

Славица Стојиљковић¹, Владимир М. Шилјут¹

Приказ управљачких система ветрогенератора

¹Акционарско друштво „Електропривреда Србије”, Београд, Република Србија*<https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.1.3>

Приказ

Кључне поруке

- Различити начини регулације снаге ветротурбине
- Обезбеђење поузданог и ефикасног рада ветрогенератора при променљивој снази ветра
- Турбина на ветар је инхерентно нелинеарна и варијабилна са временом

Кратак садржај

У овом раду дат је приказ најновије стручне литературе у домену управљачких система ветрогенератора. Детаљније су приказане и објашњене неке технике коришћене у управљању ветротурбинама са хоризонталном осовином на појединачном нивоу турбине, код којих се управљање примењује на нагиб лопатице турбине и снагу генератора. Турбински систем је моделован као флексибилна структура која ради у присуству турбулентних сметњи ветра. Дат је преглед различитих фаза рада турбине и стратегије управљања које се користе за максимизирање претварања енергије при брзинама испод номиналних, али је нагласак на управљању ублаживања аеродинамичких оптерећења када турбина ради на максималној снази. Након прегледа основних циљева управљања турбином рад пружа преглед уобичајених основних приступа линеарног управљања, а затим се описују напредније архитектуре управљања и даје одговор на питање зашто оне могу пружити више предности.

Кључне речи

Брзина ветра, ветрогенератор, линеаризовани модел ветротурбине, регулација снаге ветротурбине, степен искоришћења ветротурбине

Примљено: 22. октобар 2024. Рецензирано: 18. јануар 2025.

Измењено: 10. фебруар 2025. Одобрено: 21. фебруар 2025.

* Кореспондирајући аутор, +381-64-83-33-277, slavica.stojiljkovic@eps.rs

1. УВОД

Ветар је бесплатан и неисцрпан енергетски ресурс. Користи се од давнина. До индустријске револуције ветар је уз дрво био највећи извор енергије. Користио се за покретање бродова, млинова и пумпи за воду. Производња електричне енергије из ветра почела се развијати тридесетих година прошлог века. Тада је почела изградња првих ветроагрегата за конверзију енергије ветра у електричну енергију. Развојем великих хидро, термо и нуклеарних електрана ветроагрегати, економски и технички неконкурентни овим капацитетима, пали су у заборав. Међутим, исцрпивост резерви фосилних горива и еколошки проблеми изазвани њиховом експлоатацијом довели су почетком деведесетих година прошлог века до велике потражње за ветроагрегатима. Енергија ветра је тако постала истакнути извор алтернативне енергије. Ову енергију користе ветротурбине, тако што лопатице њихових ротора прикупљају кинетичку енергију ветра како би произвеле ротациону енергију турбине и електричну енергију из генератора. Данас су ветротурбине један од најпопуларнијих уређаја за производњу чисте и обновљиве електричне енергије и доприносе одрживости електроенергетског система. Стога је оптимално управљање радом ветрогенератора од изузетне важности и представља стратегију која повећава ефикасност, а самим тим смањује сведене трошкове енергије ветропаркова, [1]. Ефективно управљање ветротурбинама је кључно за регулисање производње енергије, а стратегије управљања ветропарковима су усмерене на максимизирање производње енергије према потребама. Овај рад има за циљ да изложи неке основне принципе управљања ветрогенераторима и да да приказ актуелних тенденција у овој области, кроз кратак преглед најновије стручне и научне литературе.

Ветроенергетика је млада грана енергетике која се интензивно развија у погледу технолошког развоја ветроагрегата, али и у погледу њихове изграђене инсталисане снаге. Према подацима истраживачког центра „Ембера“, ветар и солар су у 2023. години произвели преко једне петине електричне енергије у Европској унији (22%). Тако су, први пут у току једне године, постигли гас (20%) и остали изнад угља (16%), [2]. У [3] може да се прочита о највећем ветрогенератору који је почео са радом у Јужном кинеском мору. Што се тиче актуелних дешавања у ветроенергетици у Србији, у [4] може да се види изглед ветрогенератора који су инсталирани у ветропарку Ковачица.

Када је реч о проблематици управљања ветрогенераторима, у [5], у Поглављу 10 – Ветрогенератори, описани су различити начини регулације снага ветрогенератора, као и њихове предности и мане. Управљање ветрогенераторима се

постиче подешавањем параметара ветротурбине, као што су угао окретања (закретања, енгл. *yaw*) ветротурбине у односу на правац ветра, углови нагиба њених лопатица или обртни момент генератора, како би се манипулисало избразданом ваздушном струјом (вртлогом) иза турбине. Наиме, због утицаја ротације својих лопатица, ветротурбина блокира део ветра који би иначе прошао кроз простор њене изградње, па је у подручју иза турбине брзина ветра смањена, а турбуленција повећана. Ово подручје са смањеном брзином ветра може значајно утицати на перформансе турбина које се налазе низводно у ветропарку, јер мање ветра значи мању производњу енергије. Контрола ових вртлога или манипулација њима може помоћи да се смањи њихов негативан утицај на друге турбине у ветропарку, чиме се оптимизује укупна производња енергије.

У литератури су идентификоване две суштински различите методе управљања ветрогенераторима: управљање избразданом струјом (*wake steering*) и мешање избраздане струје (*wake mixing*). Рад [1] се фокусира на упоређивање величина од интереса за турбине, а које се користе у овим методама, на једноставном примеру ветропарка са две турбине. Пратећи чланак [6] фокусира се на величине браздања које су интересантне за систем са једном турбином. У [1] и у [6] користи се исти скуп симулација ветропарка заснованог на високопоузданим симулацијама великих вртлога (*Large-eddy Simulations, LES*) у комбинацији са OpenFAST моделима турбина (*Fatigue, Aerodynamics, Structure and Turbulence* / замор, аеродинамика, структура и турбуленција). Најпре су извршене претходне симулације како би се ускладили услови ветра измерени LiDAR-има² у оф-шор ветропарку уз источну обалу САД. Ова мерења указују на опште услове ветра који показују знатно већи вертикални градијент ветра и његово скретање него било која од LES студија које су урађене о стратегијама управљања ветрогенераторима које су тренутно доступне у литератури. Претходне симулације се користе за процену ефикасности метода управљања. У LES симулацијама, скретање ветра доводи до врло изобличених браздања ваздушних струја иза турбина, што има значајан утицај на стратегију управљања повећањем снаге ветрогенератора. Поред основног контролера, имплементирани су четири различите стратегије управљања, од којих свака користи или контролу нагиба лопатица или контролу угла закретања турбине у односу на правац ветра, на узводној турбини једноставног, двотурбинског ветропарка. Претпостављајући да је правац ветра познат и константан током времена, симулације показују да је управљање браздањем генерално супериорна стратегија управљања ветрогенераторима, узимајући у обзир како производњу енергије у ветропарку тако и еквивалентна аеродинамичка,

² LiDAR (*Light Detection and Ranging*) је технологија која користи светлосне зраке (обично ласерске) за мерење удаљености до објеката и прикупљање података о њиховој позицији, облику и другим карактеристикама. У контексту

ветропаркова, LiDAR-и се користе за прецизно мерење услова ветра, попут његове брзине и правца, како би се оптимизовале перформансе ветротурбина.

механичка оптерећења турбина, која узрокују оштећења (*Damage Equivalent Loads, DEL*) када је присутно значајно скретање ветра. Овај резултат је доследан за различите брзине и правце ветра. Са друге стране, за сличне услове ветра са мањим скретањем, утврђено је да мешање браздања даје највећу производњу енергије, иако на рачун обично већих механичких оптерећења. Ово може имати негативне последице по дугорочни рад ветротурбине. То даље води до закључка у [1] да ефекат скретања ветра, који до сада обично није узиман у обзир, не може бити занемарен приликом одређивања оптималне стратегије управљања ветропарком.

У [7] истражена је стратегија управљања углом закретања ветротурбине, у ветроелектрани са две турбине, снаге од по 3,5 MW, са циљем оптимизације управљања енергијом. Ветроелектрана је опремљена вишераванским системом LiDAR, постављеним на гондоли, за мерење брзине ветра. Користећи аналитички модел и интегришући податке са система LiDAR и SCADA, процењују се ефекти браздања ваздушних струја и излазна снага. Резултати [7] показују повећање снаге од 2% на нивоу једногодишњег посматрања и процене, постигнуто оптималним управљањем углом закретања. Ветар је претежно био југозападни, управан на осу турбине. Оптимално закретање и добитак енергије зависе од услова ветра, с тим да већи интензитет турбуленције и брзина ветра доводе до смањених добитака. Добитак енергије прати звонасту криву у зависности од упадног угла ветра, достижући максимум од 1,7% при оптималном углу закретања од 17 степени и при упадном углу ветра од 12 степени. У [7] препоручују се даља истраживања како би се прецизирале процене и побољшале перформансе ветроелектрана кроз оптимизоване стратегије управљања закретањем турбина, што на крају доприноси унапређењу производње одрживе енергије.

Ветроурбине са више роторних система (*Multi-rotor System, MRS*) могу пружити конкурентну алтернативу класичним великим ветротурбинама, због њихових значајних предности у смањењу капиталних трошкова и трошкова транспорта и радова, [8]. Главни изазови MRS ветротурбина укључују сложеност носеће конструкције и математичко моделовање аеродинамичке интеракције између ротора и механизма управљања углом закретања ветротурбине. У [8] коришћен је софтвер MATLAB 2018b/Simulink® за моделовање и симулацију ветротурбине са два ротора (*Twin-Rotor Wind Turbine, TRWT*), а за верификацију излазних података модела коришћена је ветротурбина NREL 5 MW. Као улаз за сваки ротор коришћени су различити насумични сигнали брзина и правца ветра, како би се генерисала различита потисна

оптерећења, изазивајући моменте увијања на главном стубу. Систем управљања углом закретања прилагођен је тако да обезбеди да турбина буде стално окренута према ветру како би се максимизирала излазна снага. Као покретач механизма коришћен је једносмерни мотор. Циљ је био постизање компромиса између поравнања ротора са смером ветра и смањења обртног момента индукованог на главном стубу. У [8] упоређен је одговор линеарног и нелинеарног регулатора на актуатору система за закретање турбине, при различитим брзинама и правцима ветра. Изабрано је управљање клизним режимом (*Sliding Mode Control, SMC*), пошто је он био погодан за нелинеарност система, а његове перформансе су показале бржи одзив у поређењу са PID контролером³ (*Proportional-Integral-Derivative Controller*), са временом смиривања од 0,17 секунди и веома малим прекорачењем у осцилацијама. Овај контролер је користио функцију преноса мотора да би се створила клизна површина. Динамички одговори контролисаног угла су приказани и дискутовани у [8]. Контролер је показао обећавајуће резултате, са погодним одзивом и ниским сигналимa шума.

Управљање периодичним избразданим ваздушним струјама (вртлозима) које настају на предњим (уздоним) ветротурбинама остварује се и помоћу стратегија подешавања положаја лопатица, као што је *Helix* приступ, како би се побољшало мешање избразданих струјања и самим тим повећала производња енергије на ветротурбинама које се налазе директно у њиховом вртлогу, [9]. Као резултат тога, циклично оптерећење се не генерише само на лопатицама турбине на којој се врши подешавање већ и на ветротурбини из ње, која је у вртлогу. Док је оптерећење на предњој турбини резултат подешавања положаја лопатица, потребног за мешање избразданих струја, оптерећење на задњој (низводној) турбини настаје из интеракције са периодичним вртлогом и узрокује само оштећења због замора материјала. Студија [9] предлаже две нове шеме управљања појединачним подешавањем лопатица којима се може третирати једно овакво периодично оптерећење на задњој турбини: смањењем или појачањем. Прва метода побољшава животни век задње турбине, док друга додатно побољшава мешање избразданих струја низводно, искоришћавањем већ присутног периодичног садржаја у вртлогу. Обе методе су потврђене у симулацијама високог нивоа тачности на примеру ветропарка са три турбине. Резултати у [9] показују да је смањење оштећења услед замора материјала од око 10% забележено у случају смањења оптерећења, док је додатно повећање снаге од 6% постигнуто на трећој турбини применом стратегије појачања. Оба циља се лако могу променити у

³ Пропорционално-интегрално-диференцијални контролер (PID контролер или трочлани контролер) представља механизам управљачке петље заснован на повратним информацијама који се најчешће користи за управљање машинама и процесима који захтевају континуирано управљање и аутоматско прилагођавање. Обично се користи у индустријским управљачким системима и разним другим

апликацијама где је неопходно стално управљање без људске интервенције. PID контролер аутоматски упоређује жељену циљну вредност (*setpoint, SP*) са стварном вредношћу система (променљива процеса – *process variable, PV*). Разлика између ове две вредности назива се вредност грешке и означава као $e(t)$.

зависности од захтева оператора ветропарка и жељеног компромиса између оптерећења и прикупљања енергије ветра.

У раду [10] предложен је регулатор за ветротурбине заснован на подешавању нагиба лопатица и процењен је утицај примењених стратегија смањења снаге на аеродинамичко оптерећење и расположивост снаге низводно, у експерименталном окружењу. Разматрајући стратегију смањења снаге засновану на закону контроле обртног момента генератора, истражена су два приступа управљању ветропарком: баланс потиска и компензација снаге. Налази из [10] указују на предности балансирања аеродинамичких оптерећења у оквиру ветрофарми, спречавајући засићење турбина и побољшавајући расположивост снаге за 3%–5% у поређењу с униформном испоруком снаге. Такође, укључивање компензације снаге резултује вишим горњим ограничењем у праћењу снаге ветропарка, што указује на побољшање од 22% у расположивости снаге ветропарка. Истраживање описано у [10] наглашава потенцијалне предности иновативних стратегија регулације турбина у циљу оптимизације перформанси ветропарка и унапређења укупне енергетске флексибилности.

У [11] користе се предности нелинеарног модела имплементираних у FAST коду, који представља свеобухватан аероеластични симулатор способан да предвиди и екстремна и заморна оптерећења ветрогенератора са две и три лопатице хоризонталне осе. У раду [12] проучава се линеаризована динамика мапе нагиба лопатица до одклона врха торња у предњем правцу ветротурбине са хоризонталном осом.

За мале ветротурбине постоји неколико метода за управљање лопатицама како би се постигла жељена брзина ротације и излазна снага. Ове методе укључују пасивни застој, активни застој и контролу угла нагиба лопатица, [13]. Управљање нагибом поставља угаону позицију лопатица тако да буду окренуте ка ветру како би се постигао унапред дефинисан однос између брзине турбине или њене снаге и брзине ветра. Обично се користе конвенционални пропорционално-интегрални (PI) контролери за постављање угаоне позиције лопатица ротора или угла нагиба. Ипак, квалитет регулације брзине или снаге може значајно варирати. Рад [13] уводи регулатор брзине ротора за прототип мале ветротурбине са контролом нагиба заснован на концептима фази-логики (fuzzy). Основни принципи фази-система потребни за имплементацију овог типа регулатора детаљно су представљени у [13] како би се надокнадио недостатак таквог материјала у техничкој литератури. База знања фази-регулатора брзине састоји се од *Takagi–Sugeno–Kang* (TSK) фази-правила закључивања која имплементирају додељени PI регулатор за било који жељени интервал брзина ветра. Сваки интервал брзине ветра дефинисан је фази-скупом. Симулација експеримената показује да TSK *fazi-PI* регулатор брзине може да надмаши конвенционални PI регулатор у брзини и тачности одговора, стабилности и робустности у целокупном опсегу рада прототипа ветротурбине.

У раду [14] упознајемо се са методом моделирања турбине као система крутих тела са флексибилним

везама. У раду [15] анализиран је Кејнов (*Kane*) метод за нумеричку симулацију кинематике модела турбине. У раду [16] дата су аеродинамичка оптерећења која су израчуната у програму *AeroDyn*. У раду [17] дат је преглед различитих фаза рада турбине и стратегија управљања које се користе за максимизирање претварања енергије при брзинама ветра испод номиналних, али нагласак је на управљању да би се ублажила оптерећења када турбина ради на максималној снази. У раду [18] дат је преглед просторних региона рада ветрогенератора, а фокус је на методама за регулацију брзине и ублажавању оптерећења конструкције.

Рад [19] предлаже модел за управљање ветротурбином која је повезана са мрежом помоћу синхроног генератора са трајним магнетима (*Permanent Magnet Synchronous Generator*, PMSG). С обзиром на то да се брзина ветра стално мења, роторски систем мора бити у могућности да се самоподеси у зависности од брзине и правца ветра како би се обезбедио ефикасан рад турбине. PMSG је одабран јер је магнетни флуks увек доступан захваљујући систему трајних магнета који су причвршћени за површину ротора. Генератор производи енергију при ниској брзини ротације, али са високом ефикасношћу. Ово су кључне предности коришћења PMSG за ветротурбину. За дизајн регулатора коришћен је MATLAB – Simulink софтвер, а резултати истраживања описаног у [19] показали су да овај систем управљања задовољава захтеве квалитета енергије приликом повезивања са мрежом и оптимизује процес претварања енергије турбинског ветра.

Емулатор ветротурбине је вредан алат који омогућава физичку симулацију понашања ветротурбине у реалном времену користећи специјализовану експерименталну тестну опрему, пружајући контролисано окружење за истраживање и развој, [20]. Једна од значајних предности коришћења овог алата је његова способност да тестира алгоритме управљања дизајниране за добијање максималне снаге ветротурбине. Рад [20] заправо представља наставак претходног рада, [21], на развоју емулятора мале ветротурбине са променљивом брзином, засноване на генератору са трајним магнетима за самосталну примену. У [20] представљена су унапређења постигнута на овом емулятору. Ова побољшања омогућавају процену стратегије управљања праћењем тачке максималне снаге (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT), дизајниране за оптимизацију снаге која се добија из ветротурбине.

Рад [22] представља детаљну студију стратегија управљања ветротурбинама које комбинују технике MPPT, користећи управљање брзином обртања ради оптимизације производње енергије. Достижање максималне излазне снаге из ветротурбина захтева ефикасне методе које се прилагођавају променљивим условима ветра. Најпре, [22] даје преглед конвенционалних MPPT метода, истичући њихове предности, али и ограничења у раду са динамичним профилима ветра. Затим [22] уводи интегрисани приступ, у ком се управљање брзином комбинује са

МРРТ, са циљем побољшања времена одзива и ефикасности прикупљања енергије из ветра. Резултати симулације показују да додавање у модел управљања брзином значајно побољшава перформансе ветротурбине. То резултира повећањем излазне снаге кроз брже време одзива, смањујући га са 65 секунди на само 2 секунде. Овај интегрисани приступ, МРРТ – управљање брзином, показује свој значај у оптимизацији снаге ветротурбина, посебно у променљивим условима ветра.

У [23] дат је преглед циљева и дизајна линеарних контролера који користе детерминистичке приступе примењене на управљање нагибом лопатица и обртним моментом. Такође, демонстрирано је како било која повратна архитектура може бити унапређена повратним компензатором сметњи, користећи мерења ветра која могу бити доступна помоћу нових технологија које се очекују у будућности.

У Поглављу 2 овог рада дат је кратак приказ историјског развоја и различитих врста и типова ветрогенератора, а у његовим потпоглављима и приказ начина регулације снаге ветротурбина. У Поглављу 3 нешто детаљније је дат преглед концепата управљања ветрогенераторима, са посебним освртом на управљање у појединачним регионима (зонама) рада ветротурбина са променљивом брзином обртања. На крају рада дати су генерални закључци.

2. ВЕТРОТУРБИНЕ

Постоје различите конструкције ветрогенератора. Циљ је да се постигне што већи степен искоришћења и стабилан рад у што ширем опсегу брзина ветра. Развој ветрогенератора је још увек интензиван.

Постоје ветрогенератори са:

- вертикалном осовином;
- хоризонталном осовином.

Код ветротурбина са вертикалном осовином ветар струји нормално на осу ротације, па се оне не морају усмеравати према смеру дувања ветра. Код њих се генератор поставља у подножје турбине, те нису потребни јаки торњеви. Вертикално вратило има Даријусова турбина, Слика 1 (а). Име је добила по инжењеру Џорџу Даријусу (George Darrius, патент из 1931. године). Даријусова турбина се обично гради са два или три лука. Ветрогенераторе са вертикалном осовином генерално имају низак степен искоришћења, па се из тог разлога данас практично не користе за ветроагрегате већих снага.

Ветрогенераторе са хоризонталном осовином могу бити постављене уз и низ ветар. Ветрогенераторе постављене низ ветар се саме прилагођавају смеру ветра. Недостатак им је што лопатице при ротацији пролазе кроз заветрину стуба, чиме се стварају механичке вибрације и бука. Осим тога стуб ствара и турбуленције што смањује ефикасност ветротурбине, па се овај концепт не користи за веће снаге.

Модерне ветротурбине се граде са хоризонталном осовином која има систем за закретање осовине у хоризонталној равни за тражење промене смера ветра. Могу имати различит број лопатица, али се за веће снаге најчешће користе три лопатице јер дају највећи

степен искоришћења, Слика 1 (б). Пречник ротора (радног кола или елисе) ових турбина зависи од снаге и креће се од 30 m за снагу од 300 kW до 180 m за снагу од 7 MW. Како се ова технологија константно развија, данас постоје и ветротурбине већих капацитета.

Ветрогенератор се поставља на вертикални стуб који, у зависности од пречника ротора турбине, може бити висок и преко 150 m. Стуб се најчешће гради као челични конусни, а ређе као челично-решеткасти.

Тренутно највећи ветрогенератор на свету, MySE 16-260, коју је развила компанија Ming Jang, средином јула 2023. године почео је са радом у Јужном кинеском мору, [3]. Према компанијском саопштењу, пречник ротора овог циновског ветрогенератора износи 260 m, док су лопатице дугачке 123 m. Висок је 152 m, али поред величине, импресивна је и снага ветрогенератора која износи 16 MW.



(а)



(б)

Слика. 1. (а) Даријусова (Darrius) турбина; (б) трокрака ветротурбина са хоризонталном осовином, [3]

Претварање кинетичке енергије ветра у обртно кретање турбине врши се захваљујући аеродинамичком профилу лопатица ветротурбине. Као код авионских крила, лопатица турбине има

аеродинамички профил, те ваздух са задње стране лопатице струји брже од ваздуха са предње стране, гледано у смеру ветра. Услед разлике у брзинама струјања ваздуха јавља се разлика у притисцима са задње и предње стране лопатице турбине, што узрокује узгонску силу, чија пројекција на раван ротације генерише обртни момент. Поред ове силе, делује и сила директног притиска ветра на лопатицу, али је њен утицај на обртни момент много мањи.

Енергетски посматрано, ветротурбина одузима енергију ветру која је сразмерна разлици кинетичких енергија ветра пре и након проласка кроз турбину. Снага којом се врши претварање енергије ветра, односно механичка снага P_{meh} коју развија ветротурбина на свом вратилу може да се представи следећом једначином:

$$P_{meh} = \frac{1}{2} C_p \rho R^2 v^3, \quad (1)$$

где су:

v – брзина ветра на улазу у ветротурбину;

R – полупречник ветротурбине;

ρ – густина ваздуха;

C_p – коефицијент искоришћења снаге ветротурбине, који се дефинише као однос механичке снаге ветротурбине према одговарајућој снази ветра P_v на улазу у ветротурбину, ($C_p = \frac{P_{meh}}{P_v}$).

Максимална теоријска снага коју ветротурбина може развити дефинисана је Бецовим (Betz) законом. Беџ је показао да се максимална снага идеализоване ветротурбине постиже ако је однос брзина ветра пре (v)

и након (v') проласка кроз турбине, $\frac{v'}{v} = \frac{1}{3}$. При овом

односу брзина ветра степен искоришћења снаге има максималну вредност, $C_{pmax} = 0,5926$. Теоријски максимум степена искоришћења енергије ветра у ветротурбини је 59%. За стандардну густину ваздуха $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, израз (1) даје:

$$P_0 = 0,369 A v^3 \quad (2)$$

где је $A = R^2 \pi$ површина круга који при обртању направе лопатице, а R је полупречник тог круга.

При некој брзини ветра, променом брзине обртања ветротурбине ω_{tur} мења се упадни угао релативне брзине ветра, те се мења сила узгона и степен искоришћења снаге, C_p . Обично се C_p даје у функцији параметра TSR (*Tip Speed Ratio*) односно λ :

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} R}{v}, \quad (3)$$

који представља однос брзине врха лопатице и брзине ветра, v . Дакле, $C_p = f(\lambda, \beta)$, где је β – нагиб лопатица ветрогенератора, у ($^\circ$), у односу на упадни угао правца дувања ветра.

При промени брзине ветра потребно је мењати брзину обртања ротора ветрогенератора да би се постигао режим са највећим степеном искоришћења. Зато савремени ветроагрегати великих снага раде са променљивом брзином обртања. Када ветрогенератор покреће турбина којој се брзина обртања не може мењати, та брзина се бира тако да степен искоришћења буде највећи при доминантној брзини ветра на месту инсталације ветроагрегата.

С обзиром на (3), турбине мањег пречника имаће већу оптималну брзину обртања од турбина већег пречника при истој брзини ветра. Зато ветротурбине ветроагрегата мање снаге имају већу брзину обртања.

Постоје различити начини регулације снаге ветротурбине, како је описано у наставку.

2.1 Регулација конструкцијом лопатица

Ово је пасивни систем регулације снаге ветротурбине. Постиге се конструкцијом лопатица ветротурбине. Лопатице су конструисане тако да при брзинама ветра блиским номиналној брзини v_n , нападни угао ветра, α , на одређеном делу лопатица постане релативно велики ($15^\circ \div 20^\circ$). При том нападном углу струје ваздуха се одвајају од профила лопатице и започиње турбуленција, те сила узгона слаби. Ово се назива стол-ефекат (*stall*). Са порастом брзине ветра, стол-ефекат постаје израженији и захвата све већи део лопатице. Турбуленција смањује узгонску силу и снагу ветротурбине. Мана овог начина регулације снаге је та што он није у потпуности контролисан, а карактерише га опадање снаге турбине испод номиналне вредности након појаве стол-ефекта. Стол-ефекат се може појавити и при нижим брзинама ветра од номиналне уколико су лопатице ветротурбине задржане или оштећене. Предности овог начина контроле су једноставност и ниска цена. Користи се углавном код ветротурбина са константном брзином обртања, [5].

2.2 Регулација закретањем лопатица

Користи се за ветроагрегате веће снаге са променљивом брзином обртања. Лопатице ветротурбине закрећу се помоћу хидрауличног сервомотора. Опсег промене угла лопатице (*pitch angle*, β) је 0° до 35° . Закретањем лопатица мења се нападни угао ветра, те се мења узгонска сила односно снага ветротурбине. Закретање лопатица ветротурбине је аналогно закретању лопатица обртног кола код Капланових хидротурбина. Закретањем лопатица при покретању ветротурбине подешава се нападни угао ветра тако да се постигне највећи полазни момент. Предност овакве регулације је контролисативност, а мане су сложен механизам и висока цена, [5].

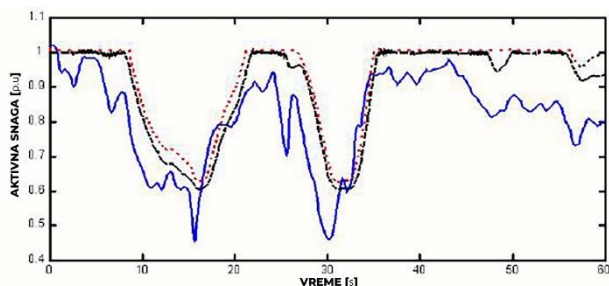
2.3 Регулација закретањем и конструкцијом лопатица

Ово је комбинација претходна два начина регулације, па се назива *Combi Stall* регулација. Код овог система опсег промене угла закретања је мали.

Циљ је да се елиминишу негативни ефекти стол-регулације. Овај и претходни систем регулације штите ветроагрегат у случајевима непланираног искључења са мреже или кратког споја у мрежи при јаком ветру. У таквим случајевима долази до растерећења ветрогенератора и повећања брзине обртања ветроагрегата. Услед великих центрифугалних сила може доћи до хаварије. При брзинама ветра већим од максималне радне брзине ветроагрегат се из сигурносних разлога зауставља и одржава у закоченом стању помоћу хидрауличне диск кочнице која је смештена на високобрзинској (генераторској) осовини, [5].

Основни проблем при претварању енергије ветра у електричну је обезбеђење поузданог и ефикасног рада ветрогенератора при променљивој снази ветра. Ефикасан рад ветроагрегата захтева прилагођавање ветротурбине брзини ветра тако да се оствари максималан степен искоришћења уз задовољење електричних и механичких ограничења. При великим варијацијама брзине ветра, јавља се проблем нестабилног рада ветроагрегата, али и електричних величина које он генерише (напонски фликери – пропади напона, ниво хармоника и слично). Зато се у ветроагрегатима не могу користити стандардни синхрони генератори и стандардни системи управљања и регулације какви се примењују у хидроелектранама и термоелектранама где је могуће планирати снагу агрегата.

Поређење карактеристика генерисања активне снаге различитих типова ветрогенератора, у условима стохастичке промене брзине ветра, илустровано је на Слици 2. На њој су дати резултати симулације рада ветротурбине која погони различите ветрогенераторе.



Слика 2. Карактеристике генерисања снаге ветроагрегата са разним типовима ветрогенератора, [5]

Графици на Слици 2 односе се на следеће случајеве:

- 1 – ветрогенератор је индукциони генератор са краткоспојеним ротором директно прикључен на мрежу; турбина је регулисана конструкцијом лопатица (stall регулација);
- 2 – ветрогенератор је двострано напајани индукциони генератор са променљивом брзином обртања; турбина је регулисана закретањем лопатица (pitch регулација);
- 3 – ветрогенератор је синхрони спороходни генератор са перманентним магнетима; турбина је регулисана закретањем лопатица.

3. ПРЕГЛЕД КОНЦЕПАТА УПРАВЉАЊА КОД ВЕТРОГЕНЕРАТОРА

У овом одељку ћемо размотрити модел структуралне динамике турбине и посматраћемо генератор као једноставни статички (јединични) појачавач који тренутно преводи командовани обртни момент у механички обртни момент. Турбина на ветар је инхерентно нелинеарна и варијабилна са временом. Аеродинамичка торзија и моменти савијања зависе нелинеарно од брзине ветра, угла нагиба и савијања торња и лопатица. Одговарајући резултати су постигнути коришћењем линеарних, временски инваријантних модела турбине. Многи од ових модела су аналитички развијени линеаризујући модел турбине у одређеној радној тачки користећи теорију момента елемента лопатице. За детерминисање аеродинамичких оптерећења користи се метод претпостављених модова савијања модела турбина, [12]. Други метод је моделовање турбине као система крутих тела са флексибилним везама, [14] – приступ који може да користи теорију момента елемента лопатице (Blade Element Momentum, BEM) за аеродинамичка оптерећења.

У [16] усвојене су предности нелинеарних модела имплементираних у FAST коду, [11], који користи Кејнов (Kane) метод, [15], да нумерички симулира кинематику модела турбине засновану на претпостављеним модовима и BEM теорију са аеродинамичким оптерећењем израчунатим у програму AeroDyn. FAST симулира турбину у константним (а по могућству – неравномерним) условима ветра у потрази за решењем које се мења само као функција позиције ротора и затим одређује линеаризовани модел израчунавањем коефицијената који дефинишу поремећаје конфигурације система у односу на скуп одређених улазних поремећаја.

Линеаризацијом се добија кинематички модел система у облику:

$$M(Q)\Delta\ddot{q} + C(Q)\Delta\dot{q} + K(Q)\Delta q = F(Q)\Delta u + F_d(Q)\Delta v_d \quad (4)$$

где су коефицијенти M , C , K зависни од радне тачке и могу бити параметризовани позицијом азимута ротора, Q . Вектор конфигурационих променљивих Δq представља девијацију турбине од номиналне радне тачке (при свакој позицији ротора). Најсложенији модел турбине који се овде користи укључује јединствен степен слободе генератора (Degree of Freedom, DOF), флексибилни мод погона и мод лепршања за сваку од три лопатице. FAST подржава до 24 степена слободе кретања за тролопатичну турбину. Вектор Δu представља девијације нагиба лопатице и/или торзију генератора од њихових номиналних нивоа, а Δv_d представља девијације у чвору брзине ветра (која се појављује јединствено по површини ротора). Систем се може представити у форми простора стања:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= A(Q)x + B(Q)u + B_d(Q)v_d \\ \dot{y} &= C(Q)x + D(Q)u + D_d(Q)v_d\end{aligned}\quad (5)$$

где $x = [\Delta q^T \Delta \dot{q}^T]^T$ представља девијацију у позицији или брзини конфигурационих променљивих. Излазни вектор u може садржати сваку вредност која се може одредити из стања система. Бележимо поремећаје брзине високобрзинског вратила и лопатице и момента закривљења сваке лопатице. Будући да све променљиве представљају поремећаје далеко од њихових номиналних вредности, одбацујемо Δ ради поједностављења. Коефицијенти матрице у (4) – (5), за било коју одређену радну тачку у константним (али не и неопходно униформним) условима ветра, добијени су нумеричком линеаризацијом коју спроводи FAST.

У [23] процењен је модел турбине на примеру турбине од 600 kW, са три лопатице, уз ветар, променљиве брзине, хоризонтално осне CART3 турбине (*Control Advanced Research Turbine* – истраживачка турбина са напредним системом управљања) која се налази у националној лабораторији за обновљиву енергију (NREAL). Турбина CART3 има процењену брзину ротора од 41,7 o/min, док се фреквенција нискобрзинске осовине (повезане са ротором) степенасто увећава уз помоћ мултипликатора тако да високобрзинска осовина и генератор раде на номиналној брзини од 1800 o/min.

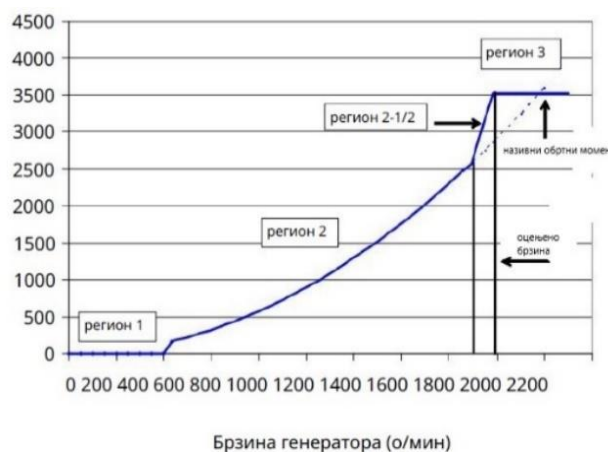
Промене у линеаризацији модела турбине зависе од радне тачке (укупна брзина ветра, брзина ротора и лопатица, нагиба) с обзиром на то да турбине раде у различитим регионима (деловима погонског дијаграма).

За типичне ветротурбине постоје различити региони рада, илустровани на Сlici 3. У региону 2, испод номиналне брзине ветра, циљ је максимизирање снаге турбине. У региону 3, изнад номиналне брзине ветра, циљ је да се снага турбине одржи на константном нивоу, да се ограничи оптерећење турбине и снага генератора. Остали региони рада укључују покретање (регион 1) и гашење машине, [17]. Ови се региони могу генерално описати како следи у наставку, [18].

У региону 1 брзина ветра је премала да гарантује покретање турбине. Лопатице су постављене тако да имају пун захват (степен угла генерише најмањи аеродинамички момент). Када у једном тренутку брзина ветра буде довољно велика за покретање машине (преко 5 m/s за CART3), лопатице су нагнуте под углом наведеним за регион 2. При номиналном нагибу аеродинамички узгон је усмерен тако да произведе обртни момент и убрза ротор. Када генератор достигне брзину од 430 o/min за CART3, генератор обртног момента је укључен и турбина почиње обртање генератора, а он производњу електричне енергије.

У региону 2 брзина ветра и обртни момент генератора су испод номиналних вредности. Нагиб лопатица, β , одржава се константним на оптималној вредности, β^* , која даје максимални аеродинамички обртни момент. За било коју брзину ветра постоји одговарајућа брзина ротора при којој се генерише највећи могући аеродинамички обртни момент, τ_a .

Показује се да, када је степен лопатица одржаван оптималним, постоји константна вредност или λ (тј. TSR), (3), који максимизира аеродинамички обртни момент τ_a . Обично су функција TSR и нагиб део аеродинамичких сила добијених од укупне снаге ветра када је она максимална, $\lambda = \lambda^*$. Дакле, циљ управљања у региону 2 јесте достићи обртни момент при коме брзина врха лопатице прати брзину ветра, v , на начин да се постигне оптимална вредност TSR, λ^* .



Слика 3. Радни региони турбина са променљивом брзином, [17]. Обртни момент турбине у функцији брзине генератора

У региону 2-1/2 брзине ветра се приближавају онима које обезбеђују номиналну снагу. Ово је прелазни регион где се командни обртни момент обично рачуна као слична функција брзине генератора тако да је номинални обртни момент достигнут пре номиналне брзине генератора.

Брзина обртања генератора је често једина мера и за обртни момент и за управљање нагибом лопатица ветрогенератора. Надзор над управљањем може имати додатне мере, укључујући и мерење брзине ветра уз помоћ анемометра. Напредније турбине могу такође укључивати индивидуална мерења момента савијања лопатице, [23].

У региону 3 брзина ветра је 11,7 m/s или преко те вредности (за CART3), оне која ће генерисати номиналну снагу. Обртни момент генератора се одржава константним, на номиналној вредности, и управљање нагибом лопатице се користи да ограничи аеродинамичку снагу регулисањем брзине турбине на номиналној вредности брзине. Напредне контроле су такође дизајниране тако да смање оптерећење на лопатице и торањ.

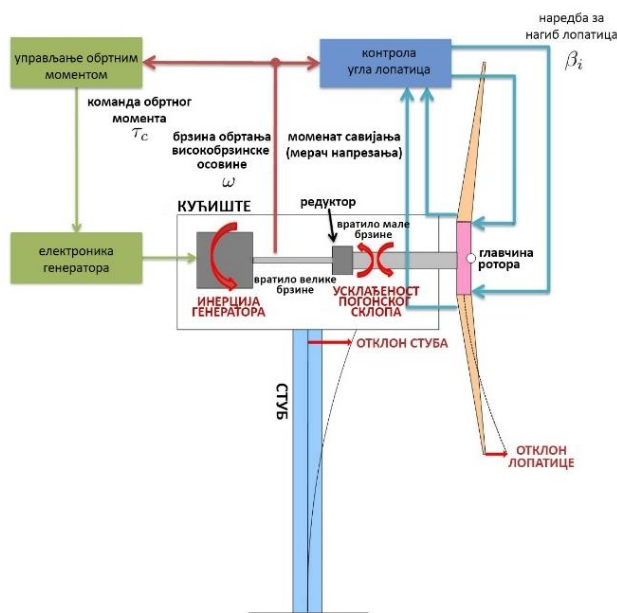
Користећи скуп описа различитих стања из FAST, истражујемо како се линеаризовани модели мењају у зависности од радне тачке уз процену фреквентног одзива система на различитим тачкама. Прво, користимо FAST да линеаризујемо турбину у свакој од 36 позиција ротора, док турбина ради на просечној брзини од 41,7 o/min и при константном нагибу лопатице од 12,6°, али са различитим профилима ветра. Два скупа линеаризације су добијена у

временски константним условима ветра у линији са кабином и имајући просечну брзину од 18 m/s преко равни ротора. Међутим, за један скуп линеаризације услови ветра су униформни, а за други скуп ветар вертикално струји, тако да се хоризонтална брзина ветра на дну ротора разликује од оне на врху за 40%.

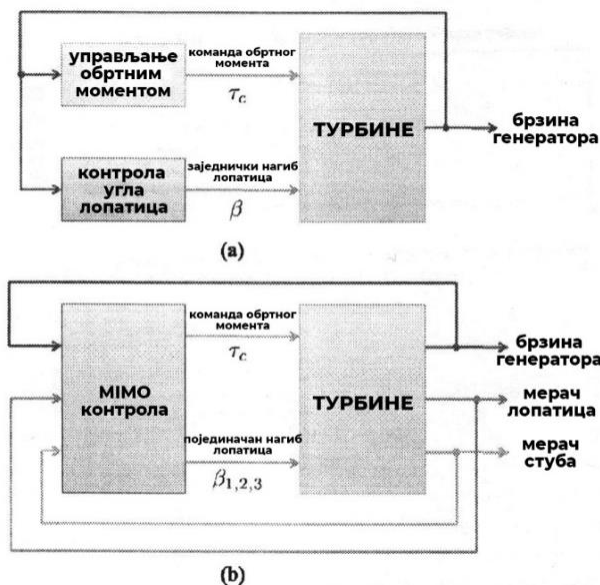
Све чешће модерне турбине имају индивидуалне актуаторске системе за подешавање нагиба на свакој лопатици, чиме се повећава број контролних улаза доступних дизајнеру система у односу на традиционално управљање обртним моментом. Команде за нагиб индивидуалних актуатора приказане су шематски на Сlici 4. Поред тога, сензори за силу/момент или акцелерометри могу се инсталирати на свакој лопатици појединачно, као и на гондоли и стубу. Ови додатни улази и излази, у комбинацији са чињеницом да структурални модови турбине утичу на погонски склоп и актуацију нагиба путем обртног момента и момента савијања (отклона), чине ветротурбину једним инхерентним системом са више улаза и више излаза (MIMO). Заправо, како величина турбине расте и разматрања тежине/трошкова мотивишу прилагођавање већој флексибилности, постаје све важније узети у обзир међусобно повезивање различитих структуралних модела и користити софистицираније методе управљања како би се носили са овим ефектима. Даље, повећана флексибилност структура турбине ставља акценат на задатак смањења штетних оптерећења у кореновима лопатица и на бази стуба, [23].

Напредне методе управљања за решавање ових проблема истраживане су већ више од деценије, али очигледно се већина комерцијалних система још увек имплементира користећи више једноструких контрола са једним улазом и једним излазом (SISO⁴). На пример, Слика 4 приказује два различита контролера за петље управљања генератором и управљања нагибом; ако су команде за нагиб идентичне и засноване само на брзини високобрзинске осовине, онда ова конфигурација садржи два SISO контролера који раде независно један од другог, као што је приказано на Сlici 5(a).

Супротно томе, напредни приступи управљања одликују се тиме што се несигурност система експлицитно узима у обзир при његовом пројектовању, дизајнира се контролер са више улаза и излаза (MIMO⁵) који узима у обзир међусобно повезивање између петљи, Слика 5(b), или се користи робусна MIMO метода. Такође, постоје и методе које користе адаптивне или нелинеарне технике, [23].



Слика 4. Уобичајена управљачка петља турбине, [23]



Слика 5. Регулација ветротурбина, [23]

(a) Традиционално управљање турбином, засновано на повратној информацији о брзини генератора. Обртни момент и угао лопатица (нагиб) третирају се као одвојене SISO петље;

(b) MIMO контрола је обележје контролера у [23]; контролер има приступ појединачним мерењима угла лопатице и повећању брзине генератора

⁴ SISO (Single-Input Single-Output) традиционални је дизајн система управљања код кога свака управљачка петља ради независно. На пример, може постојати засебан регулатор за нагиб лопатица ветротурбине и за генератор. Међутим, ово може бити неефикасно када петље међусобно утичу једна на другу (промене у једној петљи могу утицати на другу), што доводи до субоптималног учинка.

⁵ MIMO (Multi-Input Multi-Output) системи могу истовремено управљати већим бројем улаза и излаза. Ово је од кључног значаја за системе као што су ветротурбине, где су различите променљиве, као што су нагиб лопатица и обртни момент, међусобно повезане. MIMO регулатор је дизајниран да управља овим интеракцијама и побољша укупни учинак система.

Проблеми које решавају напредне методе управљања су несигурност система (услови ветра су непредвидиви), повезаност између контролних петљи, робустност (чини систем отпорнијим на сметње и промене параметара).

Еволуција система управљања ветротурбинама описана је у [23], показујући прелаз са традиционалних, независних SISO петљи на софистицираније, интегрисане MIMO системе. Ови напредни приступи – који укључују адаптивне, нелинеарне и робусне стратегије – нуде потенцијал за много бољу ефикасност и робустност, посебно у суочавању са стварним несигурностима као што су варијације у ветру. Такође, интеграција мерења ветра у управљачки систем може значајно побољшати његову способност да проактивно одговори на сметње, чинећи ветротурбине поузданијим и ефикаснијим.

Фреквентни одзив на поремећај брзине високобрзинске осовине генератора (*High-speed Shaft Velocity*, HSSV) и момента савијања у корену лопатица израчунати су за нагиб поремећаја (пертурбације) заједно за све лопатице. Овај прорачун је урађен за линеаризован модел на свакој позицији азимута. Слика 6 показује криву величине одговора добијених налажењем минималних и максималних добитака на свакој фреквенцији, за све одговоре. Горњи дијаграм описује одговор HSSV, а доњи дијаграм приказује одговор момента савијања.

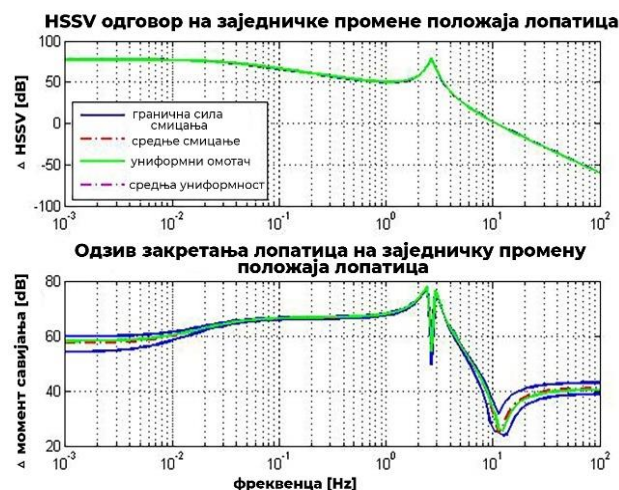
На доњем дијаграму, плава пуна линија означава криву модела добијених у присуству вертикалног струјања, а зелена пуна линија означава криву добијену из модела у равномерним условима. Средњи модел представља турбину са свим угловима азимута, добијен нумерички, у просеку за сваки коефицијент матрице (5). На Сlici 6 одговор средњих модела обележен је испрекиданом црвеном линијом, а љубичаста линија представља смицање и равномерне услове, редом.

Слика 6 приказује да су веома мале вредности варијације у одговору момента савијања и практично нема битних варијација у одговору HSSV. Минималне варијације добијене у одговорима указују да средњи модел (упросечен за све позиције ротора) може бити довољан као основа за пројектовање система управљања.

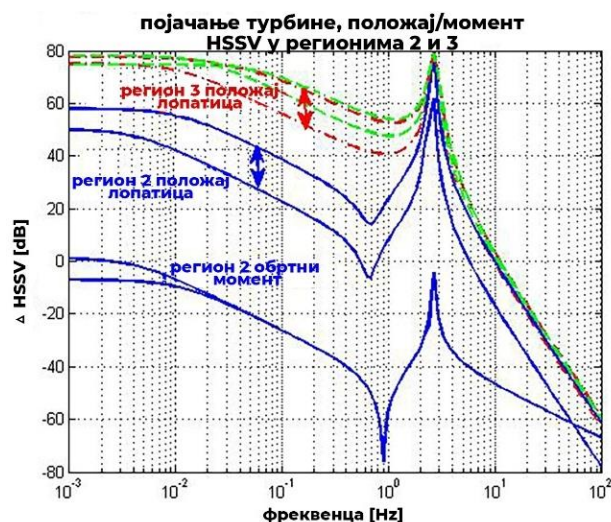
Даље, вршена су испитивања [23] варијација у средњим моделима за широк опсег радних тачака у односу на HSSV одговор на поремећај у нагибу и обртном моменту, али у равномерним условима ветра. Слика 7 приказује криве добијене из просечних модела за вредности брзина генератора испод номиналних (регион 2) и при номиналним условима (регион 3) за различите нивое брзине ветра (униформно, без смицања). У региону 2, где је брзина регулисана преко обртног момента генератора, постоји правилан износ неслагања у одговору турбина. Две криве на Сlici 7 за рад турбине у области региона 2 показују одговор у HSSV због поремећаја обртног момента генератора и нагиба лопатица, редом.

Поред тога, постоје и две криве приказане на Сlici 7, за рад турбине у региону 3. Једна крива је за радне

тачке при различитим брзинама ветра, са нагибом подешеним да одржава номиналну брзину ротора, а друга је за различите углове нагиба са брзином ветра од 18 m/s који се могу појавити током одговора на пролазне нагибе. У региону 3 брзина је регулисана подешавањем угла нагиба лопатица, а мање промене се добијају у просечним линеарним моделима преко очекиваних радних тачака. Ово сугерише да је довољан један контролер када турбина ради при номиналној снази.



Слика 6. Анализа линеарног модела турбине у зависности од позиције азимута ротора, [23]



Слика 7. Поремећаји у одговору HSSV за различите регионе рада и брзине ветра, [23]

Оба дијаграма приказују минимум и максимум (криве) реакције на заједничке поремећаје нагиба на свим позицијама ротора. Одговор високобрзинске осовине (HSSV) на нагиб (горњи дијаграм) веома је независан од позиције ротора, док момент савијања лопатица (доњи дијаграм) показује извесну зависност азимута у присуству смицања, [23].

Доње две криве на Сlici 7 (пуне плаве линије) показују промене у одговору на обртни момент и поремећаје нагиба преко опсега брзине ветра

(5-13 m/s), региона 2. Горње две криве (испрекидане црвена и зелена) показују промене у одговору на поремећаје нагиба преко различитих радних тачака региона 3. Постоје велика неслагања у одговору HSSV на нагиб турбине кроз регион 2 (5-13 m/s). У региону 3, где је нагиб прилагођен одржавању брзине ротора од 41,7 o/min, одговор HSSV мање варира, и са променом брзине ветра (зелена крива, 16-24 m/s) и са нагибом (црвена, 4-18°, брзина ветра од 18 m/s), [23].

3.1 Стандардно управљање ветротурбином

3.1.1 Управљање у региону 2

У региону 2, обртни момент који постиже генератор добија се као функција брзине ротора:

$$\tau_c = K\omega^2 \quad (6)$$

где је појачање:

$$K = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_*^3} \quad (7)$$

ρ је густина ваздуха, а C_{pmax} је оптимални коефицијент снаге, $C_{pmax} = f(\lambda^*, \beta^*)$. По конвенцији, позитиван τ_c је у правцу који успорава ротор, тако је (6) начин како јача обртни момент и може се показати да доприноси стабилном систему затворене петље, [17]. Како се мења брзина ветра тако ротор убрзава због аеродинамичке разлике и обртног момента генератора. Подешавање обртног момента генератора у складу са (6) узрокује да брзина ротора буде подешена исто тако као у условима константног ветра, тј. λ^* је достигнуто. Овај закон управљања (који је статички и пре је одређен апсолутном брзином него брзином поремећаја) може бити проширен додатним динамичким компензацијама за смањење оптерећења, [16].

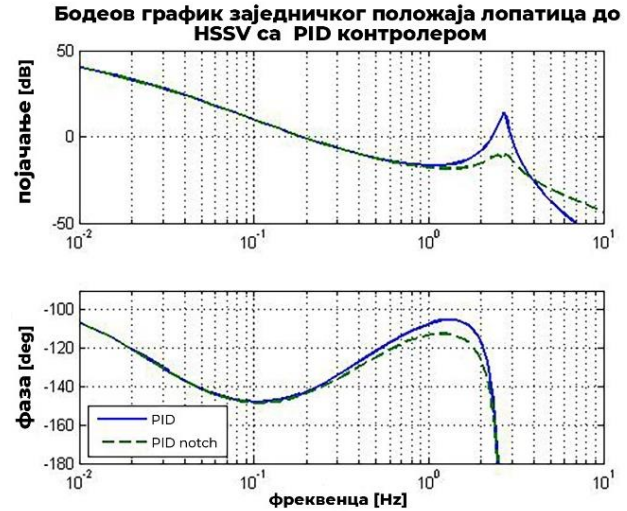
3.1.2 Управљање у региону 3

Позивајући се на Сliku 4, брзина генератора се мери и одговара и обртном моменту и нагибу. Класична техника PID контролера обично се користи за израду контролера нагиба лопатице у региону 3, [23], за регулисање брзине турбине, за различите услове ветра. У овом случају, поремећај ΔQ номиналног нагиба рачуна се као:

$$\Delta Q(s) = \left[K_p + \frac{K_1}{s} + \frac{K_D s}{s\tau + 1} \right] \Delta\omega(s) \quad (8)$$

где је $\Delta\omega$ грешка брзине обртања генератора или грешка брзине обртања ротора. Користећи само грешку брзине ротора као повратну информацију, команда нагиба ΔQ обавезно је заједничка (исти је за све лопатице). Појачања K_p , K_1 и K_D бирају се тако да дају жељене карактеристике затворене петље. Често су стандардни PID контролери проширени (умножени) функцијама нивоа преноса да додају пригушење познатих резонанци.

Пример употребе PID контролера за филтрирање врхова је да треба да пригушује препознате резонанце погонског склопа које су приказане на сликама 6 и 7, са пригушењем од 2,8 Hz. Појачање петље за PID контролере заједно са регионом 3, линеаризовани је модел приказан на Слици 8. Врх даје пригушење резонанце тако да се пресек петље може поставити на 0,2 Hz уз задржавање више од 10 dB маргине појачања на вишим фреквенцијама.



Слика 8. Употреба PID контролера за филтрирање врхова, [23]

4. ЗАКЉУЧАК

Ветротурбине су сложени, нелинеарни, динамички системи изложени гравитацији, стохастичким сметњама ветра и гравитационим, центрифугалним и жирокопским оптерећењима. Аеродинамика ветротурбина је нелинеарна, нестабилна и сложена. Ротори турбина су подвргнути компликованим 3D турбулентним пољима дотока ветра.

Исправна карактеризација тока ветра до турбине је важна за унапређење дизајна турбине. Концентрисани налети ветра, промене правца ветра, пролаз структуре атмосферске енергије стварају критична оптерећења на индивидуалне ветротурбине и на лопатице. Ови екстремни догађаји смањују животни век турбина, узрокују квар компоненти, а понекад и потпуни квар целе машине. Круцијално је разумети сложеност тока ветра до турбине у намери да дизајнирамо управљање њоме у циљу смањења оптерећења, чиме турбине адекватно реагују на ове сложене атмосферске феномене, стохастичке природе.

Моделовање ветрогенератора је сложено и изазовно. Прецизни модели морају да садрже много степена слободе да би приказали најважније динамичке ефекте. Дизајн контролних алгоритама за ветротурбине мора узети у обзир ове сложености. Ови алгоритми морају да обухвате најважнију динамику турбине а да не буду превише сложени.

Класичне методе пројектовања управљања заснивају се на једном улазу и једном излазу. Њихов недостатак је што се мора користити више регулационих петљи за

истовремено пригушивање неколико флексибилних режима турбина. Ако ове контроле нису пројектоване са великом пажњом, ове контролне петље ометају једна другу и узрокују нестабилност турбине. Напредне методе мултиваријабилног пројектовања система управљања са више улаза и излаза (MIMO) могу се користити за постизање ових вишеструких циљева управљања.

Због свих набројаних проблема који се јављају приликом мерења ветра, рада контролера и грешака услед наглих промена у јачини и правцу деловања ветра, али и увећања и поскупљења израде уређаја, циљ будућих истраживања у овој области је пројектовање „паметних” лопатица ротора са сопственим сензорима, контролерима и уређајима за управљање нагибом лопатице (тј. регулисањем оптерећења лопатице) а да при томе буде минимално повећање габарита и цене уређаја.

Осим тога, велике варијације генерисане снаге стварају проблеме у планирању производње, напонским варијацијама и стабилности рада, како ветрогенератора тако и целог електроенергетског система.

У овом раду смо дали приказ новије литературе из ове области и преглед и анализу региона рада ветротурбина и са њима повезаних циљева управљања. Акценат је стављен на методе за регулацију брзине и ублажавање оптерећења конструкције.

ЛИТЕРАТУРА

- Frederik J.A., Simley E., Brown K.A., Yalla G.R., Cheung L.C., and Fleming P.A., Comparison of Wind-farm Control Strategies Under Realistic Offshore Wind Conditions: Turbine Quantities of Interest, *EAWC, Wind Energy Science – Discussions*, 2 December 2024, <https://doi.org/10.5194/wes-2024-164>
- <https://klima101.rs/evropska-unija-solar-vetar-maj-2023/>
- <https://klima101.rs/najveca-vetrenjaca-na-svetu/>
- <https://www.vpkovacica.rs/>
- Миленко Ђурић, Жељко Ђуришић, Александар Чукарић, Веселин Илић, Електране, Грађевинска књига, 2008.
- Brown, K., Houck, D., Maniaci, D., Westergaard, C., and Kelley, C.: Accelerated Wind-turbine Wake Recovery through Actuation of the Tip-vortex Instability, *AIAA Journal*, 60, 3298–3310, 2022.
- Mahmoodi, E., Khezri, M., Ebrahimi, A., Ritschel U., Kamandi, M., A LiDAR-Based Yaw Control for Wind Turbines, Preprints.org (www.preprints.org), 07-10-2024, doi:10.20944/preprints202410.0366.v1
- Elkodama, A., Abdellatif, A., Shaaban, S., Rushdi, M. A., Yoshida Sh., Ismaiel A., Investigation into the Yaw Control of a Twin-Rotor 10 MW Wind Turbine, *Appl. Sci.* 2024, 14, 9810, <https://doi.org/10.3390/app14219810>
- Van Vondelen A. A. W., Pamososuryo A. K., Navalkar S. T., and van Wingerden J.W., Control of Periodically Waked Wind Turbines, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2024.
- Gonzalez Silva, J., van der Hoek, D., Ferrari, R., and van Wingerden J. W., Wind Tunnel Testing of Wind Turbine and Wind Farm Control Strategies for Active Power Regulation, *J. Renewable Sustainable Energy* 16, 053302 (2024); DOI: 10.1063/5.0215493
- Jonkman, J. M., and Buhl, M. L., FAST User's Guide, NREL Report No. EL-500-38230, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- Suryanarayanan, S., and Dixit, A., On the Dynamics of the Pitch Control Loop in Horizontal Axis Large Wind Turbines, *Proc. Amer. Ctrl. Conf.*, pp. 686–690, June 2005.
- Borunda M., Garduno R., de la Cruz Soto J., Díaz R.A.F., Intelligent Control of an Experimental Small-Scale Wind Turbine, *Energies*, Nov. 2024, DOI: 10.3390/en17225656
- Stol, K. A., and Bir, G. S., SymDyn User's Guide, NREL Report No. EL-500-33845, National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- Kane, T. R., and Levinson, D. A., Dynamics: Theory and Applications, McGraw-Hill, 1985.
- Hansen, A. C., User's Guide to the Wind Turbine Dynamics Computer Programs YawDyn and AeroDyn for ADAMS, version 11.0, Mech. Eng. Dept., Univ. of Utah, 1998.
- Wright, A.D., and Fingersh, L.J., Advanced Control Design for Wind Turbines, Part I: Control Design, Implementation, and Initial Tests, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, Technical Report NREL/TP-500-42437, March 2008.
- Pao, L. Y., and Johnson, K. E., A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms, *Proc. Amer. Ctrl. Conf.*, June 2009.
- Van Minh P., Control for Wind Turbine System using PMSG when Wind Speed Changes, *International Journal of Electrical and Electronics Research (IJEER)*, 2024, Volume 12, Issue 2, p.p. 520-528, e-ISSN: 2347-470X, www.ijeer.forexjournal.co.in
- Benhacine T.Y., Mouzai A., Azaz A.A., Boudraf M., MPPT Optimal Torque Control Strategy for a PMSG-based Wind Turbine Emulator, *Journal of Renewable Energies, IREnDAYS'24 Algiers* (2024), p.p. 289 – 295, DOI: <https://doi.org/10.54966/jreen.v1i1.1271>
- Benhacine, T. Z. E., Dali, A., Tata, M., Kherbachi, A., Boudraf, M., & Kaabeche, A., Design of a Test Bench for a Small Wind Turbine Emulator, *Journal of Renewable Energies*, 27(1), 2024.
- Chahb A., Yesséf M., Amharech A., A Comprehensive Approach to Wind Turbine Optimization Integrating MPPT and Speed Control, 2024, DOI: 10.1109/ISAECT64333.2024.10799765
- Laks, J. H., Pao, L. Y., and Wright, A. D., Control of Wind Turbines: Past, Present, and Future, Conference Paper in Proceedings of the American Control Conference, July 2009, DOI: 10.1109/ACC.2009.5160590

БИОГРАФИЈА



Славица Стојиљковић је рођена 1969. године у Прокупљу, где је завршила основну школу и гимназију. Дипломирала је 1994. године на Машинском факултету Универзитета у Нишу, на образовном профилу

Аутоматско управљање, на ком је 2014. одбранила магистарску тезу „Примена неуро-фази-генетског управљања на аутоматизацији система грејања и климатизације у интелигентним зградама” и стекла академско звање магистра машинских наука – област аутоматско управљање.

Од 1996. до 2015. године радила је у Дирекцији за изградњу и урбанизам општине Прокупље као пројектант термотехничких система.

Године 2015. прелази у Електродистрибуцију Београд. Од 2021. године ради у Управи ЈП ЕПС-а (сада: ЕПС АД), у Служби за енергетску ефикасност Сектора за енергетску ефикасност и заштиту животне средине у производњи енергије и угља, Техничких послова производње угља и енергије, као главни инжењер за енергетску ефикасност.

Године 1999. у СМЕИТС-у је положила стручни испит прописан за дипломираног машинског инжењера.

Септембра 2005. постаје члан Инжењерске коморе Србије (ИКС) са лиценцом за дипломираног машинског инжењера – одговорни пројектант термотехнике, термоенергетике, процесне и гасне технике.

Године 2009. стиче сертификат енергетског менаџера, 2010. полаже стручни испит из противпожарне заштите, а 2012. добија и лиценцу ИКС-а за енергетску ефикасност у зградарству.

Године 2021. завршава обуку за енергетског менаџера у индустрији, на Машинском факултету у Београду, и добија лиценцу за обављање послова енергетског менаџера за област индустријске енергетике.

Slavica Stojiljković¹, Vladimir M. Šilikut¹

An Overview of Wind Turbines Control Systems

¹ Joint Stock Company Elektroprivreda Srbije, Belgrade*

Report

Highlights

- Different methods for regulation of wind turbine power
- Ensuring reliable and efficient operation of wind turbines under variable wind speeds
- Wind turbines are inherently nonlinear and time-varying

Abstract

This paper provides an overview of the latest expert literature on wind turbine control systems. Some techniques used in the control of horizontal-axis wind turbines at the individual turbine level are presented and explained in more detail. These controls apply to the blade pitch and generator power. The turbine system is modeled as a flexible structure operating under the presence of turbulent wind disturbances. A review of various turbine operating phases and control strategies aimed at maximizing energy conversion at sub-nominal wind speeds is provided, with a focus on managing aerodynamic loads when the turbine operates at maximum power. After reviewing the basic objectives of turbine control, the paper gives an overview of common linear control approaches and then describes advanced control architectures, addressing why they may provide greater benefits.

Keywords

Linearized wind turbine model, wind generator, wind speed, wind turbine efficiency, wind turbine power regulation

Received: October 22nd, 2024Reviewed: January 18th, 2025Modified: February 10th, 2025Accepted: February 21st, 2025

*Corresponding author: Slavica Stojiljković, +381-64-83-33-277

E - mail: slavica.stojiljkovic@eps.rs