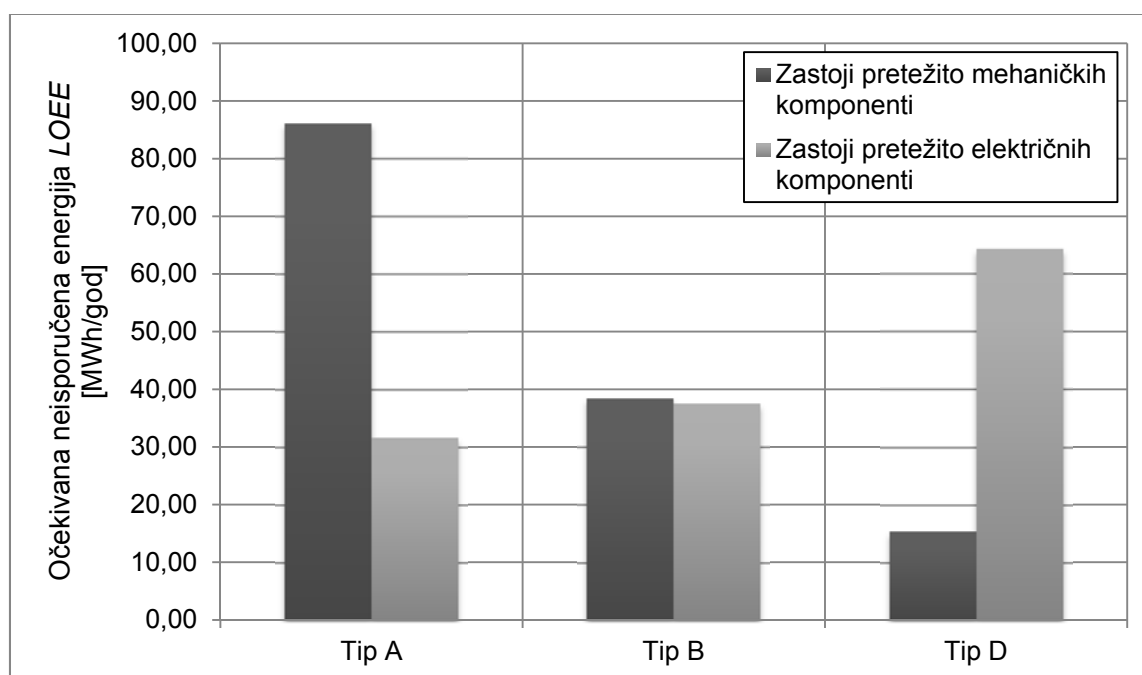


Slika 6.32. Usporedba razdiobe očekivane neisporučene energije za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B, C i D.

Osnovne komponente vjetroelektrane koje su opisivane do sada u ovoj disertaciji mogu se podijeliti na komponente koje su pretežito mehaničke i na komponente koje su pretežito električne. Pod pretežito mehaničke komponente vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A i B mogu se svrstati sustav zakretanja, mehanička kočnica, senzori, anemometar, sustav zakreta lopatica rotora, rotor i lopatice, prijenosnik, aerodinamička kočnica te osovina/ležajevi, dok se pod pretežito električne komponente mogu svrstati električni sustav, elektronički sustav upravljanja te generator. Bitno je napomenuti da isto vrijedi i za tip D osim jedne iznimke, a to je da kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D sustav zakreta lopatica rotora pripada u pretežito električne komponente dok kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A i B

pripada u pretežito mehaničke komponente. Razlog tomu je što neke vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D umjesto hidrauličkih aktuatora imaju električne aktuatora. Tipični predstavnici vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D u ovoj disertaciji, kako je navedeno u [65], imaju električne aktuatora sustava zakreta lopatica rotora (*pitch control*) umjesto hidrauličkih.

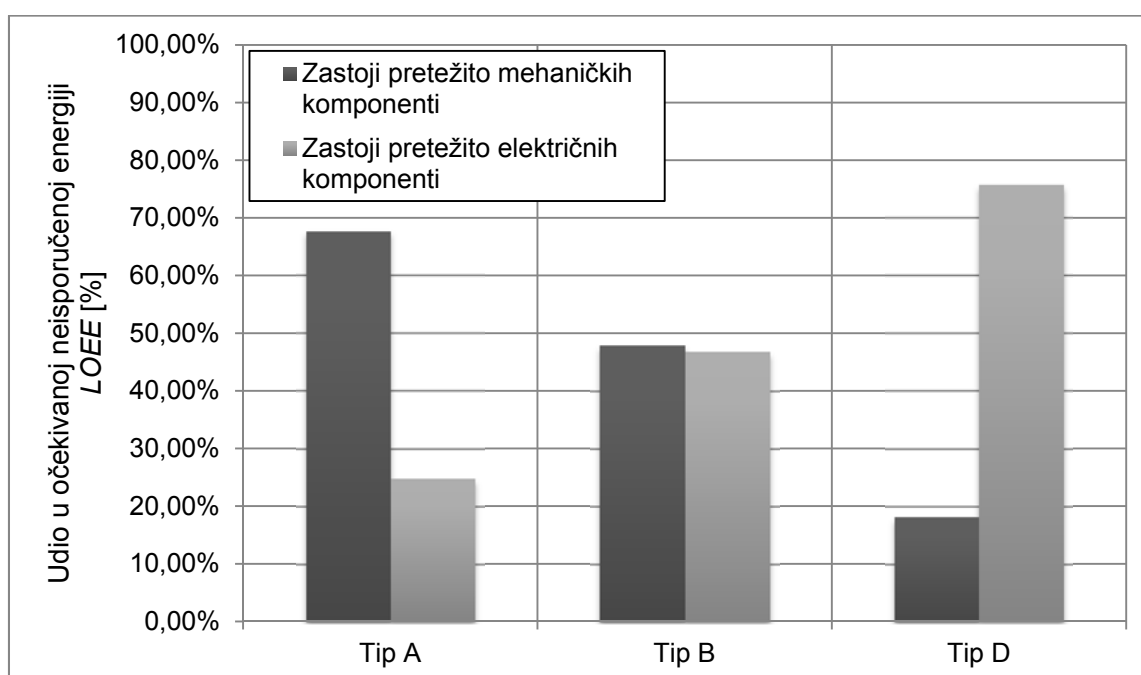
Na slici 6.33 prikazana je apsolutna usporedba doprinosa očekivanoj neisporučenoj energiji zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A, B i D.



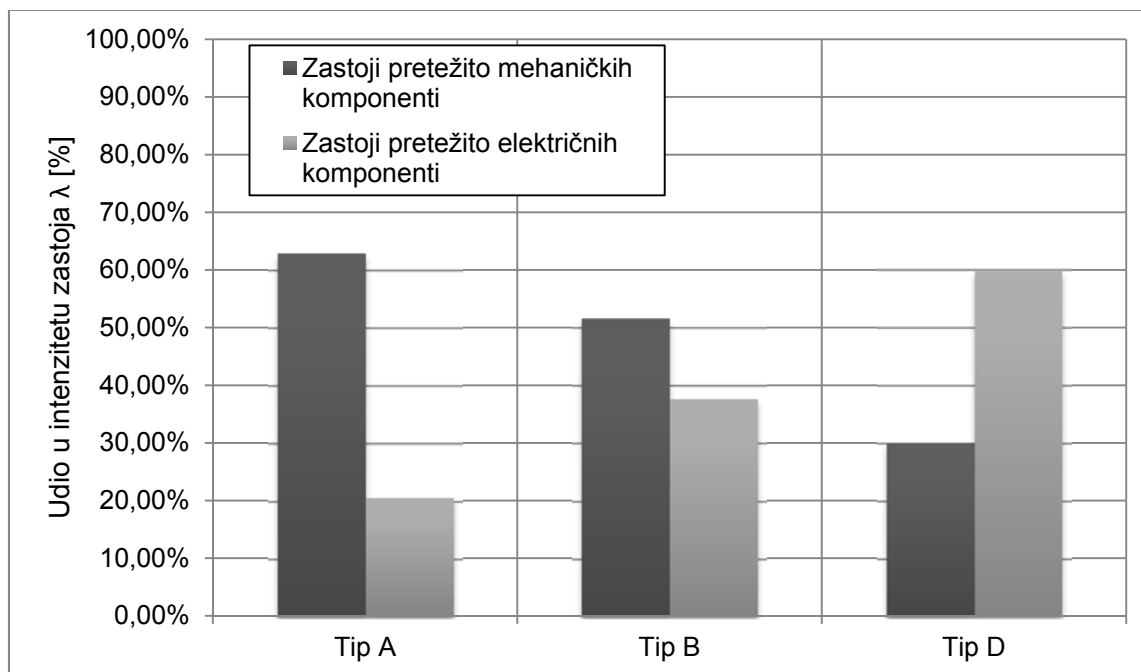
Slika 6.33. Usporedba apsolutnog doprinosa zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti očekivanoj neisporučenoj energiji za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.

Sa slike 6.33 može se vidjeti da kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A puno značajniji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji pretežito mehaničkih komponenti. Kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B zastoji pretežito mehaničkih i zastoji pretežito električnih komponenti imaju prilično ujednačen doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji, dok se kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D može vidjeti da puno značajniji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji pretežito električnih komponenti. Apsolutno gledajući, na slici 6.33 može se primijetiti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji pretežito mehaničkih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, zatim zastoji pretežito električnih komponenti vjetroelektrane

konfiguracijskog tipa D, zastoji pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B, pa zastoji pretežito električnih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A te zastoji pretežito mehaničkih komponenti vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D. Na slici 6.34 prikazana je usporedba relativnog doprinosa zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti očekivanoj neisporučenoj energiji za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D, dok je na slici 6.35 prikazan udio intenziteta zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti u ukupnom intenzitetu zastoja za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.



Slika 6.34. Usporedba relativnog doprinosa zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti očekivanoj neisporučenoj energiji za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.



Slika 6.35. Udio intenziteta zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti u ukupnom intenzitetu zastoja za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.

Na slici 6.34 može se vidjeti relativni doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti za vjetroelektrane pojedinog konfiguracijskog tipa. Zastoji pretežito mehaničkih komponenti kod vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A odgovorni su za oko 67% očekivane neisporučene energije dok su kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B odgovorni za 48%, a kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D za oko 18%. S druge strane, zastoji pretežito električnih komponenti kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A odgovorni su za oko 25% očekivane neisporučene energije, kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B za oko 47%, a kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D odgovorni su za čak oko 75%.

Razlog zbog čega zastoji pretežito mehaničkih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D imaju doprinos u očekivanoj neisporučenoj energiji od samo oko 18% je u tome što nemaju jedne od najproblematičnijih mehaničkih komponenti, tj. prijenosnika za kojeg je već ranije opisano da ima najznačajniji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa A, a kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B ima drugi najznačajniji doprinos, odmah nakon električnog sustava. Također, još jedan od razloga je što vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D, kako je već ranije navedeno, nemaju hidrauličkih aktuatora nego električne aktuatora (npr. kod sustava zakreta lopatica rotora). Osim toga se

može vidjeti da vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D nemaju hidrauličkog sustava pa time nema doprinosa zastoja te komponente očekivanoj neisporučenoj energiji. S druge strane, jedan od razloga zbog kojega su zastoji pretežito električnih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D odgovorni za oko 75% očekivane neisporučene energije je u tome što su hidraulički aktuatori zamijenjeni električnim, kako je to već ranije navedeno. Vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D u ovom slučaju imaju sinkrone generatore koji imaju nižu brzinu vrtnje, a niža brzina vrtnje znači veći broj pari polova, što također rezultira s više namota pa prema [65] to može biti jednim od razloga većeg intenziteta zastoja generatora te električnih sustava. Još je jedan razlog, zbog kojega vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D imaju već doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji zbog zastoja pretežito električnih komponenti, u tome što one za razliku od vjetroelektrana ostalih tipova imaju pretvarače s punom regulacijom frekvencije.

Vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B imaju prilično ujednačen doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji zbog zastoja pretežito mehaničkih komponenti kao i zbog zastoja pretežito električnih komponenti. Za razliku od vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D, vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B imaju prijenosnik kao i hidraulički sustav te je to jedan od razloga zbog čega zastoji pretežito mehaničkih komponenti imaju veći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji. S druge strane, vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B nemaju električne aktuatore kod, primjerice sustava za zakretanje ili kod sustava za zakret lopatica rotora, imaju asinkroni generator s kliznim kolotovima koji je robusniji od generatora kod vjetroelektrana konfiguracijskog tipa D, nemaju pretvarač frekvencije te to može biti jedan od razloga zašto imaju manji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji zbog zastoja pretežito električnih komponenti u odnosu na vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D.

Vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, kao što je ranije navedeno, imaju najveću očekivanu neisporučenu energiju zbog zastoja pretežito mehaničkih komponenti. Jedan je od razloga taj što vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A imaju prijenosnik kao i vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B čiji zastoji imaju poprilično značajan doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji. Nadalje se može primijetiti, kada su u pitanju pretežito mehaničke komponente, da značajan doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji rotora i lopatica. Vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, za razliku od vjetroelektrana konfiguracijskog tipa B i D, u ovom slučaju imaju

regulaciju snage gubitkom brzine vjetra koja se ostvaruje aerodinamičkim dizajnom lopatica rotora (*stall control*) pri čemu nema mogućnosti regulacije kuta zakreta lopatica rotora zbog čega se na lopaticama rotora mogu pojaviti povećane mehaničke sile naprezanja te to može biti jedan od razloga većeg doprinosa očekivanoj neisporučenoj energiji zbog zastoja pretežito mehaničkih komponenti. S druge strane, razlog zbog kojega vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A imaju najmanji doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji (apsolutni i relativni) zbog zastoja pretežito električnih komponenti može biti u tome što ovaj konfiguracijski tip ima kavezni asinkroni generator koji je poprilično robustan te nemaju energetske elektronike (pretvarač frekvencije).

6.7 Usporedba unaprijeđenog modela vjetroelektrane s analitičkim modelom s dvama stanjima

Kao što je opisano u poglavlju 5.1, postoje različiti modeli pouzdanosti vjetroelektrane. Modeli ukratko opisani u poglavlju 5.1, a detaljnije u [16], [17], [20], [23] i [25] mogu dati informacije samo o vjetroelektrani kao cjelini. Model opisan u [31] daje nešto precizniji model u odnosu na prethodno opisane. Model u [31] uzima u obzir različite vrste generatora koje može imati vjetroelektrana kao i sklopove energetske elektronike. Za razliku od prethodno navedenih modela, unaprijeđeni model vjetroelektrane opisan, prikazan i primijenjen u ovoj disertaciji, može dati detaljnije pokazatelje pouzdanosti vjetroelektrane. Prednost unaprijeđenog modela vjetroelektrane je u tome što može uzeti u obzir konfiguracijski tip vjetroelektrane, pojedine komponente vjetroelektrane, promjenjivost brzine vjetra te također može dati osim srednjih očekivanih pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane i razdiobe pojedinih pokazatelja kako cjelokupne vjetroelektrane, tako i pojedinih komponenti.

U tablici 6.2 prikazana je usporedba proračuna očekivane neisporučene energije za pojedine konfiguracijske tipove vjetroelektrana pomoću analitičkog modela i pomoću unaprijeđenog modela vjetroelektrane.

Tablica 6.2. Usporedba proračuna očekivane neisporučene energije pomoću analitičkog modela i pomoću unaprijeđenog modela vjetroelektrane

Tip VE	LOEE [MWh/god]		A_{energy} [%]	
	Analitički model	Unaprijeđeni model (SMCS)	Analitički model	Unaprijeđeni model (SMCS)
Tipa A	138,60	127,34	95,48	96,15
Tipa B	86,51	80,25	97,18	97,57
Tipa C	160,98	147,69	94,75	95,53
Tipa D	91,62	84,96	97,01	97,43

7 ZAKLJUČAK

Najveći udio u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora energije na svjetskoj razini, ukoliko se ne uzimaju u obzir velike hidroelektrane, dolazi iz vjetroelektrana. Stoga se za vjetroelektrane koje se smatralo nekonvencionalnim elektranama sada može reći da su postale konvencionalne elektrane. Zbog velikog porasta novoinstaliranih vjetroelektrana na godišnjoj razini, izuzetno je važno poznavati rad vjetroelektrana kao i njihov utjecaj na sustav. Bitno je također poznavati pouzdanost vjetroelektrana, predviđanje njihove proizvodnje, ovisnost o energiji vjetra, utjecaj pojedinih komponenti na njezin rad itd.

U 2. je poglavlju ove disertacije prema tome opisan princip rada vjetroelektrana i ovisnost izlazne snage, odnosno ovisnost proizvodnje električne energije vjetroelektrane o brzini vjetra. Stoga se može zaključiti da snaga vjetra, a time i snaga vjetroelektrane ovisi o trećoj potenciji brzine vjetra kao i o površini koju opisuje rotor vjetroelektrane. Nadalje su opisani osnovni dijelovi vjetroelektrane i njihove karakteristike kao i osnovne konstrukcijske izvedbe vjetroelektrana te načini regulacije snage vjetroelektrane. Također, prema 2. poglavlju može se zaključiti da postoje četiri osnovna konfiguracijska tipa vjetroelektrana koji su opisani u disertaciji.

Osim opisa principa rada i osnovnih dijelova vjetroelektrane, bilo je značajno dati i kratki opis teorije pouzdanosti i osnove Monte Carlo metode jer je u nastavku opisan razvijeni unaprijeđeni simulacijski model pouzdanosti i predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane.

Kako je ranije opisano da je snaga vjetroelektrane ovisna o trećoj potenciji brzine vjetra, od izuzetne je važnosti i model brzine vjetra. Brzina vjetra može se modelirati na mnogo načina, kako je opisano u 4. poglavlju, no u ovoj disertaciji brzina vjetra modelirana je vremenskim nizom, odnosno ARMA modelom. Prednost je ovog modela što može kronološki dati brzinu vjetra za razliku od modela opisanih pojedinim razdiobama koji daju samo srednje vrijednosti.

Kako je opisano u 5. poglavlju, može se zaključiti da su do sada razvijeni modeli pouzdanosti vjetroelektrana bili modeli s dvama ili više stanja te da je vjetroelektrana promatrana kao cjelina, odnosno nisu uzimali u obzir utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na njezinu pouzdanost kao i na očekivanu proizvodnju

električne energije, bilo da se radi o analitičkim ili simulacijskim modelima. Također, mnogi modeli nisu uzimali u obzir zastoje, nego samo utjecaj brzine vjetra na očekivanu proizvodnju vjetroelektrane. Također, može se zaključiti da su vjetroelektrane postrojenja koje imaju relativno kratku povijest pa je stoga i dostupnost podataka o njihovom radu, zastojima i trajanju zastoja ograničena. Ipak, posljednjih nekoliko godina dostupne su statistike o zastojima i trajanju zastoja, odnosno o pogonskim događajima vjetroelektrana koje su opisane u 5. poglavlju prema bazama LWK-a, Windstat-a i WMEP-a.

Kao neki od ciljeva ove disertacije, opisani u poglavlju 1.1 jesu *"primjena sekvencijalne Monte Carlo simulacije i modela vremenskog niza brzine vjetra radi preciznije procjene očekivane neisporučene električne energije vjetroelektrane"* i *"razvoj unaprijeđenog modela pouzdanosti i predviđanja proizvodnje vjetroelektrane uz utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za različite konfiguracijske koncepte"*. Ovi su ciljevi ostvareni te je razvijen unaprijeđeni model pouzdanosti i predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane primjenom sekvencijalne Monte Carlo simulacije i modeliranjem brzine vjetra pomoću vremenskog niza, odnosno ARMA modela. Opis modela prikazan je u poglavlju 5.3. Prednost je razvijenog, unaprijeđenog modela vjetroelektrane u odnosu na dosad razvijene modele pouzdanosti vjetroelektrane u tome što može dati preciznije procjene očekivane neisporučene energije vjetroelektrane. Unaprijeđeni model vjetroelektrane, za razliku od ostalih razvijenih modela, uzima u obzir utjecaj zastoja i trajanja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na njezinu pouzdanost i očekivanu neisporučenu energiju vjetroelektrane. Osim toga, ovaj model uzima u obzir i konfiguracijski koncept vjetroelektrane prema klasifikaciji opisanoj 2. poglavlju. Također, prednost unaprijeđenog modela vjetroelektrane, osim što može dati podatke o očekivanoj proizvedenoj energiji i očekivanoj neisporučenoj energiji, može dati i razdiobu očekivane neisporučene energije, očekivanu neisporučenu energiju zbog zastoja pojedine komponente, razdiobu očekivane neisporučene energije zbog zastoja pojedine komponente, očekivanu neisporučenu energiju zbog zastoja pretežito mehaničkih ili pretežito električnih komponenti kao i njihove razdiobe, očekivanu energetska raspoloživost cijele vjetroelektrane, očekivanu energetska raspoloživost vjetroelektrane zbog zastoja pojedinih komponenti.

Primjena unaprijeđenog modela vjetroelektrane opisana je u 6. poglavlju. Unaprijeđeni je model vjetroelektrane primijenjen za podatke prema WMEP bazi za dobivanje pokazatelja pouzdanosti vjetroelektrane. Unaprijeđeni model vjetroelektrane također je primijenjen za vjetroelektrane različitih konfiguracijskih koncepta. Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A može se vidjeti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji prijenosnika te zatim zastoji električnog sustava. Primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B, može se zaključiti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji električnog sustava, a zatim zastoji prijenosnika. Nadalje, primjenom unaprijeđenog modela vjetroelektrane za konfiguracijski koncept D može se zaključiti da najveći doprinos očekivanoj neisporučenoj energiji imaju zastoji električnog sustava, a zatim slijede zastoji sustava za zakret lopatica rotora. Unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenjen je i za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C, no kako je ranije navedeno, dobiveni su samo srednji pokazatelji za cijelu vjetroelektranu jer nisu dostupni detaljniji podaci o zastojima i trajanju zastoja pojedinih komponenti, nego samo zastoji o ukupnom intenzitetu zastoja vjetroelektrane i prosječnom vremenu trajanja zastoja.

Još jedan od ciljeva disertacije opisan u poglavlju 1.1 jest *"verifikacija unaprijeđenog modela pouzdanosti i predviđanja proizvodnje vjetroelektrane usporedbom s analitičkim modelima"*. U poglavlju 6.7 napravljena je usporedba unaprijeđenog modela vjetroelektrane s analitičkim modelom s dvama stanjima. Usporedbom srednjih vrijednosti očekivane neisporučene energije i očekivane energetske raspoloživosti, napravljena je verifikacija unaprijeđenog modela vjetroelektrane. Verifikacija unaprijeđenog modela vjetroelektrane usporedbom s analitičkim modelom odabrana je iz razloga što vjetroelektrane imaju relativno kratku povijest rada te je dostupnost realnih podataka za verifikaciju unaprijeđenog modela ograničena i nedostupna.

LITERATURA

- [1] Svjetska energetska agencija // www.iea.org pristup stranici: studeni 2012.
- [2] "Renewables 2012 – Global Status Report" // <http://www.ren21.net/> pristup stranici: travanj 2013.
- [3] Vaughn Nelson, "Wind Energy – Renewable Energy and the Environment" CRC Press, 2009 by Taylor & Francis Group, LLC, Boca Raton.
- [4] Gilbert M. Masters "Renewable and Efficient Electric Power Systems", John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2004, USA.
- [5] Šljivac D., Šimić Z. "Obnovljivi izvori energije s osvrtom na gospodarenje", ETF Osijek u suradnji s HKIE, Osijek, 2008.
- [6] Thomas Ackermann "Wind Power in Power Systems" John Wiley & Sons, Ltd, The Atrium, Chichester, West Sussex, 2005, England
- [7] Šljivac D. "Vjerojatnosna analiza troškova prekida opskrbe električnom energijom", doktorski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb 2005.
- [8] Nikolovski S. "Osnove analize pouzdanosti elektroenergetskog sustava", ETF Osijek, 1995.
- [9] CIGRE Task Force, WG 03 of SC 38: "Power System Reliability Analysis, Application Guide", 1987.
- [10] Nikolovski S., Mikuličić V., Jović F., Šljivac D. "Studija pouzdanosti prijenosne mreže HEP-a", Prijenosnog područja Osijek, elaborat, ETF Osijek, 1999.
- [11] Billinton, R. And Wenyuan Li: "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, USA, 1994.
- [12] Ivanović T. "Statistička analiza kvarova u 10 kV mreži grada Đakova", diplomski rad, Elektrotehnički fakultet Osijek, 2003.

- [13] N. Sarapa: "Teorija vjerojatnosti", Školska knjiga Zagreb, 1992.
- [14] Brown, R.E.: "Electric Power Distribution Reliability", Marcel Dekker, New York, 2002.
- [15] Billinton R., Allan R. N. "Reliability Evaluation of Power Systems" drugo izdanje, Plenum Press, New York, USA, 1996.
- [16] Billinton R., Gan I. "Wind Power Modeling and Application in Generating Adequacy" WESCANEX 93. 'Communications, Computers and Power in the Modern Environment.' Conference Proceedings, IEEE, 1993, Page(s): 100 – 106.
- [17] Billinton R., Hua C., Ghajar R. "A sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 11, Issue: 4, 1996, Page(s): 728 – 734.
- [18] Billinton R., Chen H., Ghajar R. "Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy" Microelectronics Reliability, Volume 36, Issue 9, September 1996, Pages 1253 – 1261.
- [19] Peng Wang; Billinton, R. "Reliability Benefit Analysis of Adding WTG to a Distribution System", IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 16, Issue: 2, 2001 , Page(s): 134 – 139.
- [20] Billinton, R.; Bagen " A Sequential Simulation Method for the Generating Capacity Adequacy Evaluation of Small Stand - Alone WECS" IEEE CCECE2002 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Volume 1, 2002, Page(s): 72 – 77.
- [21] Karki, R., Billinton, R. "Cost-Effective Wind Energy Utilization of Reliable Power Supply" IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 19, Issue: 2, 2004, Page(s): 435 – 440.
- [22] Karki, R., Po Hu " Wind Power Simulation Model for Reliability Evaluation" Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005, Page(s): 541 – 544.

- [23] Karki, R.; Hu, P.; Billinton, R. "Reliability Evaluation of a Wind Power Delivery System Using an Approximate Wind Model" Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Volume: 1, 2006 , Page(s): 113 - 117.
- [24] Karki, R.; Hu, P.; Billinton, R. "A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation" IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 21, Issue: 2, 2006 , Page(s): 533 – 540.
- [25] Billinton R., Gao Y. "Multistate Wind Energy Conversion System Models for Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Wind Energy" IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 23, No. 1, 2008.
- [26] Ahmed R. Abul'Wafa "Reliability cost evaluation of a wind power delivery system" Electric Power Systems Research, Volume 81, Issue 4, April 2011, Pages 873 – 879.
- [27] Deshmukh, R.G. Ramakumar, R. "Reliability Analysis of combined wind-electric and conventional generation systems". Solar Energy, 1982, 28(4): 345-352.
- [28] Karaki, S.H., Chedid R.B., Ramadan R., "Probabilistic Performance Assessment of Wind Energy Conversion Systems" IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 14, Issue: 2, 1999, Page(s): 217 - 224.
- [29] D'Annunzio C., Santoso S. " Wind power generation reliability analysis and modeling", IEEE Engineering Society General Meeting, Volume 1, 2005. Page(s): 35 – 39.
- [30] Ehsani, A.; Fotuhi, M.; Abbaspour, A.; Ranjbar, A.M. "An Analytical Method for the Reliability Evaluation of Wind Energy Systems" IEEE Region 10 TENCN 2005, Page(s): 1 – 7.
- [31] Arabian-Hoseynabadi, H. Oraee, H. Tavner, P. J. "Wind turbine productivity considering electrical subassembly reliability", Renewable energy, 35 (1). 2010, Pages: 190-197.

- [32] Giorsetto, P., Utsurogi, K.F. "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983, Volume: PAS-102, Issue: 1 Page(s): 134 – 143.
- [33] Wang, Xifan; Dai, Hui Zhu; Thomas, R. J. "Reliability Modeling of Large Wind Farms and Associated Electric Utility Interface Systems" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 3, March 1984.
- [34] Attwa, Y.M., El-Saadany, E.F. "Wind Based Distributed Generation; Uncertainties and planning Obstacles" IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007. Page(s): 1 – 5.
- [35] Haghifam, M.-R.; Omidvar, M. "Wind Farm Modeling in Reliability Assessment of Power System" International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. Page(s): 1 - 5.
- [36] Liang Wu; Jeongje Park; Jaeseok Choi; El-Keib, A.A.; Shahidehpour, M.; Billinton, R. "Probabilistic Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind turbine Generators Using a Simplified Multi State Model: A case Study" IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. Page(s): 1 – 6.
- [37] Jaeseok Choi; Jeongje Park; Kyeonghee Cho; Taegon Oh; Shahidehpour, M. "Probabilistic Reliability Evaluation of Composite Power Systems Including Wind Turbine Generators" IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010, Page(s): 802- 807.
- [38] Kaigui Xie, Billinton R. "Energy and reliability benefits of wind energy conversion systems", Renewable Energy, Volume 36, Issue 7, July 2011, Pages 1983–1988.
- [39] Castro Sayas F., Allan N. R. "Generation availability assessment of wind farms", IEE Proceedings Transmission and Distribution, Volume: 143, Issue: 5, 1996, Page(s): 507 – 518.

- [40] Leite, A.P.; Borges, C.L.T.; Falcao, D.M. "Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites" IEEE Transactions on Power Systems, 2006, Volume: 21, Issue: 4 Page(s): 1493 – 1501.
- [41] Manco T., Testa A. "A Markovian Approach to Model Power Availability of a Wind Turbine" Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, 2007, Page(s): 1256 – 1261.
- [42] Ghaderi, A.; Haghifam, M.R.; Abedi, S.M. "Application of Monte Carlo Simulation in Markov Process for Reliability Analysis" IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010, Page(s): 293 – 298.
- [43] Shuyong C., Huizhu D., Xiaomin B., Xiaoxin Z. "Evaluation of Grid Connected Wind Power Plants" Proceedings of International Conference on Power System Technology, POWERCON '98. 1998 Date of Conference: 18-21 Aug 1998 Volume: 2, Page(s): 1208 - 1212.
- [44] Chowdhury A.A. "Reliability Models for Large Wind Farms in Generation System Planning" Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 2005 , Page(s): 1926 - 1933 Vol. 2
- [45] Beshr, E.; Hegazy, Y.; Galal, Y.; Badr, M.A. "Evaluating the Impact of Wind Generation on the Reliability of the Electrical Unified Network of Egypt", PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, Page(s): 1 – 7.
- [46] Dobakhshari A. S., Fotuhi-Firuzabad M. "A Reliability Model of Large Wind Farms for Power System Adequacy Studies" IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 24, No. 3, 2009.
- [47] Haghifam, M.-R.; Soltani, S. "Reliability Models for Wind Farms in Generation System planning" IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010, Page(s): 436 – 441.

- [48] Box G. E. P., Jenkins G. M., Reinsel G. C. "Time Series Analysis – Forecasting and Control" 3rd Edition, Prentice – Hall International, Inc. New Jersey, USA, 1994.
- [49] Energetski institut Hrvoje Požar: <http://www.eihp.hr/awsercro/awsecp2.htm>, pristup stranici: lipanj (2013.)
- [50] Singh C., Lago-Gonzalez A. "Reliability Modeling of Generation Systems Including Unconventional Energy Sources" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985.
- [51] Singh C., Kim Y. "An Efficient Technique for Reliability Analysis of Power Systems Including Time Dependent Sources" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [52] Desrochers G., Blanchard M., Sud S. "A Monte-Carlo Simulation Method for the Economic Assessment of the Contribution of Wind Energy to Power systems" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-1, No. 4, December 1986.
- [53] A.J. Seebregts, L.W.M.M. Rademakers, B.A. van den Horn, "Reliability analysis in wind turbine engineering" Microelectronics Reliability, Volume 35, Issues 9–10, September–October 1995, Pages 1285–1307.
- [54] Tavner, P. J.; Xiang, J.; Spinato, F. " Improving the Reliability of Wind Turbine Generation and its Impact on Overall Distribution Network Reliability" 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2005, Page(s): 1 - 4.
- [55] Tavner P.J., Xiang J., Spinato F. "Reliability Analysis for Wind Turbines" WIND ENERGY, Wind Energ. 2007; 10:1–18.
- [56] Windstats // www.windstats.com pristup stranici: studeni (2010.)
- [57] Barberis Negra N., Holmstrøm O., Bak-Jensen B., Sorensen P. "Windfarm generation assessment for reliability analysis of power systems" Wind Engineering, Volume 31, no. 6, 2007, Page(s): 383 – 400.

- [58] Ribrant J., Bertling L. "Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997 – 2005" IEEE Engineering Society General Meeting, 2007, Page(s): 1 – 8.
- [59] Arabian-Hoseynabadia H., Oraeea H., Tavner P.J. "Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines" International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 7, September 2010, Pages: 817–824.
- [60] Da Silva, A.M.L.; González-Fernández, R.A.; Sales, W.S.; Manso, L.A.F. "Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation" "Reliability Models for Wind Farms in Generation System planning" IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010, Page(s): 697 – 702.
- [61] Carolin Mabel M., Edwin Raj R., Fernandez E. "Analysis on reliability aspects of wind power" Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 2, February 2011, Pages 1210–1216.
- [62] Wen-Hui Shi, Jing Chen "Reliability Assessment of Interconnected Generation Systems Based on Hourly Wind Speed Probability Model" Energy Procedia, Volume 12, 2011, Pages 819–827, The Proceedings of International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE 2011).
- [63] Topić D., Šljivac, D., Mandžukić D. "Influence of Different Wind Turbine Types Failures on Expected Energy Production" IEEE 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2012, Istanbul, Turkey Page(s): 822 – 828.
- [64] Berthold Hahn, Michael Durstewitz, Kurt Rohrig "Reliability of wind turbines - Experiences of 15 years with 1500 WTs" Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Verein an der Universität Kassel e.V., 34119 Kassel, Germany, 2006.
- [65] Spinato F. , Tavner P.J., van Bussel G.J.W., Koutoulakos E., "Reliability of wind turbine subassemblies", IET Renewable Power Generation, 2008.

- [66] Ribrant J., "Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems", Master thesis, KTH School of Electrical Engineering, 2005./2006.
- [67] Carlsson, F., Eriksson, E., Dahlberg, M., "Damage preventing measures for wind turbines", Elforks report 10:68, Elforks, Stockholm, 2010.
- [68] Faulstich S., Lyding P., Tavner P. J. "Effects of Wind Speed on Wind turbine Availability", EWEA 2011., Brussels 2011.
- [69] Perez J. M. P., Marquez F. P. G., Tobias A., Papaelias M. "Wind turbine reliability analysis" Renewable and Sustainable Reviews 23, pp. 463 – 472., 2013.
- [70] Spinato, F. "The Reliability of Wind Turbines", PhD thesis, Durham University, UK, 2008.
- [71] Mikuličić V., Šimić Z. "Modeli pouzdanosti, raspoloživosti i rizika u elektroenergetskom sustavu" Kigen, Zagreb 2008.
- [72] Bagen "Reliability and Cost/Worth Evaluation of Generating Systems Utilizing Wind and Solar Energy" PhD thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Canada 2005.

POPIS SLIKA

Slika 2.1. Protok volumena zraka V kroz površinu A	5
Slika 2.2. Primjer Weibullove i Rayleighove razdiobe.....	7
Slika 2.3. Maksimalna teorijski ostvariva snaga vjetroelektrane	8
Slika 2.4. Osnovni dijelovi vjetroelektrane	10
Slika 2.5. Tipične konfiguracije vjetroelektrane	15
Slika 2.6. Krivulja snage vjetroelektrane u ovisnosti o regulaciji snage	16
Slika 3.1. Hijerarhijske razine EES prilikom proračuna pouzdanosti	19
Slika 3.2. Serijski model pouzdanosti	20
Slika 3.3. Normalna razdioba	30
Slika 3.4. Eksponencijalna razdioba.....	32
Slika 5.1. Tipična krivulja snage	42
Slika 5.2. Analitički model pouzdanosti asinkronog generatora [31].....	47
Slika 5.3. Reducirani model pouzdanosti asinkronog generatora [31].....	48
Slika 5.4. Analitički model pouzdanosti pretvarača vjetroelektrane [31]	50
Slika 5.5. Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B [31].	51
Slika 5.6. Model pouzdanosti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa C [31]	51
Slika 5.7. Ilustracija predložene metode zaokruživanja	54
Slika 5.8. Broj zastoja vjetroelektrana uzrokovan pojedinom komponentom za razdoblje od 1999. do 2008. [67]	55
Slika 5.9. Postotak ukupnog broja zastoja po pojedinim komponentama za razdoblje od 1999. do 2008. [67]	56
Slika 5.10. Podaci Windstata o ukupnom trajanju zastoja za razdoblje od 1999. do 2008. godine uzrokovanih pojedinom komponentom [67]	57
Slika 5.11. Postotak ukupnog trajanja zastoja po pojedinim komponentama za razdoblje od 1999. do 2008. [67]	57
Slika 5.12. Intenzitet zastoja vjetroelektrana u ovisnosti o godinama rada [64]..	58

Slika 5.13. Udio zastoja pojedinih komponenti u ukupnom broju zastoja [64]	58
Slika 5.14. Učestalost i trajanje zastoja pojedinih komponenti [68]	59
Slika 5.15. Podjela na kraće i dulje zastoje te vremena njihovog trajanja [68] ...	60
Slika 5.16. Razdioba broja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004 [66].....	61
Slika 5.17. Razdioba trajanja zastoja po pojedinim komponentama za vjetroelektrane u Švedskoj za razdoblje od 2000. do 2004. [66].....	62
Slika 5.18. Razdioba vremena trajanja zastoja vjetroelektrana po pojedinim komponentama za razdoblje od 1996. – 2004. [66].....	64
Slika 5.19. Razdioba intenziteta zastoja po pojedinim komponentama vjetroelektrana za razdoblje od 2000. do 2004. [66]	64
Slika 5.20. Razdioba intenziteta zastoja pojedinih komponenti na temelju baza podataka: WSD, WSDK, LWK [65]	66
Slika 5.21. Razdioba intenziteta zastoja između različitih tipova modela vjetroelektrana, prema veličini vjetroelektrane [65].....	67
Slika 5.22. Razdioba trajanja zastoja pojedinih komponenti na temelju LWK baze podataka [65].....	68
Slika 5.23. Trend novoinstaliranih vjetroelektrana u Njemačkoj za razdoblje od 1990. – 2008. po pojedinim komponentama [69].....	73
Slika 5.24. Krivulja životnog vijeka	74
Slika 5.25. Srednje satne brzine vjetra za prvih 600 h u godini za lokaciju Pusto Polje prema [49]	76
Slika 5.26. Izlazna snaga vjetroelektrane za brzinu vjetra prema slici 5.25.....	76
Slika 5.27. Primjer sekvencijalne Monte Carlo simulacije.....	78
Slika 5.28. Blok dijagram modela pouzdanosti vjetroelektrane	80
Slika 6.1. Dijaloški okvir " <i>System Identification Tool</i> "	83
Slika 6.2. Primjer sekvence simulirane brzine vjetra	84

Slika 6.3. Utjecaj kraćih i duljih zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima WMEP baze	85
Slika 6.4. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima WMEP baze	85
Slika 6.5. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju	86
Slika 6.6. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}	86
Slika 6.7. Razdioba očekivane neisporučene energije <i>LOEE</i>	87
Slika 6.8. Konvergencija očekivane neisporučene energije.....	88
Slika 6.9. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze	90
Slika 6.10. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju.....	91
Slika 6.11. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip A na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}	91
Slika 6.12. Razdioba očekivane neisporučene energije <i>LOEE</i> za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A.....	92
Slika 6.13. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje prijenosnika vjetroelektrane tipa A.....	93
Slika 6.14. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A.....	93
Slika 6.15. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze	95
Slika 6.16. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa B na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju.....	95
Slika 6.17. Razdioba očekivane neisporučene energije <i>LOEE</i> za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B.....	96

Slika 6.18. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip B na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}	97
Slika 6.19. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje električnog sustava vjetroelektrane tipa B.....	97
Slika 6.20. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B.....	98
Slika 6.21. Ukupni utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa D na očekivanu neisporučenu energiju LOEE prema podacima LWK baze	99
Slika 6.22. Udio utjecaja zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A na ukupnu očekivanu neisporučenu energiju.....	100
Slika 6.23. Razdioba očekivane neisporučene energije LOEE za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D	101
Slika 6.24. Utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane Tip D na energetska raspoloživost vjetroelektrane A_{energy}	102
Slika 6.25. Razdioba očekivane neisporučene energije za zastoje električnog sustava vjetroelektrane tipa D	102
Slika 6.26. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D	103
Slika 6.27. Razdioba očekivane neisporučene energije LOEE za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C	104
Slika 6.28. Konvergencija očekivane neisporučene energije za vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C	105
Slika 6.29. Usporedba očekivane neisporučene energije za sva četiri konfiguracijska tipa vjetroelektrane.....	105
Slika 6.30. Usporedba očekivane neisporučene energije uzrokovane zastojima pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijske koncepte A, B i D.	106
Slika 6.31. Usporedba intenziteta zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijske koncept tipa A, B i D.	107

Slika 6.32. Usporedba razdiobe očekivane neisporučene energije za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B, C i D.	108
Slika 6.33. Usporedba apsolutnog doprinosa zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti očekivanoj neisporučenoj energiji za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.	109
Slika 6.34. Usporedba relativnog doprinosa zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti očekivanoj neisporučenoj energiji za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.	110
Slika 6.35. Udio intenziteta zastoja pretežito mehaničkih i pretežito električnih komponenti u ukupnom intenzitetu zastoja za vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A, B i D.	111

POPIS TABLICA

Tablica 5.1. Prosječni intenziteti zastoja i prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente za vjetroelektrane u Švedskoj temeljenih na podacima za razdoblje 2000. – 2004. [66]	63
Tablica 5.2. Prosječni intenziteti zastoja i prosječna vremena trajanja popravka pojedine komponente za vjetroelektrane u Finskoj temeljenih na podacima za razdoblje 2000. – 2004. [66]	65
Tablica 5.3. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa A (Nordex N52/N54) na temelju LWK istraživanja	70
Tablica 5.4. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa B (Vestas V39) na temelju LWK istraživanja	71
Tablica 5.5. Podaci o intenzitetu zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa C (Tacke TW1.5s) na temelju LWK istraživanja [65], [69]	72
Tablica 5.6. Podaci o intenzitetima zastoja pojedinih komponenti te trajanju zastoja za tipičnu vjetroelektranu konfiguracijskog tipa D (Enercon E66) na temelju LWK istraživanja	72
Tablica 6.1. Intenziteti zastoja i trajanje zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane prema [68]	82
Tablica 6.2. Usporedba proračuna očekivane neisporučene energije pomoću analitičkog modela i pomoću unaprijeđenog modela vjetroelektrane	114

POPIS OZNAKA

P – snaga

V – volumen

ρ – gustoća zraka

t – vrijeme

A – površina

l – duljina

$f(v)$ – funkcija gustoće vjerojatnosti varijable v

Δv – širina razreda (eng. *bin*) [m/s]

v_a – prosječna (srednja) brzina vjetra

k – parametar oblika Weibullove razdiobe

c – parametar mjere Weibullove razdiobe

\dot{m} - protočna masa zraka [kg/s]

v_d – brzina vjetra iza lopatica vjetroelektrane [m/s]

v_b – brzina vjetra na samim lopaticama rotora [m/s].

P_b – snaga rotora vjetroelektrane

β – omjer brzine vjetra prije i poslije lopatica rotora

C_p – učinkovitost rotora vjetroelektrane

C_{pmax} – Betzov limit

P_r – nazivna snaga vjetroelektrane

v_{ci} – brzina uključanja

v_r – nazivna brzina

v_{co} – brzina isključenja

R_s – pouzdanost sustava

$P(x_i)$ – vjerojatnost uspješnog rada i -te x komponente

λ_i – intenzitet zastoja i -te komponente

Q_s – nepouzdanost sustava

A_s – stacionarna raspoloživost sustava

U_s – stacionarna neraspoločivost sustava

m_i – srednje trajanje rada i -te komponente

r_i – srednje trajanje zastoja i -te komponente

f_s – učestalost zastoja n serijskih komponentata

μ_i – intenzitet popravka i -te komponente

μ_s'' – intenzitet izlaska iz planiranog zastoja

r_i'' – trajanje planiranog zastoja i -te komponente

$V(x)$ – varijanca slučajne varijable x

α – točnost Monte Carlo simulacije (koeficijent varijacije)

n – broj simulacija

$F(x)$ – kumulativna funkcija

μ – očekivana vrijednost Normalne razdiobe

σ – standardna devijacija

$LOEE$ – očekivana neisporučena energija

C_i – deficit snage

U_{time} – vremenska neraspoločivost

A_{time} – vremenska raspoloživost

$m = MTTF$ – srednje vrijeme do kvara

$r=MTTR$ – srednje vrijeme do popravka

$MTBF$ – srednje vrijeme između zastoja

T – ukupno promatrano vrijeme

f – učestalost zastoja.

U_{energy} – energetska neraspoloživost

A_{energy} – energetska raspoloživost

W_{god} – očekivana teorijska godišnja proizvedena energija

y_t – varijabla vremenskog niza

Φ_i – autoregresivni parametri

Θ_i – parametri pokretnih presjeka

α_t – bijeli šum

V_t – simulirana brzina vjetra u satu t ,

μ_t – srednja vrijednost brzine vjetra u satu t ,

σ_t – standardna devijacija promatrane brzine vjetra u satu t .

v_t – brzina vjetra u satu t – slučajna varijabla

w_t – srednja vrijednost brzine vjetra v_t tijekom sata t

σ_t – standardna devijacija brzine vjetra v_t

α_t – konstanta koja označava stupanj korelacije između v_t i v_{t-i}

r_t – normalno distribuirana varijabla koja predstavlja varijabilnost brzine vjetra tijekom sata t

λ_{elec} – intenzitet zastoja električnih dijelova generatora

λ_s – intenzitet zastoja namota statora

λ_r – intenzitet zastoja namota rotora.

μ_{elec} – intenzitet popravka električnih dijelova generatora

μ_s – intenzitet popravka namota statora

μ_r – intenzitet popravka namota rotora.

μ_b – intenzitet popravka mehaničkih dijelova (osovina i ležajevi)

λ_s – intenzitet zastoja mehaničkih dijelova (osovina i ležajevi)

λ_{ig} – intenzitet zastoja asinkronog generatora vjetroelektrane

μ_{ig} – intenzitet popravka asinkronog generatora vjetroelektrane

λ_{dc} – intenzitet zastoja DC linka pretvarača

λ_{cu} – intenzitet zastoja upravljačke jedinice pretvarača

μ_{dc} – intenzitet popravka DC linka pretvarača vjetroelektrane

μ_{cu} – intenzitet popravka upravljačke jedinice pretvarača vjetroelektrane

$\lambda_{m.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane generatora

$\lambda_{g.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane mreže

$\mu_{m.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane generatora

$\mu_{g.inv}$ – intenzitet zastoja izmjenjivača sa strane mreže

λ_A – intenzitet zastoja vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A.

μ_A – intenzitet popravka vjetroelektrane konfiguracijskog tipa A

k – broj stanja pojednostavljenog modela s više stanja

P_k – snaga modificiranog (pojednostavljenog) stanja k

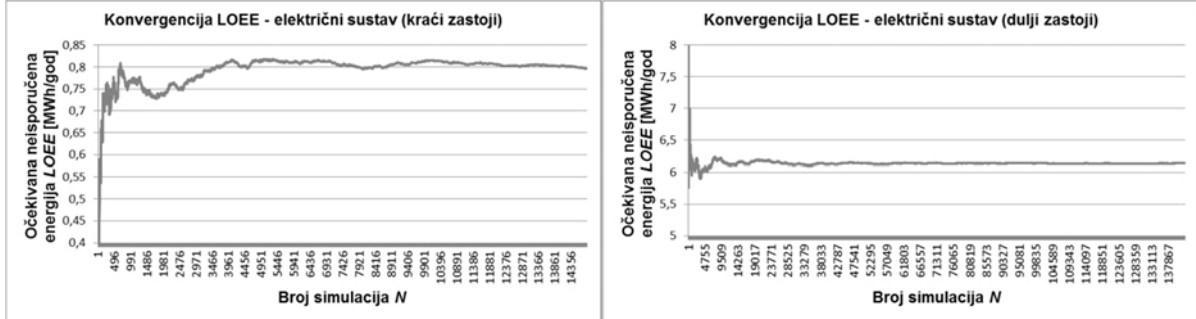
PB_k – vjerojatnost modificiranog (pojednostavljenog) stanja k

TTF – vrijeme ispravnog rada

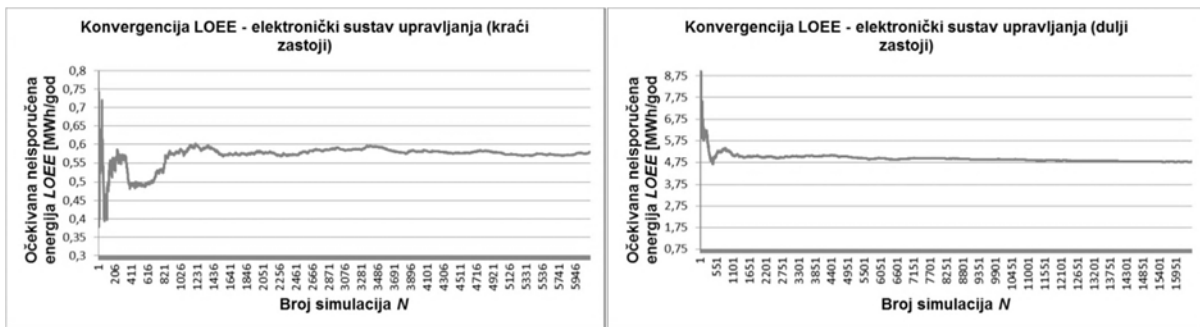
TTR – vrijeme trajanja zastoja

PRILOZI

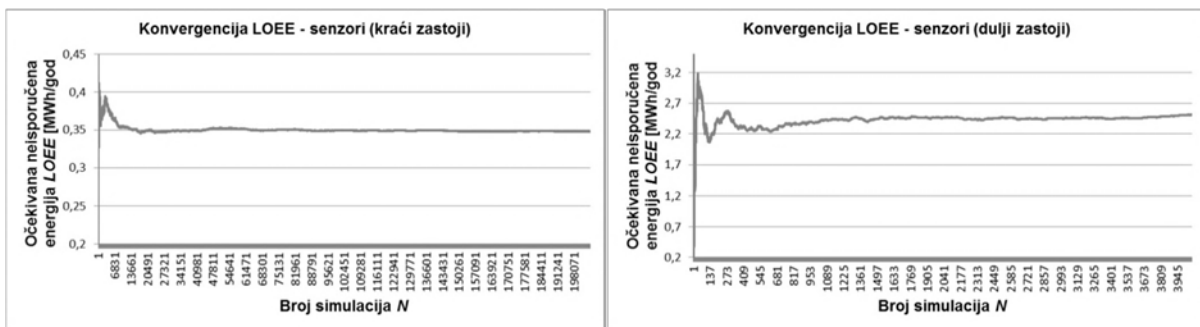
U prilogu se nalaze slike konvergencije očekivane neisporučene energije uslijed zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za podatke prema WMEP bazi.



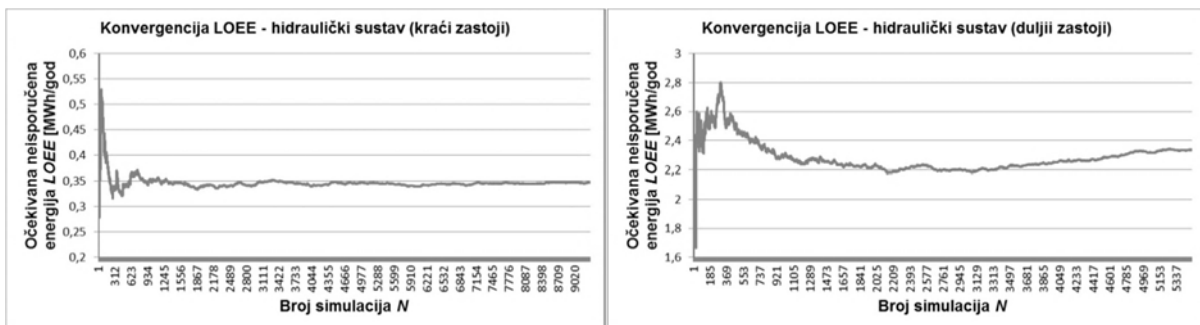
Slika P. 1. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja električnih sustava



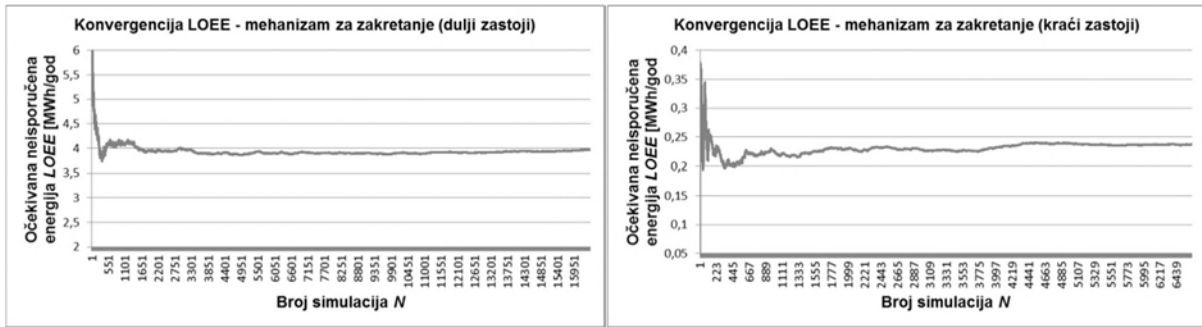
Slika P. 2. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja elektroničkog sustava upravljanja



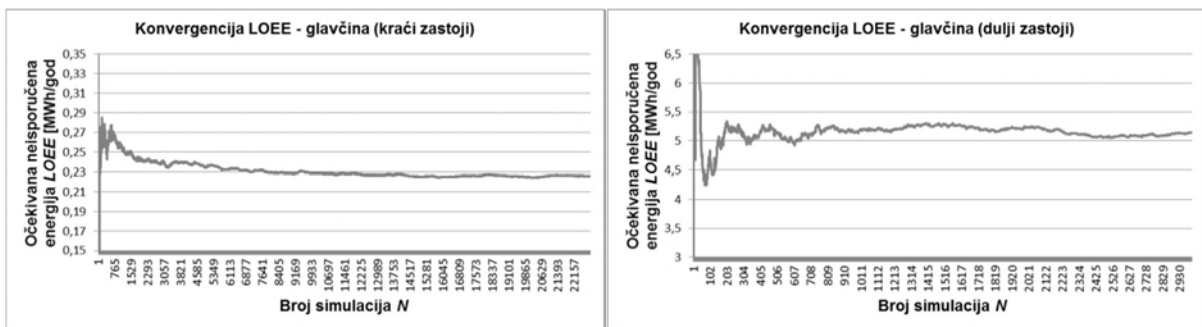
Slika P. 3. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja senzora



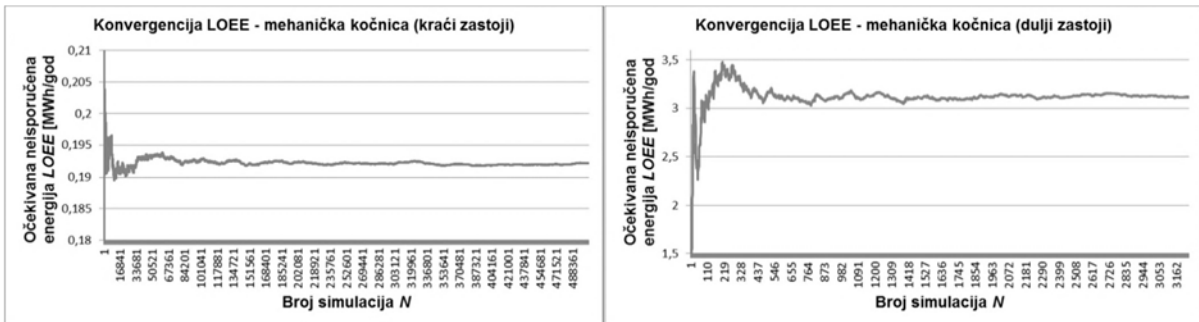
Slika P. 4. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja hidrauličkog sustava



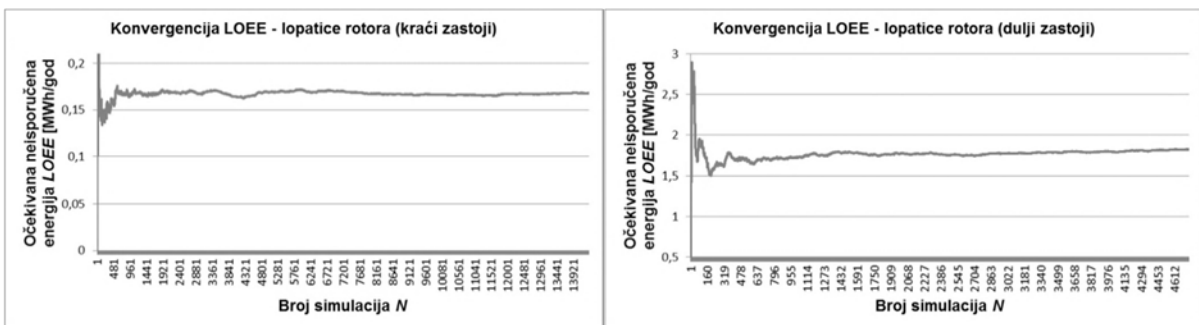
Slika P. 5. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja mehanizma za zakretanje



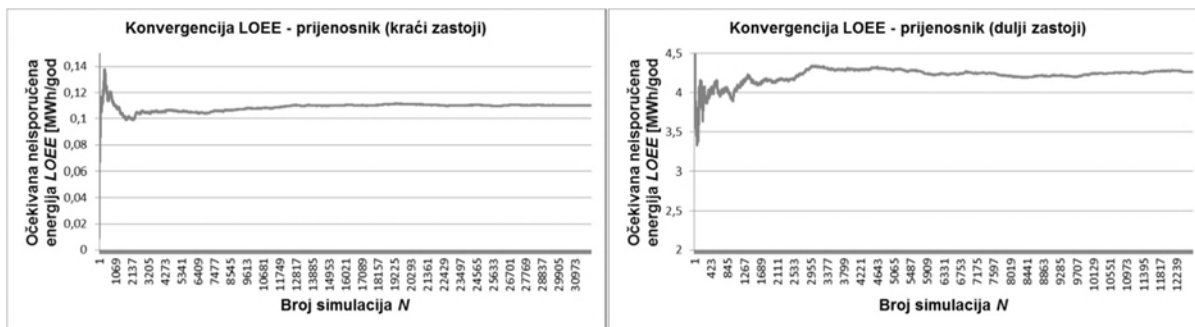
Slika P. 6. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja glavčine



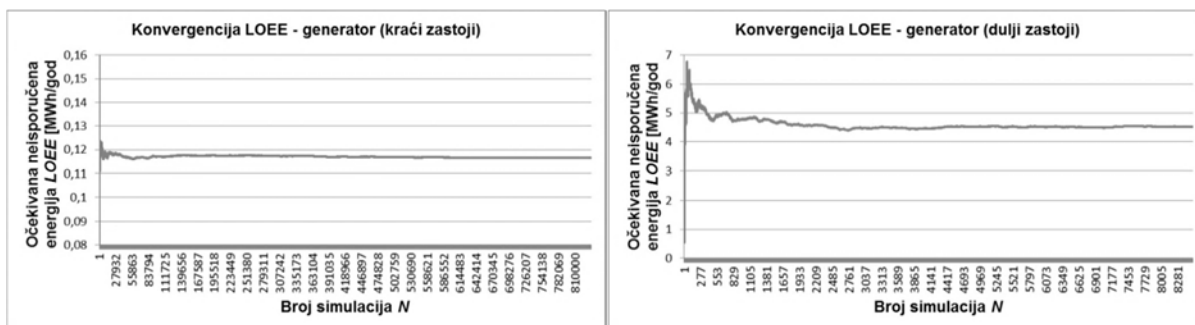
Slika P. 7. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja mehaničke kočnice



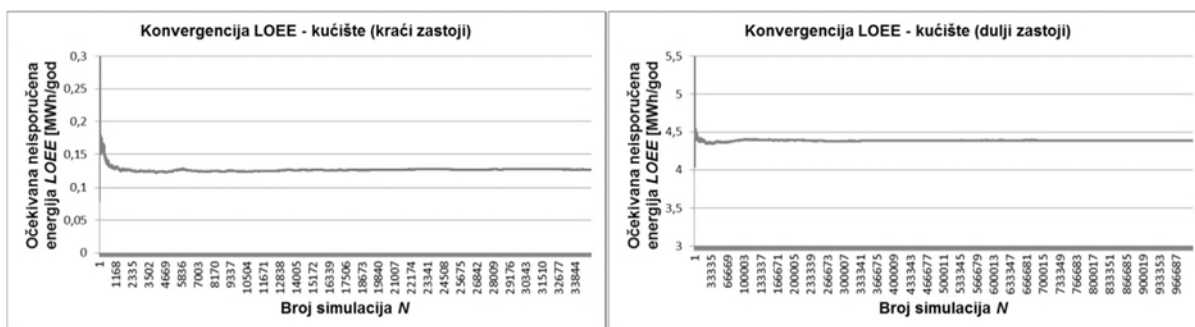
Slika P. 8. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja lopatica rotora



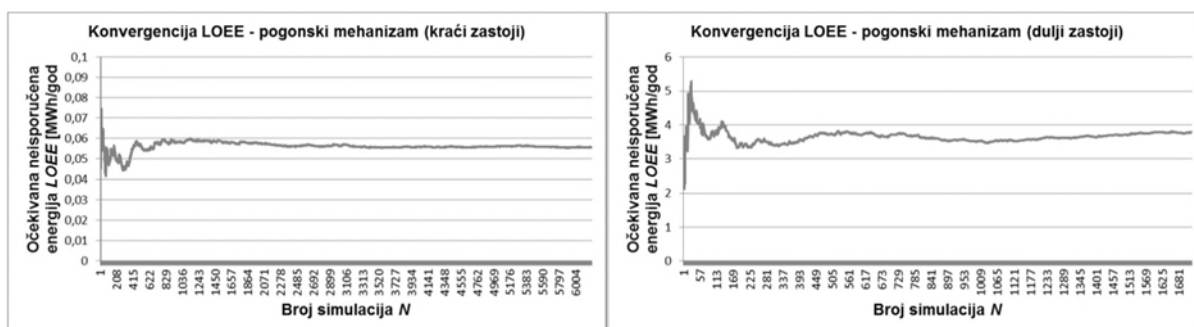
Slika P. 9. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja prijenosnika



Slika P. 10. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja generatora

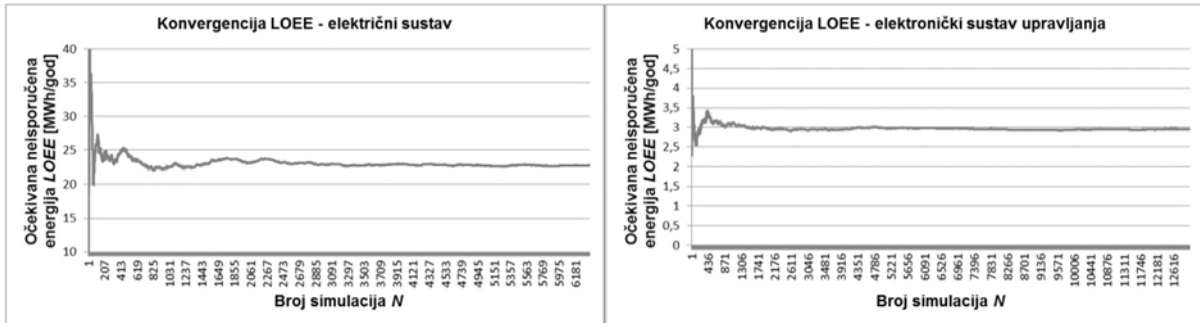


Slika P. 11. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih i kraćih zastoja kućišta

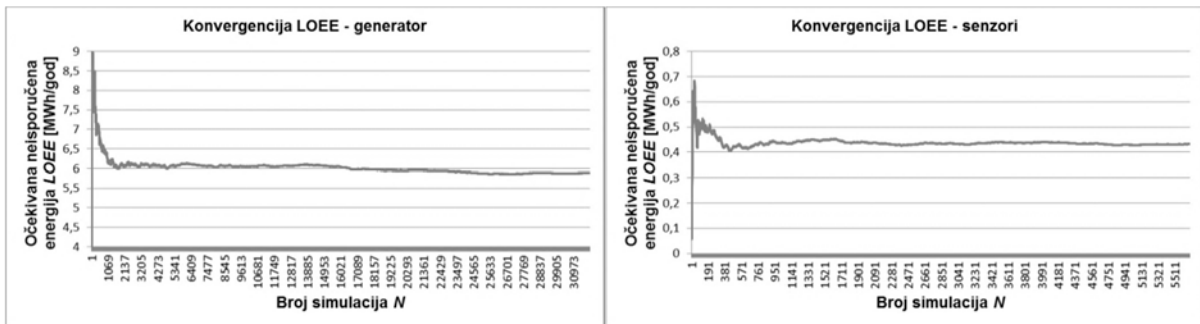


Slika P. 12. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog duljih zastoja pogonskog mehanizma

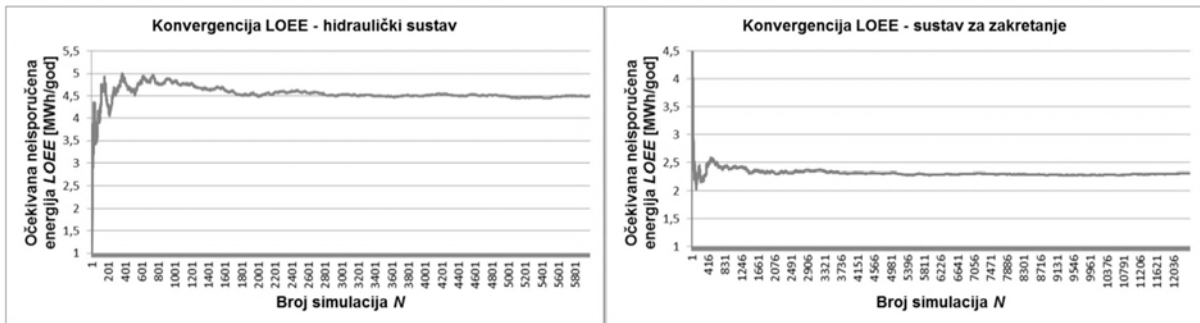
U nastavku priloga prikazane su slike konvergencije očekivane neisporučene energije uslijed zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijski tip A (LWK baza).



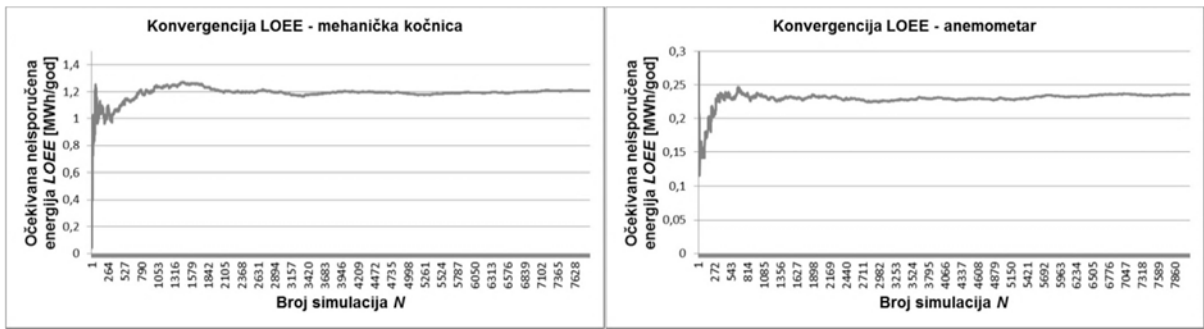
Slika P. 13. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja električnih sustava i sustava elektroničkog upravljanja



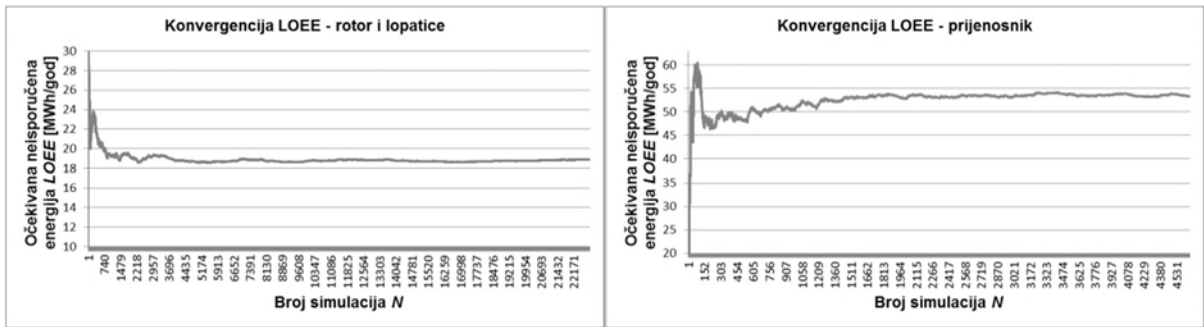
Slika P. 14. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja generatora i senzora



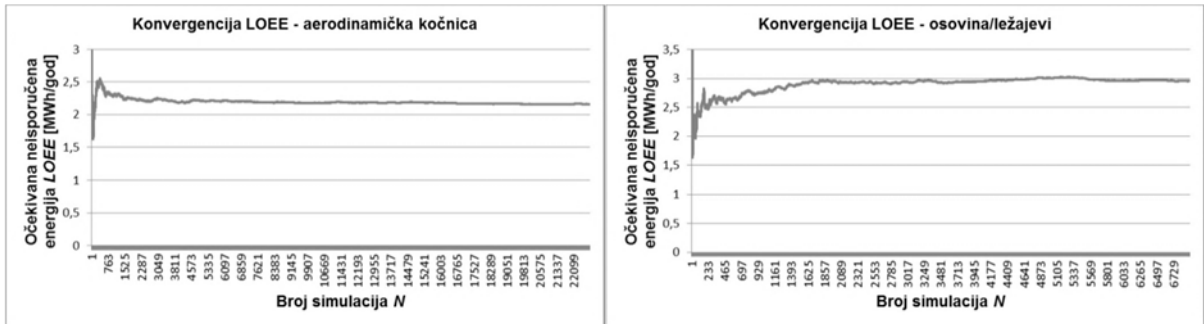
Slika P. 15. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja hidrauličkog sustava i sustava zakretanja



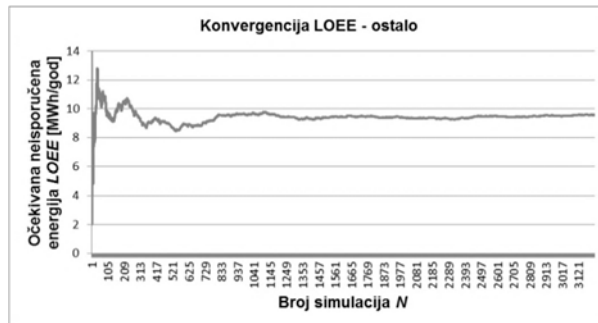
Slika P. 16. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja mehaničke kočnice i anemometra



Slika P. 17. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja rotora i lopatica te prijenosnika

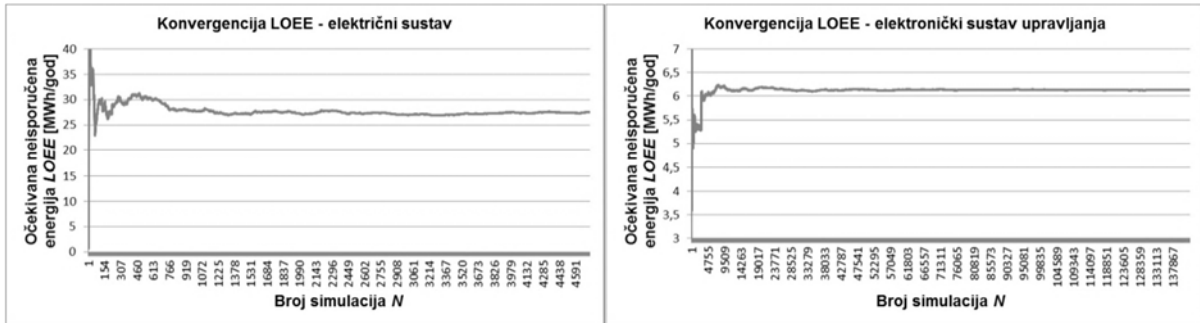


Slika P. 18. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja aerodinamičke kočnice i osovine/ležajeva

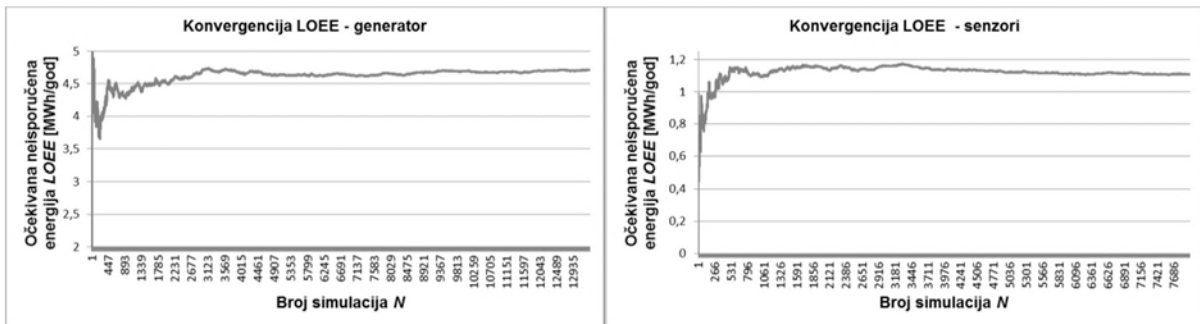


Slika P. 19. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog ostalih zastoja

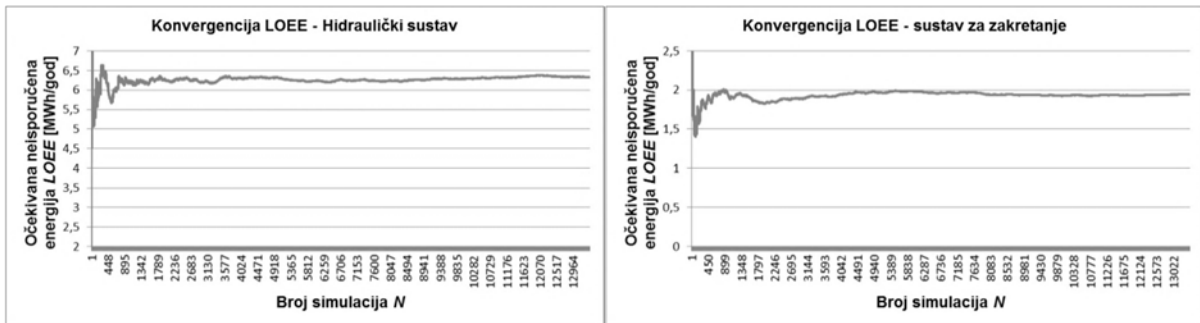
U nastavku priloga prikazane su slike konvergencije očekivane neisporučene energije uslijed zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijski tip B (LWK baza).



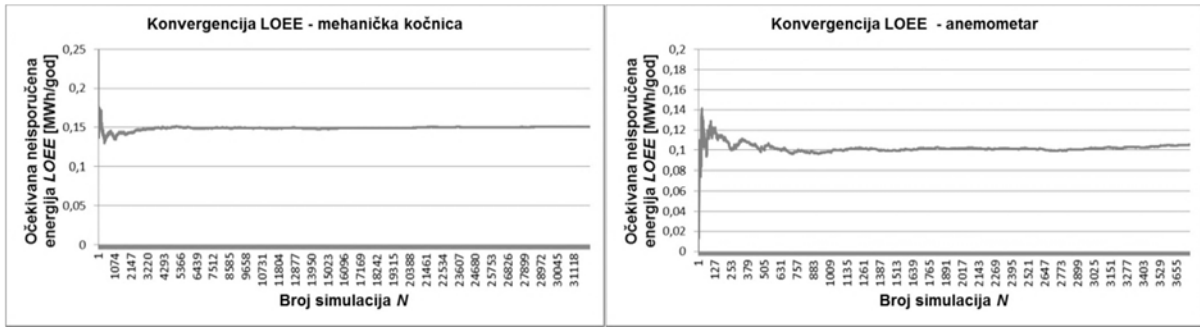
Slika P. 20. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja električnih sustava i elektroničkog sustava upravljanja



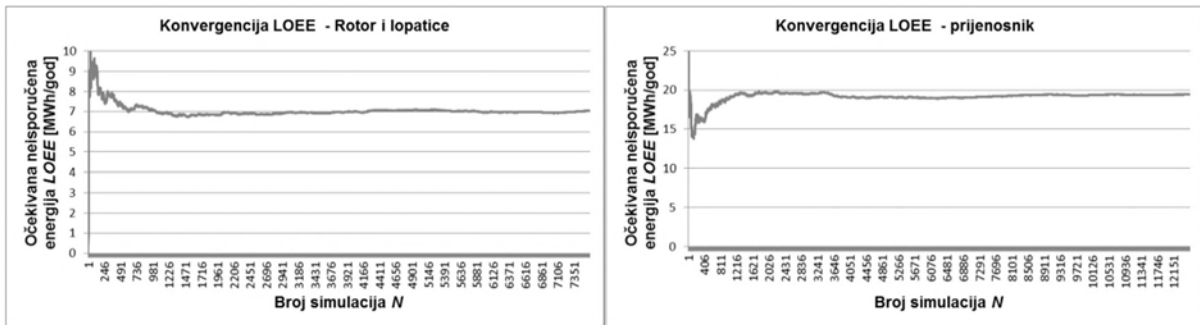
Slika P. 21. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja generatora i senzora



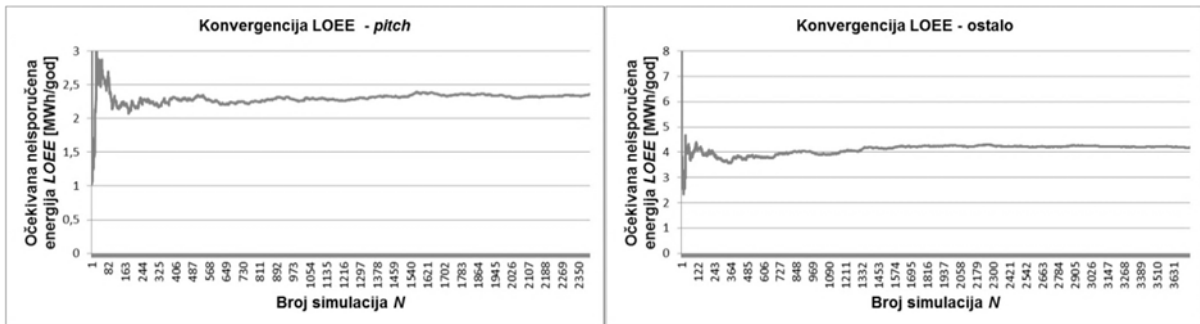
Slika P. 22. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja hidrauličkog sustava i sustava zakretanja



Slika P. 23. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja mehaničke kočnice i anemometra

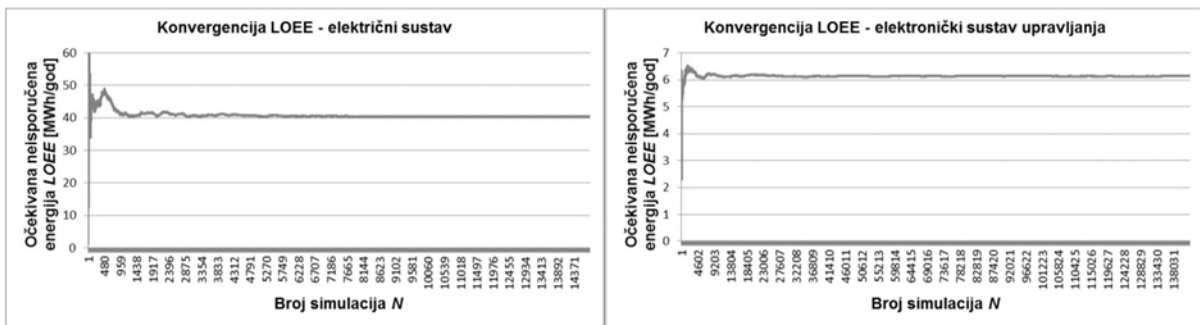


Slika P. 24. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja rotora i lopatica i prijenosnika

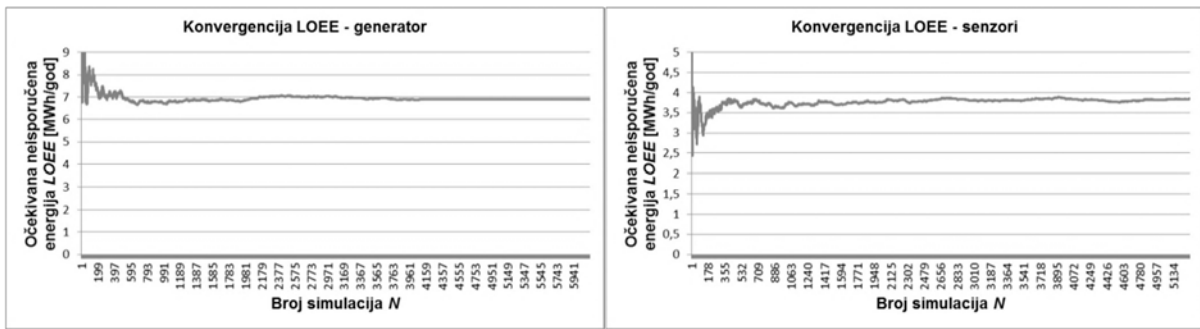


Slika P. 25. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja regulacije zakreta lopatica rotora (*pitch*) te ostalih zastoja

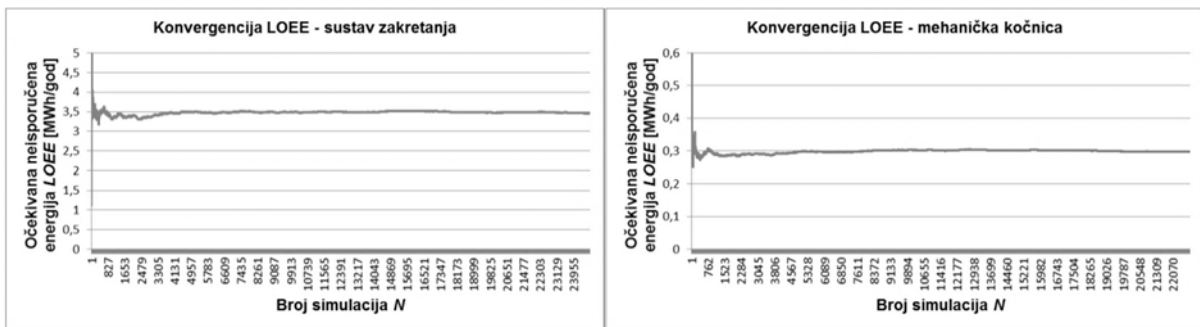
U nastavku priloga prikazane su slike konvergencije očekivane neisporučene energije uslijed zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane za konfiguracijski tip D (LWK baza).



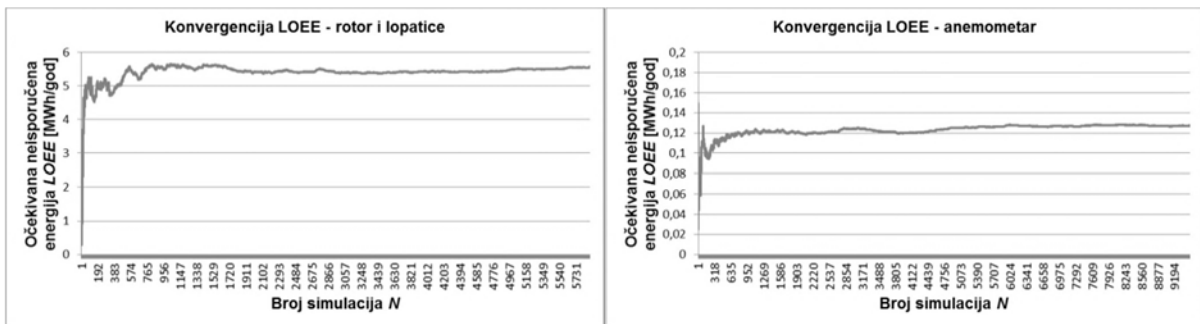
Slika P. 26. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja električnih sustava i elektroničkog upravljačkog sustava



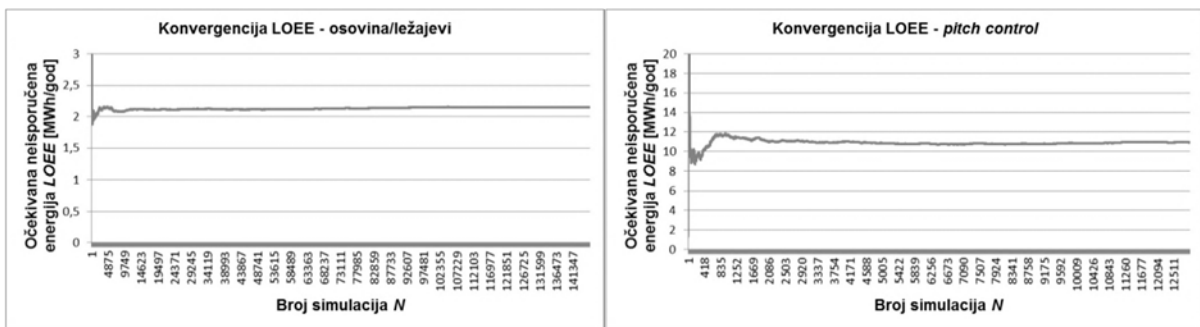
Slika P. 27. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja generatora i senzora



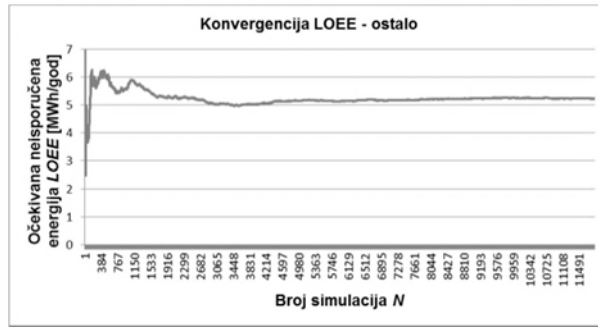
Slika P. 28. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja mehanizma za zakretanje i mehaničke kočnice



Slika P. 29. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja anemometra i rotora i lopatica



Slika P. 30. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog zastoja regulacije zakreta lopatica rotora (*pitch*) i osovine/ležajeva



Slika P. 31. Konvergencija očekivane neisporučene energije zbog ostalih zastoja

SAŽETAK

U ovoj disertaciji opisan je unaprijeđeni simulacijski model pouzdanosti i predviđanja proizvodnje električne energije vjetroelektrane. Unaprijeđeni simulacijski model vjetroelektrane uzima u obzir zastoje pojedinih komponenti vjetroelektrane kao i trajanje zastoja pojedinih komponenti. Brzina vjetra modelirana je vremenskim nizom, odnosno ARMA modelom. Unaprijeđeni model vjetroelektrane razvijen je primjenom sekvencijalne Monte Carlo simulacije. Unaprijeđeni model daje utjecaj zastoja pojedinih komponenti vjetroelektrane na očekivanu proizvedenu energiju, očekivanu neisporučenu energiju, razdiobu očekivane neisporučene energije kao i razdiobu očekivane neisporučene energije zbog zastoja pojedinih komponenti.

Unaprijeđeni model vjetroelektrane primijenjen je na vjetroelektrane različitih konfiguracijskih koncepta. Primjenom modela dobiveni su pokazatelji pouzdanosti za vjetroelektrane pojedinih konfiguracijskih koncepta. Na kraju je napravljena verifikacija unaprijeđenog modela vjetroelektrane usporedbom s analitičkim modelom s dvama stanjima.

Ključne riječi: vjetroelektrana, konfiguracijski koncept, pouzdanost, raspoloživost, ARMA model, Monte Carlo simulacija, očekivana neisporučena energija.

SUMMARY

ENHANCED SIMULATION PREDICTION MODEL FOR WIND POWER PLANT POWER GENERATION

This dissertation describes an enhanced simulation prediction and reliability model for wind power plant power generation. The enhanced wind power plant simulation model takes into account failures and downtimes of particular wind power plant components. Wind speed is modelled with time series analysis (ARMA). The enhanced wind power plant simulation model use sequential Monte Carlo simulation. The enhanced model provides impact of particular wind turbine component failures on expected power generation, loss of energy expectation, distribution of loss of energy expectation due to failures and downtimes of particular components.

The enhanced wind power plant simulation model is applied on different wind power plant configuration concepts. The model is applied for the purpose of obtaining reliability indices for different wind power plant configuration concepts reliability. Finally, the enhanced wind power plant simulation model is verified by way of comparison with analytical model with two states.

Key words: wind power plant, configuration concept, reliability, availability, ARMA model, Monte Carlo simulation, loss of energy expectation.

ŽIVOTOPIS

Danijel Topić rođen je 22. srpnja 1985. godine u Orahovici, općina Žepče, Bosna i Hercegovina. Srednju elektrotehničku školu završio je 2004. godine u Tehničkoj obrtničkoj školi KŠC-a Don Bosco gdje je proglašen učenikom generacije od strane uprave škole. Elektrotehnički fakultet u Osijeku upisuje 2004. godine. Diplomirao je u listopadu 2008., čime je stekao zvanje diplomiranog inženjera elektrotehnike, smjer elektroenergetika. Diplomski rad na temu "Model male crpno-akumulacijske hidroelektrane" izradio je pod mentorstvom prof.dr.sc. Damira Šljivca. Nakon završetka studija upisuje poslijediplomski doktorski studij iz područja elektroenergetike na Elektrotehničkom fakultetu Osijek.

Od 1. prosinca 2008. zaposlen je kao asistent na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku na Katedri za elektrane i energetske procese Zavoda za elektroenergetiku. Područje znanstvenog istraživanja mu je proizvodnja električne energije, obnovljivi izvori energije te energetska učinkovitost. Pohađao je Tečaj za energetske savjetnike te ga s uspjehom položio u lipnju 2009. U svibnju 2011. pohađao je program Izobrazba za stručno osposobljavanje i obvezno usavršavanje osoba koje provode energetske preglede i/ili energetske certificiranje zgrada, Modul 1 te ga s uspjehom položio.

Suradnik je na nekoliko domaćih i međunarodnih znanstveno-istraživačkih projekata (TEMPUS EMSA iz tržišta el. energije, IPA UNIREG IMPULSE u području OIE te bilateralna suradnja HR-SRB u području OIE, Regphosys IPA Hrvatska – Mađarska, Fotonaponski sustavi kao pokretači regionalnog razvoja). Do sad je objavio 14 znanstvenih i stručnih radova. Prvi je predsjednik Odjela za elektroenergetiku IEEE studentskog ogranka Osijek.

Aktivno se služi engleskim jezikom te pasivno njemačkim jezikom.

U slobodno vrijeme bavi se judom (kao sudac i trener) i brazilskim jiu – jitsuom (kao trener). Nositelj je crnog pojasa I. dan u judu te plavog pojasa u brazilskom jiu jitsu.

BIOGRAPHY

Danijel Topić was born on July 22nd 1985 in Orahovica, municipality Žepče, Bosnia and Herzegovina. In 2004 he graduated from the secondary vocational school of electrical engineering within the Technical and Crafts School of the Catholic school Centre "Don bosco" as a valedictorian. In 2004 he enrolled Faculty of Electrical Engineering at the J. J. Strossmayer University of Osijek. He graduated in October 2008 and obtained degree of Master of Electrical Engineer, study programme in Power Systems Engineering. He defended his diploma thesis titled "Model of Small Pump – Storage Hydro Power Plant" under the supervision of Professor Damir Šljivac. In 2009 he enrolled in a postgraduate doctoral study in power system engineering at the Faculty of Electrical Engineering in Osijek.

Since December 1st 2008 he has been employed as a research assistant at the Department for Power System Engineering at the Faculty of Electrical Engineering in Osijek. His research areas include power generation system, reliability, renewable energy sources and energy efficiency. In June 2009 he completed energy advisor training course. In 2011 he completed the Training for vocational education and mandatory upskilling of persons performing energy audits and/or energy certification of buildings - Module 1.

He is research associate at several national and international scientific projects (TEMPUS EMSA in area of the electricity market, IPA UNIREG IMPULSE in the area of the RES, Bilateral project of Croatia and Serbia in the area of RES, Regphosys IPA Croatia – Hungary). So far, he has published 14 scientific papers. He is the first chair of the IEEE Power and Energy Society Student Branch Chapter at the J. J. Strossmayer University of Osijek.

He is active user of the English language and passive user of German. In his free time he trains judo and Brazilian jiu jitsu (referee and coach). He is a 1st dan judo black belt I. dan and Brazilian jiu jitsu blue belt holder.