



Sveučilište u Rijeci
University of Rijeka
<https://www.uniri.hr>

Polytechnica: Journal of Technology Education, Volume 9, Number 2 (2025)
Politehnika: Časopis za tehnički odgoj i obrazovanje, Svezak 9, Broj 2 (2025)



Politehnika
Polytechnica
<https://politehnika.uniri.hr>
cte@uniri.hr

DOI: <https://doi.org/10.36978/cte.9.2.3>

Stručni članak
Professional paper

Izrada modela pučinske vjetroturbine korištenjem računalne dinamike fluida

Endri Garafulić, Luka Amižić

Sveučilište u Splitu

Prirodoslovno matematički fakultet

Ruđera Boškovića 33, 21000 Split

endri@pmfst.hr, luka.amizic@pmfst.hr

Jure Penga

Sveučilište obrane i sigurnosti

"Dr. Franjo Tuđman"

Zrinsko Frankopanska 207 a, 21000 Split

jure.penga@sois-ft.hr

Željko Penga

Sveučilište u Splitu

*Fakultet elektrotehnike strojarstva i
brodogradnje*

Ruđera Boškovića 32, 21000 Split

zpenqa@fesb.hr

Sažetak

U radu je izrađen numerički model pučinske vjetroturbine korištenjem računalne dinamike fluida (CFD) u programskom paketu ANSYS Fluent. Cilj istraživanja bio je analizirati potencijal vjetroturbine kao obnovljivog izvora energije za hrvatsko priobalje te ispitati utjecaj pravokutne i kružne stacionarne domene na njezine aerodinamičke karakteristike i koeficijent snage (C_p). Simulacije su provedene na modelu male horizontalno–osne vjetroturbine s lopaticama aerodinamičkog profila NACA 6412 pri maksimalnoj brzini vjetra od 10 m/s, s tipičnim omjerom brzine vrtnje (Tip Speed Ratio, TSR, λ) 3. Analizirana je ovisnost koeficijenta snage (C_p) o tipičnom omjeru brzine vrtnje (TSR, λ), uz numeričku validaciju mreže i provjeru konvergencije. Dobiveni rezultati pokazuju da se dobro slaganje numeričkih i eksperimentalnih podataka postiže samo u području λ približno do 3, dok se za veće vrijednosti javljaju značajna odstupanja, neovisno o odabranoj domeni. Uočeno odstupanje proizlazi prvenstveno iz nedovoljne gustoće numeričke mreže i ograničenja računalnih resursa, što ukazuje na osjetljivost CFD pristupa na numeričke postavke. Rezultati su pokazali da trenutni model ne omogućuje pouzdanu procjenu koeficijenta snage C_p u cijelom radnom rasponu, ali predstavlja temelj za buduća unaprjeđenja koja uključuju optimizaciju mreže i vremenskog koraka.

Ključne riječi: vjetroturbina; hrvatsko priobalje; ANSYS; obnovljivi izvori energije; električna energija.

1 Uvod

Europska unija sve snažnije usmjerava razvoj energetskog sektora prema povećanju udjela obnovljivih izvora energije. Cilj je da do 2030. godine obnovljivi izvori dosegnu 42,5% do 45% udjela u ukupnoj proizvodnji električne energije. Očekuje se da će tehnologije iskorištavanja energijskog potencijala mora imati ključnu ulogu u budućoj proizvodnji čiste energije (EU, 2023).

Vjetroturbine, bilo na kopnu ili moru, danas čine važan dio globalnog energetskog sustava, doprinoseći smanjenju emisije stakleničkih plinova. Energija vjetra

zauzima posebno mjesto zbog svoje čistoće, dostupnosti i velikog potencijala, posebice na pučini.

U sjevernom Jadranu, identificirano morsko područje moglo bi primiti potencijalno 25 GW kapaciteta vjetroelektrana na moru, te je najpoželjnija opcija jer ima najmanji utjecaj na okoliš (OIE, 2023).

Središnji i južni dio Jadrana imaju više od 26.000 km² raspoloživog područja za obnovljive izvore energije na moru. Trenutačno je ukupni instalirani pučinski kapacitet vjetroelektrana u Europi 30 GW (OIE, 2023).

Pučinske vjetroturbine su ogromne strukture instalirane u vodenim tijelima; oceanima ili velikim jezerima, koje se koriste za generiranje električne

energije iz energije vjetra. Ove turbine su veće od svojih kopnenih ekvivalenata, s lopaticama duljine do 100 metara ili više, i dizajnirane su da izdrže teške morske uvjete. Prva vjetroelektrana na moru postavljena je u Danskoj 1991. godine.

U radu je korištena metoda računalne dinamike fluida, (*Computational Fluid Dynamics - CFD*). CFD je skup numeričkih metoda i algoritama koji se koriste za simulaciju strujanja fluida (tekućina i plinova) te prijenosa topline, mase i impulsa.

U radu je u skladu s izgledom stvarne vjetroturbine, izrađen detaljan model u ANSYS programskom paketu. Korišten je Geometry modul unutar DesignModeler alata. Ovaj model omogućava precizne simulacije i analize koje su ključne za razumijevanje performansi vjetroturbine.

Stacionarna domena se kreira unutar istog modula, a predstavlja prostor oko vjetroturbine i ključna je za omogućavanje simulacija protoka zraka. Cilj ove domene je replicirati realne radne uvjete vjetroturbine te omogućiti sveobuhvatnu analizu aerodinamičke interakcije između strujanja zraka i konstrukcije vjetroturbine (Lučić, 2024).

U radu će se ispitati utjecaj pravokutne i kružne stacionarne domene, Sika 6. i Slika 7., na aerodinamičke karakteristike i koeficijent snage (C_p) vjetroturbine.

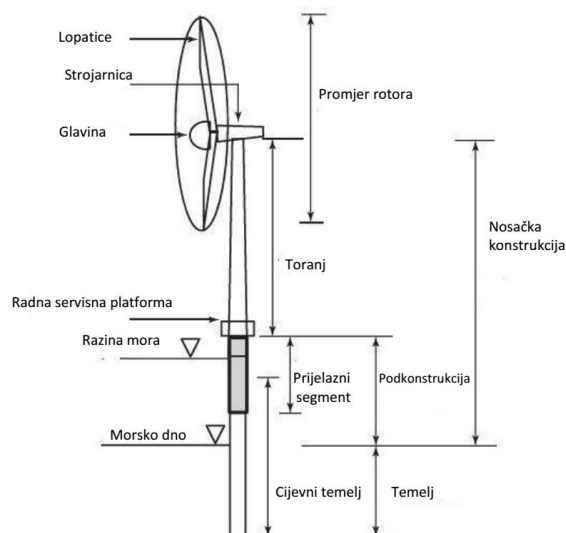
To se postiže uz pomoć računalne dinamike fluida (*Computational Fluid Dynamics - CFD*), gdje takav pristup omogućuje bolju procjenu aerodinamičkih performansi i doprinosi optimizaciji njihovog dizajna.

2 Princip rada pučinskih vjetroturbina

Princip rada pučinskih vjetroturbina je isti kao i kod vjetroturbina na kopnu, gdje se kinetička energija vjetra pretvara u električnu energiju. Iz tog razloga može se uzeti analogija i u konstrukcijskom dijelu nadvodnog dijela pučinske vjetroturbine, a glavni dijelovi pučinske vjetroturbine su prikazani na Slici 1. (Arshad i O'Kelly, 2013).

Kinetička energija vjetra pretvara se u mehanički rad djelovanjem strujanja zraka na lopatice vjetroturbine. Nastrujavanjem se oko lopatica stvara polje tlakova koje generira aerodinamičku silu. Ta sila na određenom kraku stvara moment koji zakreće rotor vjetroturbine. Dobiveni moment zatim se preko vratila prenosi na ostatak pretvorbenog sustava. Generator pretvara mehaničku energiju u električnu energiju putem elektromagnetske indukcije. Proizvedena električna energija prenosi se s generatora na podmorske kabele, a zatim se distribuira u elektroenergetsku mrežu ili koristi prema potrebi, primjerice za proizvodnju zelenog vodika. Pučinske vjetroturbine dodatno su opremljene

sustavima nadzora i upravljanja koji automatski optimiziraju njihov rad, (Stevanja, 2017).



Slika 1. Dijelovi pučinske vjetroturbine

2.1 HAWT i VAWT vjetroturbine

2.1.1 HAWT izvedba vjetroturbine

HAWT (*Horizontal-Axis Wind Turbine*) karakterizira je horizontalno položena os vrtnje, paralelna sa tlom, Slika 2. (Gipe, 2004). Zbog visoke aerodinamičke učinkovitosti i razvijene tehnologije, HAWT predstavlja najrašireniji tip vjetroturbina u suvremenim vjetroelektranama.

HAWT ima značajan nedostatak, mora biti stalno usmjeren prema vjetru kako bi optimalno funkcionirao. U uvjetima promjenjivog smjera vjetra, potreban je dodatni mehanizam koji osigurava da lopatice ostanu usmjerene prema vjetru za maksimalnu proizvodnju energije. Zbog ovog ograničenja, HAWT najbolje funkcionira u područjima s konstantnim i niskoturbulentnim vjetrovima, jer rijetko treba mijenjati orijentaciju (Johari, Jalil i Shariff 2018).



Slika 2. HAWT

2.1.2 VAWT izvedba vjetroturbine

VAWT (*Vertical-Axis Wind Turbine*) imaju vertikalno položenu os vrtnje, okomitu na tlo, Slika 3. (Gipe, 2004).

Jedna od najvećih prednosti VAWT-a je sposobnost nestrujavanja vjetra iz bilo kojeg smjera, što eliminira potrebu za složenim mehanizmima za orijentaciju prema vjetru, koji su nužni kod HAWT-a. Ova karakteristika čini VAWT idealnim za okruženja s promjenjivim smjerovima vjetra ili područja gdje su turbulencije česte, kao što su urbana naselja. VAWT je također praktičan u smislu održavanja jer su ključne komponente, poput prijenosnika snage i generatora, često smještene blizu tlu. To omogućuje lakši pristup i niže troškove održavanja. VAWT obično proizvodi manje buke, što ih čini prihvatljivijima u naseljenim područjima. Ove turbine općenito imaju manju učinkovitost od HAWT-a, osobito u područjima s jakim i stabilnim vjetrovima. Također, VAWT-ovi imaju niže početne momente, što znači da im je potrebno više vremena da započnu s radom, a dinamička stabilnost može biti problem zbog promjena u smjeru i snazi vjetra. Unatoč ovim izazovima, VAWT se razvija i koristi u specifičnim situacijama gdje su prednosti poput prilagodljivosti važnije od maksimalne učinkovitosti (Johari, Jalil i Shariff 2018).



Slika 3. VAWT

Stupanj djelovanja kod vjetroturbina odnosi se na efikasnost turbine u pretvaranju kinetičke energije vjetra u mehaničku energiju koja se zatim pretvara u električnu energiju. Ovaj stupanj djelovanja ovisi o dizajnu turbine, brzini vjetra, kvaliteti materijala i drugim faktorima. Jedan od ključnih koncepata u razumijevanju stupnja djelovanja vjetroturbina je Betzov efekt.

Betzov efekt, nazvan po njemačkom fizičaru Albertu Betzu, opisuje teoretski maksimum količine kinetičke energije vjetra koju može biti pretvoreno u mehaničku energiju pomoću vjetroturbine (Matošević, 2018). Betzov zakon (ili Betzov teorem)

prikazuje da je najviše moguće iskorištenje energije vjetra koje može postići idealna vjetroturbina oko 59,3%, ili 16/27 (poznato kao Betzov koeficijent). Ovaj teoretski maksimum je poznat kao Betzov limit. Betzov efekt tako predstavlja fundamentalno ograničenje učinkovitosti vjetroturbina te igra ključnu ulogu u proučavanju i razumijevanju njihovog djelovanja. Ova dva koncepta zajedno pružaju temelj za procjenu performansi vjetroturbina i razvoj novih tehnologija za poboljšanje njihove učinkovitosti.

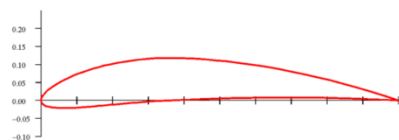
3 Metodologija

U radu su objedinjeni rezultati dvaju istraživanja. Model korišten u simulacijama temelji se na maloju vjetroturbini proizvođača AM (12 v-500 W), Slika 4. s aeroprofilom NACA 6412 (National Advisory Committee for Aeronautics, 2025), Slika 5.



Slika 4. Stvarni izgled vjetroturbine AM (12 v-500 W)

naca-6412



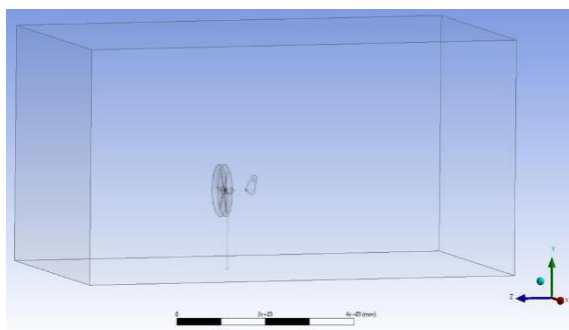
Slika 5. NACA 6412

3.1 Izrada geometrije

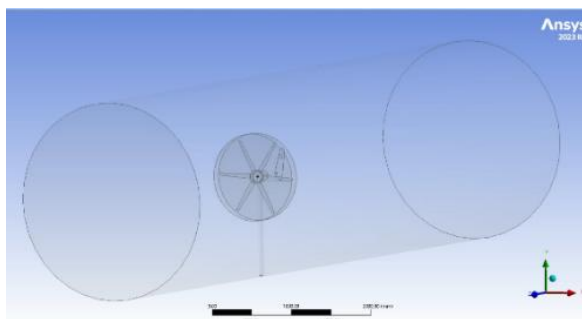
Modeli su izrađeni u programskom paketu ANSYS, koristeći module DesignerModeler, Mesh i Fluent. Provedene su dvije varijante simulacija: jedna s pravokutnom stacionarnom domenom (dimenzije 4D x 5D x 17D), gdje D predstavlja promjer vjetroturbine, Slika 6., (Lučić, 2024), a druga s kružnom domenom ekvivalentnog volumena, Slika 7. (Amižić, 2024).

Stacionarna domena je postavljena oko vjetroturbine kako bi se replicirali uvjeti stvarnog okruženja i omogućila precizna analiza dinamike

strujanja zraka, (Uchida, i sur., 2020). Dok se pravokutne domene često koriste zbog svoje jednostavnosti u modeliranju, kružne domene (Jabbar Al-quraishi i sur., 2019), mogu bolje replicirati prirodno okruženje oko vjetroturbine, jer se protok zraka oko turbine često ponaša kao kružni tok, a s obzirom na svoju simetriju, mogu poboljšati kvalitetu simulacija i smanjiti negativan utjecaj granica domena na simulaciju.



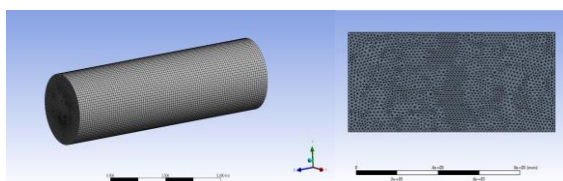
Slika 6. Pravokutna stacionarna domena vjetroturbine



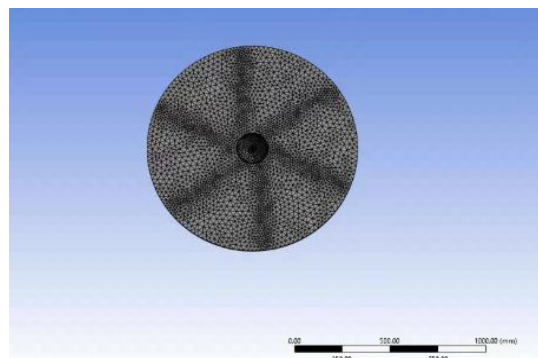
Slika 7. Kružna stacionarna domena vjetroturbine

3.2 Izrada mreže

Nakon izrade modela vjetroturbine, slijedi faza diskretizacije geometrije u modulu Mesh. Za definiranje mreže korištene su funkcije „Body sizing“ i „Face sizing“, primijenjene na vjetroturbinu te rotacijsku i stacionarnu domenu. Slika 8. prikazuje mrežu kružne i pravokutne stacionarne domene, Slika 9. prikazuje mrežu za rotacijsku domenu.



Slika 8. Mreža za kružnu i pravokutnu stacionarnu domenu



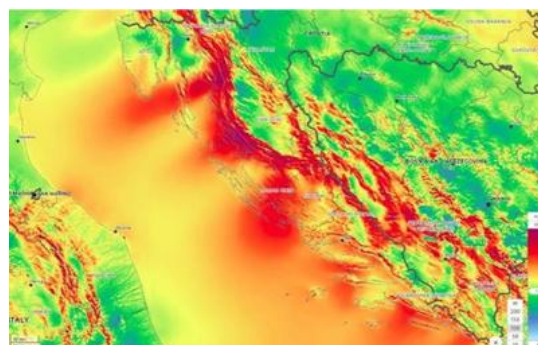
Slika 9. Mreža za rotacijsku domenu

Definiran je „inlet“ uvjet koji označava ulaz brzine vjetra u domenu u obliku kinetičke energije te je postavljen „pressure“ uvjet, koji predstavlja tlak zraka koji izlazi iz domene nakon što je energija vjetra iskorištena. Zatim se definira rotacijska domena, lopatice, stup vjetroturbine te kontaktne zone između stacionarne i rotacijske domene. Usporedba dviju mreža može biti valjana samo ako obje imaju dosljedno definiran pristup ugušćivanja oko lopatica. Razlika u gustoći mreže između rotacijske i pravokutne domene može dovesti do odstupanja u rezultatima. Obje mreže Slika 8. i Slika 9. za potrebe usporedbe, naknadno su usklađene primjenom jednakog stupnja ugušćivanja u blizini lopatica, čime su osigurani usporedivi numerički uvjeti.

3.3 Postavke simulacije

Prilikom postavljanja simulacije za vjetroturbine, provjeravaju se granični uvjeti koji će utjecati na njihovu učinkovitost. Prilikom odabira odgovarajuće lokacije za potencijalnu izgradnju vjetroelektrane na otvorenom moru, važno je uzeti u obzir dubinu morskog dna, brzinu vjetra, gustoću pomorskog prometa, utjecaj na lokalnu morsku floru i faunu te vizualni i akustični utjecaj na okoliš.

Brzina vjetra jedan je od najvažnijih čimbenika pri odabiru lokacije za pučinske vjetroelektrane (Racetin, i sur., 2023).



Slika 10. Brzine vjetra (m/s) na području RH na 100 m nadmorske visine

Prema Slici 10., preuzeto iz Global Wind Atlas (GWA), podaci o vjetru prikazani su za visine od 100 m iznad razine mora. Najjače zone vjetra pojavljuju se između Pule i otoka Malog Lošinja, ispred grada Senja, na otvorenom moru kod Šibenika te južno od otoka Hvara i Mljeta, kao i u blizini Dubrovnika. Primjerice, prosječne brzine vjetra dosežu 6,6 m/s u područjima ispred Šibenika i Mljeta te do 6,2 m/s ispred Pule (Liščić i sur., 2014). U radu Vagiona i Kamilakisa (2018) najniža preporučena brzina vjetra pri odabiru lokacije za pučinske vjetroeletre iznosila je 6 m/s, dok su u radu Gavériauxa i suradnika (2019) autori predložili još nižu graničnu vrijednost od 4 m/s.

Za potrebe ove simulacije korištena je brzina vjetra u iznosu od 10 m/s. Definira se tipični omjer brzine vrtnje TSR , λ i kutna brzina vrtnje vjetroturbine (ω). Tipični omjer brzine vrtnje TSR za male vjetroturbine iznosi 3, (Martinez Tossas i Leonardi, 2013). Prije pokretanja simulacije bilo je potrebno unaprijed definirati rubne uvjete u modulu *Fluent*, kao i odrediti broj iteracija te vremenski korak.

Simulacija je zahtijevala određeno vrijeme izvođenja kako bi se postigla konvergencija i omogućila analiza rezultata (Amižić, 2024; Lučić, 2024). Radi validacije numeričke mreže, provjere konvergencije i odabira najoptimalnijeg modela provedena je analiza ovisnosti o gustoći mreže (*Grid Dependency Study*) s brojem elemenata u rasponu od 0,7 do 2,5 milijuna.

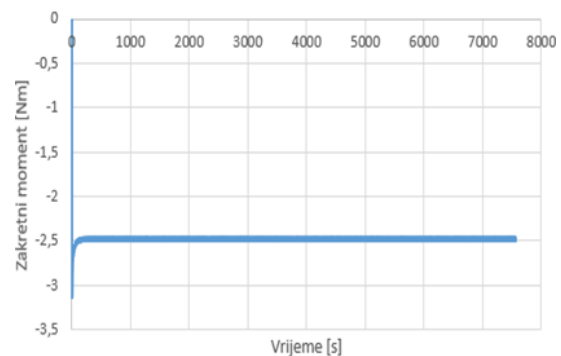
Nakon što su provedene sve planirane simulacije, izrađeni su dijagrami zakretnog momenta u odnosu na vrijeme, koji jasno prikazuju trenutke ustaljenja svake simulacije. Rezultati pokazuju da se model s 700 000 elemenata ustalio na zakretnom momentu od 2,3 Nm. Za model s 1,5 milijuna elemenata ustaljeni zakretni moment iznosio je 2,5 Nm, dok je model s 2,0 milijuna elemenata dao vrijednost od 2,75 Nm.

Primijećena su značajna odstupanja između rezultata pojedinih modela, što je zahtijevalo daljnju analizu i provjeru konvergencije.

Izrađen je dodatni model s povećanim brojem elemenata, točnije s 2,5 milijuna elemenata, koji je podvrgnut simulaciji kako bi se provjerila konzistentnost rezultata. Rezultati ove simulacije pokazali su da se zakretni moment ustalio na vrijednosti od 2,84 Nm. Ova vrijednost predstavlja odstupanje od 3,5% u odnosu na rezultat dobiven modelom s dva milijuna elemenata. Za potrebe simulacije koristila se mreža s dva milijuna elemenata, Slika 11. (Lučić, 2024).

Analiza ovisnosti o gustoći mreže pokazala je da numerički rezultati i dalje znatno ovise o broju elemenata, što upućuje na to da potpuna mrežna konvergencija nije postignuta. Dobiveni raspon ustaljenih vrijednosti zakretnog momenta od 2,3 do 2,75 Nm pokazuje da se rezultati još uvijek mijenjaju s povećanjem gustoće mreže te da bi za potpuno

uklanjanje utjecaja mreže bilo potrebno provesti dodatne simulacije s još finijim mrežama. Zbog ograničenih računalnih resursa nije bilo moguće koristiti gušću numeričku mrežu, budući da bi vrijeme proračuna značajno poraslo i postalo neprihvatljivo za provedbu CFD simulacija.



Slika 11. Model s 2,0 milijuna elemenata

3.4 Izračun snage vjetroturbine

Proračun snage vjetroturbine je ključna za evaluaciju performansi vjetroturbinskog sustava te za planiranje i projektiranje vjetroturbinskih postrojenja, (Anderson, 2020).

Poznavajući podatke o koeficijentu snage (C_p) te o tipičnom omjeru brzine vrtnje (TSR , λ) može se odrediti snaga vjetroturbine prema sljedećem izrazu:

$$P = 1/2 * \rho * A * v^3 * C_p$$

Za izračun koeficijenta snage koristi se sljedeća formula:

$$C_p = T * \omega / (1/2 * \rho * A * v^3);$$

gdje su:

T - moment vrtnje, Nm;

ω - kutna brzina vrtnje vjetroturbine, rad/s;

ρ - gustoća zraka, kg/m³;

A - površina rotora, m²;

v - brzina vjetra, m/s.

Za izračun tipičnog omjera brzine vrtnje koristi se sljedeća formula:

$$\lambda = R * \omega / v$$

gdje su:

R - radijus rotora, m;

ω - brzina vrtnje vjetroturbine, rad/s;

v - brzina vjetra, m/s.

Koeficijent snage C_p predstavlja omjer stvarne snage koju vjetroturbina proizvodi u odnosu na teoretski

maksimalnu snagu koju bi mogla proizvesti, dok TSR , λ , (Tipičan omjer brzine vrtnje) označava omjer brzine vrtnje lopatica turbine u odnosu na brzinu vjetra.

Za izračun godišnje električne energije koju vjetroturbina može proizvesti, potrebno je uzeti u obzir snagu vjetroturbine, faktor iskorištenja te broj sati u godini.

Faktor iskorištenja (CF – *capacity factor*) predstavlja omjer između prosječno stvarno proizvedene snage vjetroturbine tijekom određenog razdoblja i njezine nazivne snage, zato se koristi vrijednost između 25–40 %, tj. 0,25 i 0,40, ovisno o lokaciji postavljanja (Silva, i sur., 2009).

Kada se koristi najveća brzina vjetra od 10 m/s, snaga vjetroturbine iznosi približno 504 W.

Za izračun godišnje električne energije koju vjetroturbina može proizvesti, potrebno je uzeti u obzir snagu turbine, faktor iskorištenja i broj sati u godini.

Godišnja proizvodnja električne energije vjetroturbine snage 504 W simulirane unutar kružne domene, može se kretati između približno 1101 kWh i 1768 kWh, ovisno o faktoru iskorištenja (Amižić, 2024).

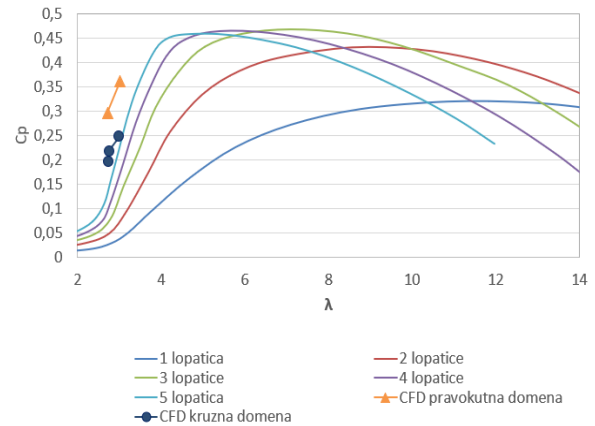
4 Rezultati simulacije

U modulu Fluent se za odabrane brzine vjetra (od 3,5,7,9 i 10 m/s), rade simulacije. Za svaku brzinu izračunat je moment (T), izračunat je koeficijent snage (C_p) i izračunat je tipični omjer brzine vrtnje (Tip Speed Ratio, TSR , λ). Na temelju tih vrijednosti izgrađeni su C_p – λ dijagrami za svaku konfiguraciju lopatica, Slika 13, (Lučić, 2024).

Dijagram ovisnosti koeficijenta snage (C_p) o omjeru brzine vrtnje (TSR , λ) omogućuje:

1. Procjenu učinkovitosti vjetroturbine pri različitim brzinama vjetra i pri različitim brzinama rotacije vjetroturbine.
2. Optimizaciju dizajna turbine kako bi se postigla maksimalna energetska učinkovitost (npr. prilagodba oblika i kuta lopatica).
3. Odabir najprikladnijeg modela turbine za specifičnu primjenu, ovisno o očekivanim radnim uvjetima.
4. Planiranje optimalnih lokacija za postavljanje vjetroturbina, uzimajući u obzir tipične brzine vjetra i njihov utjecaj na performanse.

U konačnici, C_p – λ dijagram je ključan alat koji pruža informacije potrebne za maksimizaciju energetske učinkovitosti vjetroturbina.



Slika 13. Dijagram ovisnosti C_p o λ za različiti broj lopatica od 1 do 6, (6 lopatica – CFD pravokutna i kružna domena)

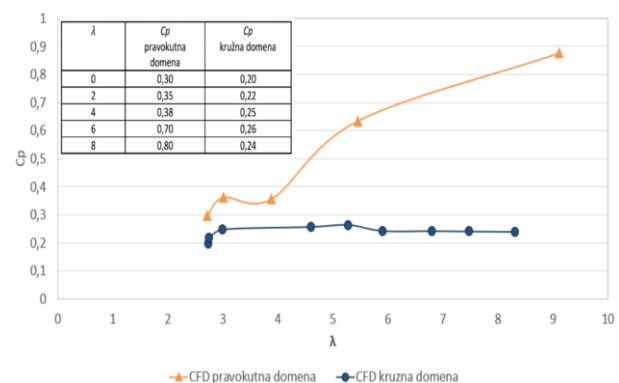
Uočeno je da se krivulje za različit broj lopatica razlikuju u položaju optimuma i širini radnog raspona. To je očekivano jer rotor s manjim brojem lopatica obično postižu veći optimalni λ i radni vrh pri većim vrijednostima λ , dok višelopatični rotor, npr. 5 lopatica, imaju pomak optimuma prema nižim λ i uži raspon visokih vrijednosti C_p .

Tijekom provođenja CFD simulacija utvrđeno je da je slaganje numeričkih i eksperimentalnih rezultata zadovoljavajuće samo u području vrijednosti parametra λ do približno 3. Za veće vrijednosti λ CFD model ne daje vjerodostojna predviđanja.

Usporedba rezultata dobivenih CFD analizom s eksperimentalnim mjerjenjima prikazana je na slici 13, dok su sve vrijednosti rezultata simulacija prikazane na slici 14.

Uočeno odstupanje pri većim vrijednostima λ posljedica je nedovoljno guste numeričke mreže i prevelikog vremenskog koraka. Optimizacija tih numeričkih parametara predmet je sljedeće faze istraživanja (Lučić, 2024; Amižić, 2024).

Na temelju provedenih simulacija ne može se potvrditi pouzdanost korištenog CFD pristupa za procjenu koeficijenta snage C_p .



Slika 14. Dijagram ovisnosti C_p o λ za vjetroturbinu simuliranu unutar pravokutne i kružne domene – za 6 lopatica

5 Zaključak

U radu je analizirana aerodinamička učinkovitost horizontalno-osne vjetroturbine korištenjem CFD metode, uz razmatranje dviju numeričkih domena te usporedbu dobivenih rezultata s eksperimentalnim podacima. Dobiveni rezultati pokazuju da je CFD model u trenutačnoj konfiguraciji primjeren za procjenu koeficijenta snage u području nižih vrijednosti omjera brzine vrtnje ($\lambda \leq 3$), gdje je uočena dobra korelacija s mjerenjima. Za veće vrijednosti λ uočena su odstupanja koja ukazuju na osjetljivost rješenja na numeričke parametre, prije svega na gustoću diskretizacije i veličinu vremenskog koraka.

Analiza potvrđuje da izbor geometrije domene ne utječe na fizikalnu učinkovitost turbine, već isključivo na numeričku stabilnost i točnost proračuna. Uočena odstupanja stoga proizlaze iz ograničenja numeričke mreže, a ne iz stvarnih aerodinamičkih karakteristika sustava. Sukladno tome, daljnji razvoj modela zahtijeva sustavnu optimizaciju numeričke diskretizacije, uključujući povećanje gustoće mreže i smanjenje vremenskog koraka, uz eventualnu primjenu naprednijih turbulencijskih modela. Time bi se omogućila veća pouzdanost izračunatih vrijednosti C_p u cjelokupnom radnom rasponu. Dobiveni rezultati stoga predstavljaju osnovu za poboljšanje pristupa i validaciju CFD metode u budućim istraživanjima.

Literatura

- Amižić, L. (2024). *Usporedba računalne analize proizvodnje električne energije dviju pučinskih vjetroturbina – Završni rad*. Split: Sveučilište u Splitu, Prirodoslovno matematički fakultet.
- Anderson, C. (2020). *Wind Turbines, Theory and Practice*. Cambridge University Press.
- Arshad, M. & O’Kelly B. C. (2013). Offshore wind-turbine structures: a review. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy* 166(4), 139-152. DOI: <https://doi.org/10.1680/ener.12.00019>
- OIE (2023). *Akcijski plan za obnovljive izvore energije na moru u Hrvatskoj*. Preuzeto 05.05.2024 sa <https://oie.hr/wp-content/uploads/2023/05/Akcijski-plan-za-obnovljive-izvori-web71.pdf>
- EU (2023). *Directive (EU) 2023/2413 on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED III)*. Preuzeto 05.05.2024. sa <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413>
- Gavériaux, L., Laverrière, G., Wang, T., Maslov, N., & Claramunt, C. (2019). GIS-based multi-criteria analysis for offshore wind turbine deployment in Hong Kong. *Annals of GIS*, 25(3), 207–218. DOI: <https://doi.org/10.1080/19475683.2019.161839>
- Gipe, P. (2004). *Wind power: renewable energy for home, farm, and business*. White River Junction, Vt.: Chelsea Green Pub. Co.
- Global Wind Atlas (GWA). Preuzeto 05.05.2024., <https://globalwindatlas.info/en>
- Jabbar Al-Quraishi, B. A., Asmuin, N., Najeh Nemah, M. & Salih, M. (2019). Experimental and simulation investigation for performance of model of bare and shrouded HAWT. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET)*, 10(1), 434-449.
- Johari, M. K., Jalil, M. AA. & Shariff, M. F. M. (2018). Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT). *International Journal of Engineering & Technology*, 7(4.13), 74-80.
- Liščić, B., Senjanović, I., Čorić, V., Kozmar, H., Tomić, M. & Hadžić, N. (2014). Offshore Wind Power Plant in the Adriatic Sea: An Opportunity for the Croatian Economy. *Trans. Marit. Sci.*, 3, 103–110.
- Lučić, M. (2024). *Računalna analiza proizvodnje električne energije pomoću pučinske vjetroturbine na području Jadranskog mora – Završni rad*. Split: Sveučilište u Splitu, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje.
- Martinez Tossas, L. A. & Leonardi, S. (2013). *Wind Turbine Modeling for Computational Fluid Dynamic*. NREL. Preuzeto 04.03.2024. sa <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/55054.pdf>
- Matošević, V. (2018). *Regulacija vjetrogeneratora u kritičnom području - Diplomski rad*. Preuzeto 02.01.2024. sa <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:730457>
- National Advisory Committee for Aeronautics – NACA (2025). Preuzeto 05.05.2024. sa <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca6412>
- Racetin, I., Škomrlj, N. O., Peko, M. & Zrinjski, M. (2023). Fuzzy Multi-Criteria Decision for Geoinformation System-Based Offshore Wind Farm Positioning in Croatia“, *Energies*, 16(13), 4886. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16134886>
- Silva, C. E. A., Oliveira, D. S., Barreto, L. H. S. C. & Bascopé, R. P. T. (2009). A novel three-phase rectifier with high power factor for wind energy conversion systems. *2009 Brazilian Power*

Electronics Conference, Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil, 2009, pp. 985-992, DOI: <https://doi.org/10.1109/COBEP.2009.5347716>

Keywords: wind turbine; Croatian coastal region; ANSYS; renewable energy sources; electrical energy.

Stevanja, F. (2017). *Vjetroelektrane*. Zadar: Gimnazija Vladimira Nazora.

Uchida, T., Taniyama, Y., Fukatani, Y., Nakano, M., Bai, Z., Yoshida T. & Inui, M. (2020). A New Turbine CFD Modeling Method Based on Porous Disk Approach for Practical Wind Farm Design. *Energies*, 13(12), 3197. DOI: <http://doi.org/10.3390/en13123197>

Vagiona, D. G. & Kamilakis, M. (2018) Sustainable Site Selection for Offshore Wind Farms in the South Aegean - Greece. *Sustainability*, 10(3), 749. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10030749>

Development of an Offshore Wind Turbine Model Using Computational Fluid Dynamics

Abstract

This paper presents the development of an offshore wind turbine model using computational fluid dynamics, (CFD). The offshore wind turbines were modelled in the ANSYS Fluent software package. The aim of the research was to assess the potential of wind turbines as a renewable energy source for the Croatian coastal region and to examine the influence of rectangular and circular stationary domains on the aerodynamic characteristics and power coefficient (C_p) of the turbine. The simulations were carried out on a small horizontal-axis wind turbine equipped with blades of the NACA 6412 airfoil profile, at a maximum wind speed of 10 m/s and a typical tip-speed ratio (TSR, λ) of 3. The dependence of the power coefficient (C_p) on the tip-speed ratio (TSR, λ) was analysed, accompanied by numerical mesh validation and convergence assessment. The obtained results indicate that good agreement between numerical and experimental data is achieved only for λ values up to approximately 3, while significant deviations occur at higher TSR values, regardless of the chosen domain geometry. These deviations arise primarily from insufficient mesh density and limitations in computational resources, highlighting the sensitivity of CFD approaches to numerical settings. Although the current model does not provide a reliable estimation of the power coefficient C_p across the entire operating range, it forms a solid basis for future improvements, including mesh optimisation and time-step refinement.