



CHALMERS

Frekvensstyrning med Chalmers vindkraftverk

Kandidatarbete inom Elkraftteknik

Markus Eriksson, Leonard Fröling, George Mamoush

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2022
www.chalmers.se

KANDIDATARBETE 2022

Frekvensstyrning med Chalmers vindkraftverk

Markus Eriksson, Leonard Fröling, George Mamoush



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen Elkraftsteknik
Chalmers Tekniska Högskola
Göteborg, Sverige 2022

Förord

Denna rapport är ett kandidatarbete skrivet på Chalmers tekniska högskola i avdelningen för elkraftteknik. Rapporten är skriven av Markus Eriksson, Leonard Fröling och George Mamoush som studerar Elektroteknik vid Chalmers tekniska högskola. Vi vill rikta ett stort tack till vår handledare Ola Carlson för all vägledning vi fått under arbetets gång. Vi vill också varmt tacka Magnus Ellsén som ansvarade för mätningarna vid Chalmers vindkraftverk på Björkö för all hjälp vi fick när det gäller olika mätningar samt för implementeringen av våra strategier för frekvensstyrning i vindkraftverket.

Abstract

Today, wind power accounts for about 20 percent of the electricity produced in Sweden, making it the third-largest source of electricity in the country. Due to the current climate crisis and increasing demand for electricity, the share of electricity generated by wind power is expected to rise. This is because wind power is easier to expand than, for example, hydropower, which is currently one of the largest sources of renewable energy in Sweden. One problem that arises if wind power is expanded is that it currently does not help to regulate the frequency of the electricity grid. If the share of wind power in the energy mix becomes high without using the wind turbines to regulate the grid frequency, this can lead to an unstable electricity grid with frequent power cuts. To compensate for this, wind power must be able to provide support services to the grid.

By creating a model of a wind turbine together with a simple model of an electricity grid, it was concluded after testing that wind power has good potential to participate in the frequency control of the Swedish electricity grid. Measurements at the Chalmers wind turbine on Björkö were also carried out to verify the model's functioning, and it was found that the model worked relatively well, albeit with some deviation from reality. These deviations may be due to losses that occur in reality not being taken into account in the model to facilitate its design.

Sammanfattning

Idag står vindkraft för cirka 20 procent av den el som produceras i Sverige, vilket gör den till den tredje största källan till elektricitet i landet. På grund av rådande klimatkris och den ökande efterfrågan på el väntas andelen el generad av vindkraft öka. Detta beror på att vindkraften är lättare att bygga ut än exempelvis vattenkraften, som idag är en av de största förnyelsebara energikällorna i Sverige. Ett problem som uppstår om vindkraften byggs ut är att den i dagsläget inte bidrar till att reglera frekvensen i elnätet. Om andelen vindkraft i energimixen blir stor utan att vindkraftverken börjar användas för att reglera nätfrekvensen kan detta leda till ett instabilt elnät med frekventa strömavbrott. För att kompensera för detta måste vindkraften kunna bidra med stödtjänster till elnätet.

Genom att skapa en modell av ett vindkraftverk tillsammans med en enkel modell av ett elnät konstaterades det efter tester att vindkraft har goda förutsättningar för att delta i regleringen av Sveriges elnät. Även mätningar på Chalmers vindkraftverk på Björkö utfördes för att verifiera modellens funktion där det visade sig att modellen fungerade relativt väl dock med någon avvikelse från verkligheten som eventuellt berodde på att förluster som uppstår i verkligheten inte togs hänsyn till i modellen för att underlätta designen av den.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Syfte	2
1.2	Problem	2
1.3	Avgränsningar	2
1.4	Etiska och samhälleliga aspekter	2
2	Teori	4
2.1	Elnät	4
2.1.1	Stödtjänster	4
2.1.2	Tröghetsmoment	5
2.1.3	Framtida utveckling	5
2.2	Vindkraftsteori	6
2.2.1	Olika typer av vindkraftverk	7
2.2.2	Frekvensreglering med vindkraft	8
2.2.3	Prognostisering av vindkraft	8
2.2.4	DC-generatorn	9
2.2.5	Kontroll av vindkraftverk	10
2.3	Frekvensreglering i andra länder	11
3	Metod	12
3.1	Litteraturinsamling	12
3.2	Mätningar	12
3.2.1	NREL-regulator	13
3.2.2	Spilla vind	17
3.2.3	Syntetiskt tröghetsmoment	19
3.3	Simulering/modeller	19
3.3.1	Maximal tillgänglig effekt	20
3.3.2	Vindkraftverk	22

3.3.3	Frekvenssimulering	25
4	Resultat	28
4.1	Uppskattning av maximal effekt	28
4.2	Simulering av normaldrift	29
4.3	FFR med syntetiskt tröghetsmoment	30
4.3.1	Effektsteg utförda i modell	31
4.3.2	Effektsteg utförda på vindkraftverk	34
4.3.3	Frekvensbeteende från effektsteg utförda på vindkraftverk	37
4.4	Frekvensreglering med att spilla vind	39
4.4.1	Spilla vind med metod faktor av tillgänglig effekt	39
4.4.2	Spilla vind med metod antal watt	42
4.4.3	Frekvensbetende	45
5	Diskussion	49
5.1	Modell och simuleringar	49
5.2	Frekvensstyrning med vindkraft	50
5.3	Förändringar av stödtjänster	51
5.4	Begränsningar och framtida arbeten	52
6	Slutsats	54
A	Matlabkod	i
B	$C_p(\lambda, \beta)$ tabell	vi

1 Inledning

I dagsläget drabbas hela världen av mer frekventa extrema väderförhållanden såsom värmeböljor, kraftig nederbörd, torka, och tropiska cykloner [1]. Denna ökade frekvens av extremväder kommer till följd av en globalt ökande medeltemperatur som orsakas av mänsklig påverkan i form av utsläpp av växthusgaser. Utöver detta medför utsläppen av växthusgaser bestående förändringar i form av ökad havsnivå samt en ökad smältning av istäcket [1]. En av orsakerna till utsläppen av växthusgaserna är förbränning av fossilbränslen för energiproduktion. På grund av detta är det viktigt att öka användningen av förnybara energikällor för att minska behovet av fossila bränslen där vindkraft är en viktig förnybar energikälla.

I Sverige fanns det 4 835 vindkraftverk vid början av 2022. Dessa förväntas producera ungefär 33.1 TWh om året [2]. Detta motsvarar ungefär 20 procent av elen som producerades i Sverige under 2021 vilket gör vindkraft till den tredje största kraftkällan i Sverige efter vatten- och kärnkraft [3]. Framöver är målet att all elektricitet som produceras i Sverige ska komma från förnybara källor senast året 2040 och för att nå detta mål anses det krävas att vindkraften byggs ut till minst 90 TWh [4].

En expansion av vindkraften medför dock även en viss problematik gällande regleringen av elnätet. Regler- och styrsystem används för att minska ett elkraftsystems känslighet för störningar som kan leda till omfattande avbrott runt om i landet. Frekvensstyrningen är en viktig del av elnätets reglering och ger möjlighet till att en stabil frekvens vidhålls även vid kraftiga störningar med hjälp av frekvensreglerade generatorer [5]. Frekvensstyrningen sker genom att elleverantörer får betalt för att bidra med olika stödtjänster till Svenska kraftnät (SvK) där leverantörerna ökar eller minskar sin elproduktion efter vissa ramar [6]. Under 2021 betalade SvK ut cirka två miljarder kronor för stödtjänster och de planerar att detta värde kommer öka till tre miljarder år 2023 [7].

Traditionellt har frekvensstyrningen gjorts av vattenkraftverk genom att vattenflödet in i turbinen styrs för att uppnå rätt frekvens [5]. Vattenkraft kan dock inte reagera direkt på störningar utan kan endast börja stödja frekvensen då vattnet runnit ned till turbinen och på grund av detta förlitar sig frekvensregleringen också på elnätets tröghetsmoment. Tröghetsmomentet beskriver känslighet för förändringar av frekvensen och uppkommer ifrån rotationsenergin lagrad i synkrongeneratorerna kopplade till elnätet.

Problematiken med att öka andelen vindkraft i elnätet uppstår eftersom att i och med dess expansion kommer vattenkraften inte vara tillräcklig för att reglera frekvensen och därmed inte heller vara tillräcklig för att upprätthålla ett stabilt elnät. Detta eftersom effekten vattenkraft kan bidra med är begränsad samt att vindkraften vanligtvis inte bidrar med tröghetsmoment till elnätet likt vattenkraft och kärnkraft. Andra system för att reglera frekvensen behövs därför implementeras där vindkraftverken kan utgöra en viktig del.

Tidigare arbeten har utförts vid Chalmers tekniska högskola gällande frekvensregleringen med vindkraft [8], [9]. I [8] studerades möjligheten att reglera frekvensen av Gotlands elnätet via vindkraft genom att vindkraften bidrar med ett syntetiskt tröghetsmoment där rotationsenergi från turbinen används för att öka den producerade effekten. Detta undersökes med hjälp av att simuleringar av vindkraften och dess påverkan på elnätet utfördes. I [9] undersöks istället hur vindkraft kan styras för att bidra med olika stödtjänster för att reglera frekvensen i elnätet där även detta utfördes igenom simuleringar. Båda arbeten visar på en möjlighet för vindkraften att hjälpa till med frekvensregleringen utifrån simuleringar. Arbetena har dock inte utfört mätningar på vindkraftverk för att visa på dessa möjligheter utanför simuleringsmiljön. Det finns därför ett behov av att utifrån mätningar visa på möjligheterna för vindkraftverk att reglera frekvensen.

1.1 Syfte

Det huvudsakliga syftet med denna rapport är att via teoristudier, simuleringar och mätningar undersöka hur vindkraft aktivt kan bidra till att reglera frekvensen av elnätet genom att leverera stödtjänster till SvK.

1.2 Problem

Vindkraften behöver bidra till att reglera frekvensen av det svenska elnätet för att undvika att elförsörjningen blir volatil. Detta beror på att utbyggnad av vindkraften kommer leda till en minskad stabilitet av nätfrekvensen om vindkraften inte bidrar till att reglera den. En minskad stabilitet av nätfrekvensen innebär att frekvensen lättare kan avvika från det önskade värdet på 50 Hz vilket kan medföra omfattande strömbavbrott över hela landet. För att angripa detta problem kommer detta arbete handla om att kartlägga vilka stödtjänster som finns för frekvensstyrning samt redogöra för hur vindkraft kan användas för att styra frekvensen i det svenska elnätet. Ytterligare kommer reglerstrategier för att leverera dessa stödtjänster att presenteras där deras förmåga att på ett effektivt sätt reglera frekvensen evalueras.

Under evalueringen av reglerstrategierna ska det svaras på hur väl dessa strategier följer ramarna för stödtjänsterna som strategierna efterliknar. Utöver detta ska det även svaras på hur tillförlitligt reglerstrategierna kan åstadkomma önskad reglering samt under vilka förhållanden de olika strategierna är bäst lämpade. För att åstadkomma detta utförs mätningar på Chalmers vindkraftverk när dessa reglerstrategier utförs och mätdata analyseras. Ytterligare för att hjälpa analysen av mätdata konstrueras modeller för att simulera elnätets frekvensbeteende till följd av strategierna och för att uppskatta den maximala effektproduktionen för en given tidpunkt.

Slutligen för att vindkraft lättare ska kunna bidra till regleringen av frekvensen kommer eventuella ändringar i de befintliga stödtjänsterna att redogöras för så att de kan vara bättre anpassade för vindkraft.

1.3 Avgränsningar

Det finns vissa aspekter av frekvensregleringen med vindkraft som arbetet inte kommer att behandla. Arbetet kommer inte att undersöka hur frekvensstyrningen eventuellt sliter ut och mekaniskt påverkar vindkraftverken då styrningen exempelvis kan medföra en ökad bladvinkelregleringsaktivitet, en mekanism som ser till att vindkraftverkets rotorblad står i optimal vinkel i förhållande till vinden. Anledningen till denna avgränsning är att fokus i arbetet ligger på frekvensbeteendet av vindkraftverkens frekvensreglering och att även behandla eventuellt mekaniskt slitage skulle leda till en orimlig arbetsmängd. Av samma anledning kommer inte heller spänningsnivån av elnätet behandlas.

1.4 Etiska och samhällliga aspekter

Eftersom syftet med detta arbete är att se huruvida vindkraft skulle kunna användas som stödsystem till elnätet och därmed kunna användas i större utsträckning i elnätet än idag, är det viktigt att ta hänsyn till vilken påverkan utökad utbyggnad av vindkraft kan ha på både dess omgivning och samhället i sin helhet. Exempelvis skulle utbyggnad av vindkraft kunna påverka djurlivet på land, i luften och i havet. Ytterligare skulle produktionen av nya vindkraftverk kunna ha en samhällelig påverkan i form

av ökad materialanvändning och avfall. Dessutom bör tillförlitligheten av vindkraft som ett stödsystem undersökas noga eftersom elnätet bland annat används för samhällsviktig verksamhet.

Vindkraftverk är dock inte helt utan utsläpp av växthusgaser [10]. Dess uppbyggnad och tillverkning släpper ut i genomsnitt 12 gram koldioxid per producerad kWh över dess livstid som är i genomsnitt 20 till 25 år. Idag finns det dock många projekt som syftar till att förlänga livstiden på vindkraftverk. Ytterligare arbetas det med att minska vindkraftverkens utsläpp igenom återvinning. Exempelvis så påstår Vestas som producerar en stor andel av Europas vindkraftverk att nya vindkraftverk som byggs av dem är 85 procent återvinningsbara.

Vindkraft har också en något negativ påverkan på fåglars liv [11]. Kraftverkens påverkan kan vara i form en försämrad livsmiljö eller i form av dödliga olyckor där mellan 5 och 10 fåglar om året dör på grund av olyckor. Dock dör fler fåglar på grund av katter, fönsterrutor och fordon i trafiken än från vindkraftsrelaterade olyckor i Sverige.

Om vindkraftverk byggs i områden där renar finns har de också en stor påverkan på deras liv både i byggfasen och driftfasen [12]. Denna påverkan i byggfasen beror bland annat på en ökningen av mänsklig aktivitet i form av byggarbete och transport och driftfasen skapar rörelse och buller i närheten av vindkraftverket. När ett vindkraftverk byggs i ett område så byggs det också vägar som i sin tur påverkar djurens liv genom att vara fysiska barriärer som hindrar dess naturliga liv.

Havsbaseade vindkraftverk påverkar fiskar negativt framförallt under byggfasen som tar några dagar till en vecka, då det blir höga ljud och en ökad mängd sediment i vattnet [13]. Även marina däggdjur såsom tumlare och sälar påverkas negativ under anläggningen av kraftverken där tumlare har visat tecken på nedsatt hörsel och förändrat beteende på grund av vissa metoder som används för att påla ned fundament i botten [14]. Det finns olika sätt att hindra ljudspridningen exempelvis med hjälp av en så kallad dubbel bubbelgardin. Vilken påverkan ett havsbaserat vindkraftverk har i driftfasen är främst en reveffekt som uppkommer till följd av att fiskar söker sig till strukturer och denna effekt kan anses ha en positiv påverkan på fiskarterna. Ytterligare konstaterade havs- och vattenmyndigheten att negativ påverkan på torsk under driftfasen av havsbaserad vindkraft är liten.

Även om det finns vissa problematiska aspekter med att bygga ut vindkraften finns det också potential för att minska användningen av fossila bränslen. Vindkraften kan därmed bidra till minskade utsläpp av växthusgaser. Detta medför att utbyggnad av vindkraften är ett bra sätt att förhindra miljöeffekter som uppkommer till följd av mänskligt utsläpp av växthusgaser.

2 Teori

För att lägga en grund för senare avsnitt i rapporten kommer nedan grundläggande teori för att ge bättre förståelse för hur ett elnät fungerar, hur vindkraftverk fungerar och hur andra länder redan idag använder vindkraft för frekvensreglering.

2.1 Elnät

För att det svenska elnätet på ett tillförlitligt sätt ska kunna klara av att distribuera el till dess användare krävs det att frekvensen på elnätet vidhålls inom intervallet 49.9 - 50.1 Hz [15]. Frekvensen i nätet påverkas av balansen mellan produktionen och konsumtionen av den elektriska effekten där mer konsumtion än produktion resulterar i att frekvensen sjunker och vice versa. Om frekvensen befinner sig utanför intervallet 49.5 - 50.5 Hz kan avbrott för användarna börja att förekomma. Ytterligare kan för frekvenser under 49.5 Hz leda till att delar av elnätet kopplas bort för att styra tillbaka frekvensen mot normaldrift vid 50 Hz [16]. Om frekvensen faller ytterligare till under 49.0 Hz behöver gränsförbindelser kopplas bort för att skydda dessa och skador kan uppstå i elektrisk säkerhetsutrustning för till exempel kärnkraftverk och generatorer [16]. Utöver detta påverkas även industrin av frekvensen där till exempel processer inom stål och skogsindustrin inte klarar av för stora variationer av frekvensen.

SvK är ansvariga för stabiliteten av frekvensen i elnätet och därför arbetar de för att inte låta frekvensen avvika till nivåer som skulle leda till påverkan för dess användare [17]. För att utföra detta arbete tecknar SvK avtal till balansansvariga företag som har till uppgift att planera den kommande driften och se till att lika mycket el som deras kunder förbrukar levereras. Eftersom det inte går att precis förutspå produktionen och konsumtionen av el går det inte att lägga upp en driftplan utan att vissa avvikelser från den uppstår. När de balansansvarigas produktion avviker från deras driftplan behöver SvK gå in och i realtid balansera produktion och förbrukning. De balansansvariga behöver också betala en avgift till SvK när detta inträffar. För att klara av denna balansering använder sig SvK av olika stödtjänster som är avtal slutna med energileverantörer gällande hur de bidrar med olika typer av stöd till elnätet.

2.1.1 Stödtjänster

De stödtjänster som SvK använder sig av för att i realtid styra frekvensen är Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR), Frekvenshållningsreserv normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal, FCR-N), frekvenshållningsreserv störd drift uppreglering (upwards Frequency Containment Reserve - Disturbance, FCR-D upp), frekvenshållningsreserv störd drift nedreglering (downwards Frequency Containment Reserve - Disturbance, FCR-D ned), automatisk Frekvensåterställningsreserv (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) och manuell Frekvensåterställningsreserv (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) [6].

- FFR har som uppgift att hantera snabba frekvensförändringar i elnätet [18]. Tjänsten tillåter endast reglering uppåt och aktiveras automatiskt. Tjänsten har tre aktiveringsalternativ som är att uppnå full aktivering inom 0.7, 1.0 eller 1.3 sekunder där aktiveringstiden beror på om aktiveringen sker vid 49.5 Hz, 49.6 Hz respektive 49.7 Hz. Uthålligheten för tjänsten är 30 alternativt 5 sekunder, den ska ha en repeterbarhet på 15 minuter och har ett volymkrav på 100 MW. Upphandlingen av FFR-tjänsten sker på årsbasis med en minsta budstorlek på 0.1 MW.
- FCR-N har som uppgift att reglera frekvensen under normaldrift [19]. Tjänsten har förmågan att både upp- och nedreglera frekvensen och aktiveras automatiskt för frekvensavvikelser inom intervallet 50,10-49,90 Hz. Enligt gällande krav för aktiveringen ska 63 procent vara aktiverat

inom 60 sekunder och full aktivering ska ske inom 3 minuter. Uthålligheten är en timme och har ett volymkrav på 240 MW. Upphandlingen för FCR-N sker symmetriskt för upp- och nedreglering en till två dagar innan drift men majoriteten av upphandlingen sker två dagar innan drift. Minsta budstorlek för denna stödtjänst är 0.1 MW. För denna stödtjänst är aktiveringen linjärt beroende av frekvensen, det vill säga hur mycket av effektreserven som aktiveras beror på hur långt ifrån 50 Hz frekvensen ligger.

- FCR-D upp har som uppgift att reglera frekvensen under störningar [20]. FCR-D upp är endast avsedd för reglering uppåt och har en automatisk linjär aktivering inom intervallet 49,50-49,90 Hz. Aktiveringstiden är sådan att 50 procent ska vara aktiverad inom 5 sekunder och full aktivering ska ske inom 30 sekunder. Uthålligheten är minst 20 minuter och har ett volymkrav på 580 MW. Upphandlingen för FCR-D upp sker också en till två dagar innan drift med majoriteten av upphandlingen två dagar innan drift samt med en minsta budstorlek på 0.1 MW.
- FCR-D ned är en ny stödtjänst som uppstod under 2022 och har likt FCR-D upp som uppgift att reglera frekvensen under störningar [21]. Skillnaden mellan FCR-D ned och FCR-D upp är att FCR-D ned istället är avsedd för nedreglering med en automatisk linjär aktivering inom intervallet 50,1-50,50 Hz. Kraven för aktiveringstiden och uthålligheten är desamma som för FCR-D upp, alltså att 50 procent skall vara aktiverad inom 5 sekunder och full aktivering ska ske inom 30 sekunder med uthålligheten på minst 20 minuter. Volymkravet för denna tjänst är på 565 MW. Även för denna tjänst sker upphandlingen en till två dagar innan drift med majoriteten av upphandlingen två dagar innan drift samt med en minsta budstorlek på 0.1 MW.
- aFRR hanterar återställning av frekvensen tillbaka till 50 Hz med både upp- och nedreglering och aktiveras automatiskt efter att frekvensen divergerat från 50.00 Hz [22]. Aktiveringstiden till full aktivering är 120 sekunder och den ska ha en underhållstid på 1 timme samt är volymkravet 140 MW. Upphandling sker en vecka innan drift med en minsta budstorlek på 5 MW.
- mFRR hanterar liksom aFRR återställning av frekvensen med både upp- och nedreglering [23]. Denna tjänst aktiveras dock manuellt av begäran från SvK för att avlasta aFRR. Aktiveringstiden till full aktivering är 15 minuter, underhållstiden är en timme och den har inga volymkrav. Upphandlingen sker på en nordisk marknad där köp sker varje timme och bud ska lämnas åtminstone 45 minuter innan drifttimman med en minsta budstorlek på 10 MW eller 5 MW för elområde SE4.

2.1.2 Tröghetsmoment

Utöver de aktiva reglermetoderna i form av stödtjänster finns det även ett passivt bidrag till elnätets frekvensreglering i form av elnätets tröghetsmoment, även kallat svängmassa, vilket är den mekaniska trögheten i elnätets roterande delar [24]. Tröghetsmomentet bidrar till regleringen genom att fungera som en effektbuffert eftersom det finns en viss tidsfördröjning mellan då obalans i systemet uppstår och då den aktiva regleringen påbörjas. Tröghetsmomentet fungerar på ett sådant sätt att det snabbt kan ta ut eller lagra energi och det uppstår från ett stort antal roterande produktions- och belastningsenheter i systemet. Dessa roterande enheter har en rotationshastighet som överensstämmer med elnätets frekvens, det vill säga 50 Hz, och om tas effekt ut ifrån denna roterande massa för att upprätthålla balansen mellan elproduktionen och konsumtionen kommer rotationshastigheten att minska och därav minskas även frekvensen. Om tröghetsmomentet ökas genom att den möjliga energin som finns lagrad i de roterande enheterna ökas medför det också att förändringshastigheten av frekvensen vid obalans i elnätet minskar.

2.1.3 Framtida utveckling

I takt med att andelen förnybara produktionsenheter i elnätet ökar förväntas också behovet av att aktivt reglera systemet öka [24]. En stor del av den förnybara produktion som kommer att läggas till nätet

i framtiden bidrar inte till trögheten i nätet. Detta beror på att dessa produktionsenheter antingen inte består av roterande delar likt solkraft eller är anslutna till elnätet via omriktare. Att en roterande massa är ansluten via en omriktare medför att massan kan rotera vid olika hastigheter oberoende av frekvensen och bidrar därför inte till elnätets tröghetsmoment. På grund av denna expansion kommer tröghetsmomentet i elnätet att minska. Tröghetsmomentet agerar som en buffert mellan störningar i nätet och den aktiva styrningen av frekvensen genom stödtjänster. I samband med att tröghetsmomentet minskar kommer följaktligen efterfrågan på den aktiva styrningen att öka. framförallt anses behovet av stödtjänsten FFR att öka framöver eftersom den skapades för att motverka problemen med ett minskat tröghetsmoment [25].

Utöver detta bidrar även dessa förnybara produktionsenheters oregelbundenhet till en ökad efterfrågan på aktiv styrning av frekvensen [25]. Det blir även svårare att i förväg uppskatta effektproduktionen av de nyttillkomna förnybara produktionsenheterna vilket medför att balanshållningen mellan den producerade och konsumerade elen också blir svårare. Resultatet av detta framöver anses vara att större avvikelse mellan produktion och konsumtion uppstår. Därför kommer en ökad styrning i frekvensintervallet i närheten av 50 Hz att behövas vilket kan uppfyllas igenom en ökad användning av stödtjänsten aFRR.

2.2 Vindkraftsteori

Vindkraftverk utvinner den kinetiska energin i vinden genom att omvandla den till mekanisk energi som i sin tur driver en generator som genererar elektricitet [26]. Hur mycket kraft som kan hämtas från vinden beror på luftens densitet (ρ), arean som vindkraftverkens blad sveper över (A), vindens hastighet (v) samt en effektkoefficient (C_p). Denna kraft beräknas enligt formeln nedan [27].

$$P = \rho A \frac{v^3}{2} C_p \quad (1)$$

C_p anger hur stor andel av kraften i vinden som kan utvinnas. Värdet på C_p uppstår från att vindkraftverket inte kan ta upp all energi som finns i vinden eftersom detta skulle resultera i att vinden bakom kraftverket skulle stå helt stilla [27]. Ett väl optimerat vindkraftverk kan uppnå ett C_p på ungefär 0.45 och den teoretiska maximala C_p ligger enligt Betz lag på cirka 0.59. C_p för ett vindkraftverk är inte konstant och beror på ett förhållande λ mellan hastigheten av bladens spets och vindhastigheten enligt

$$\lambda = \frac{v_{spets}}{v} \quad (2)$$

där v_{spets} är hastigheten av bladens spetsar [27]. Utöver detta beror C_p också på bladvinkeln, β , och karakteristiken för C_p beskrivs i figur 1.

För att beskriva den optimala mekaniska effekten som kan utvinnas från vinden beroende på kraftverkets rotationshastighet kombineras ekvation (1) och en omskrivning av ekvation (2) enligt

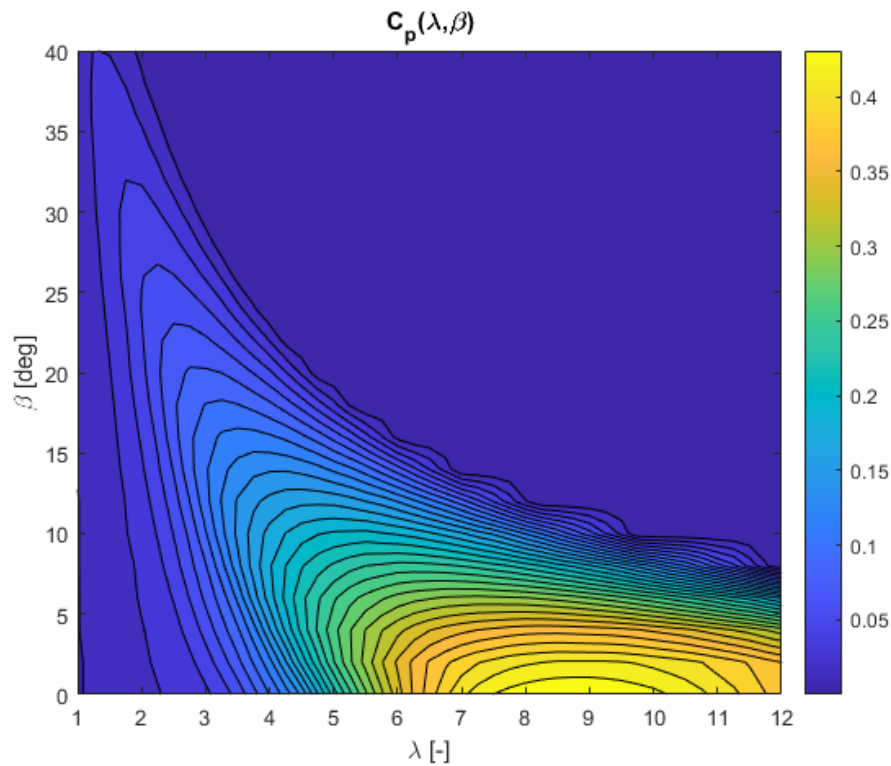
$$P_{opt} = \frac{\rho A C_{pMax}}{2} \left(\frac{v_{spets}}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (3)$$

där då λ_{opt} är värdet på förhållandet λ som ger maximalt C_p , C_{pMax} . Ytterligare kan v_{spets} uttryckas som produkten mellan turbinens hastighet ω_t och radien R för svepningsarean vilket medför att ekvation kan skrivas som följande.

$$P_{opt} = \frac{\rho A C_{pMax}}{2} \left(\frac{\omega_t R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (4)$$

Detta ger då den optimala mekaniska effekten beroende på turbinens varvtal. Igenom att dividera ekvation 4 med ω_t erhålls också momentet som vinden driver turbinen med vid optimal drift, $T_{turb,opt}$ enligt

$$T_{turb,opt} = \frac{1}{2} \frac{\rho A R^3 C_{pMax}}{\lambda_{opt}^3} \omega_t^2 \quad (5)$$



Figur 1: Konturdiagram över värdet på C_p för Chalmers vindkraftverk beroende på λ och β

2.2.1 Olika typer av vindkraftverk

Det finns många olika sorters vindkraftverk, exempelvis kan ett vindkraftverk ha en vertikal axel och vara en så kallad vertical axis wind turbine (VAWT) eller så kan kraftverket vara av den mer vanligt förekommande varianten med horisontell axel, så kallad horizontal axis wind turbine (HAWT) [28]. Dessa varianter har båda sina för- och nackdelar, exempelvis så måste ett kraftverk med horisontell axel aktivt riktas mot vinden för att producera maximal effekt medan en VAWT inte behöver vändas mot vinden då den kan producera elektricitet oavsett vindriktning tack vare sin vertikala axel [29]. Dock så kommer vindkraftverket med HAWT som är riktat mot vinden ha en högre maxeffekt än en VAWT av liknande storlek då de horisontella bladen inte behöver kämpa emot vinden eftersom de snurrar vinkelrätt mot vinden. En fördel med VAWT är att utrustning som kan kräva underhåll som exempelvis växellådan kan placeras närmre marken än i en HAWT-konfiguration där sådana komponenter sitter i maskinhuset på toppen av tornet.

En annan sak som kan skilja vindkraftverk åt är om de har fast eller variabelt varvtal där det vanligast förekommande är vindkraftverk med varierbart varvtal [28]. Ett vindkraftverk med fast varvtal är optimerat för att producera så mycket el som möjligt vid en specifik vindhastighet. Ett vindkraftverk med varierbart varvtal kan däremot nå maximal elproduktion vid ett spann av vindhastigheter till skillnad från ett vindkraftverk med fast varvtal och är därmed mer flexibelt. Nackdelen med varierbart varvtal jämfört med ett konstant varvtal är att vindkraftverk med ett varierbart varvtal behöver frikopplas från elnätet med hjälp av kraftelektronik för att kunna drivas med olika varvtal [30]. Denna kraftelektronik berövar de vindkraftverken med varierbart varvtal från ett inbyggt tröghetsmoment vilket automatiskt motverkar förändringar av frekvensen i elnätet. Fast varvtal vindkraftverk saknar dock denna krafte-

lektronik och har därför detta inbyggda tröghetsmoment.

2.2.2 Frekvensreglering med vindkraft

När de traditionella synkrona generatorerna i ett elnät ersätts med energikällor utan en naturlig roterande massa såsom solkraft sänks kraftnätets tröghetsmoment [28]. Vindkraftverk bidrar i vanliga fall inte heller till ett elnäts tröghetsmoment eftersom rotationen av rotorbladen, som är vindkraftverkets roterande massa är frikopplat från kraftnätet. Den roterande massan kan ses som frikopplad eftersom spänningen från generatorn omriktas med hjälp av kraftelektronik innan den kommer ut på elnätet. För att motverka bristen på en roterande massa som bidrar till ett kraftnäts tröghetsmoment kan kraftelektronik användas för att simulera en svängmassa och på detta vis skapa ett så kallat syntetiskt tröghetsmoment. För att kunna simulera en svängmassa krävs en energikälla som temporärt kan bidra med extra effekt, exempelvis skulle ett batteri kunna användas [31]. I denna rapport används vindkraft för att bidra med denna extra effekt.

För att bidra med denna extra effekt kan rotationsenergin från vindkraftverkets roterande rotorblad användas för att tillfälligt ge mer effekt ut på elnätet [31]. Detta leder dock till att rotorbladen tillfälligt saktar ned. Rotorbladens hastighetsminskning medför att vindkraftverket under en kort tid efteråt producerar mindre effekt då det arbete som vanligtvis leder till elproduktion istället används för att accelerera rotorbladens spetsar tillbaka till dess optimala hastighet.

En annan metod för att kunna tillfälligt öka effekten ut är genom att spilla vind under normal drift. Att spilla vind innebär att vindkraftverket inte utvinner all energi som finns i vinden [32]. Detta kan göras genom att vindkraftverkets minsta tillåtna bladvinkel justeras så att C_p inte når C_{pMax} under normal drift vilket innebär att en del av energin från vinden spills [32]. Delen av energin som spills under normal drift av vindkraftverket kan då vid behov utvinnas för att ge mer effekt ut på elnätet.

2.2.3 Prognostisering av vindkraft

Att skapa prognoser av vindkraftens kommande produktion är ett viktigt verktyg för att planera driften av vindkraft [33]. Ett problem med att öka användningen av vindkraft i elnätet är att det finns stora variationer över hur mycket effekt ett vindkraftverk kan producera vid olika tidpunkter. Denna variation av effekten härstammar från att det finns flera parametrar som påverkar effekten som snabbt kan förändras där till exempel vindhastighet och vindriktning är några av de viktigaste. Dessa variationer skapar en osäkerhet i produktionen av vindkraft. För att kunna planera driften av vindkraft för att upprätthålla balans mellan produktion och konsumtion krävs det att prognoser gällande vindkraftens kommande produktion utförs. Dock medför det varierande beteendet av parametrarna som ger upphov till osäkerheten av vindkraftproduktionen att prognostisering blir komplicerad. En metod för att kategorisera olika prognostiseringar av vindkraft är att dela upp dessa beroende på vilket tidintervall de behandlar. Prognoserna delas då upp i kortsiktiga, medellångsiktiga och långsiktiga där respektive prognos kan behandla tidsintervall upp till 6 timmar, en dag och flera månader. Att skapa kortsiktiga prognoser är lättare och mindre resurskrävande än långsiktiga vilka kräver omfattande beräkningsresurser likväl beräkningstid. På grund av den ökade komplexiteten av att skapa prognoser över längre sikt är prognostiseringen som främst används för handel på elmarknaden den medellångsiktiga. Detta medför att majoriteten av vindkraften säljs på dagen-föremarknaden och den volym som kan garanteras mer än två dagar i förväg är liten [34].

2.2.4 DC-generatorn

Även då generatoren i ett vindkraftverk kan vara av flera olika typer, vilket ofta är en asynkrongenerator eller synkrongenerator, kan denna för enkelhet beskrivas med en DC-generator. Denna beskrivning är en förenkling men är ofta tillräckligt bra för att beskriva generatoren. En DC-generator består av två delar: en stillastående stator och en roterande rotor även kallad ankare som består av flera lindningar. Med hjälp av att föra ström genom fältlindningar i statorn skapas det i en DC-generator ett stillastående magnetiskt flöde över rotorn [35]. Om rotorn därefter utsätts för en mekanisk kraft och börjar rotera kommer lindningarna i rotorn röra sig relativt det magnetiska fältet och en spänning induceras över lindningarna. Denna spänning E_a över rotorn induceras i enlighet med följande samband

$$E_a = k' * \psi * \omega \quad (6)$$

i vilket ψ är det magnetiska flödet, ω är rotationshastigheten och k' är en proportionalitetskonstant unik för generatoren [35]. För en konstant ström i fältlindningarna medför detta även en konstant ψ och ψ tillsammans med k' kan därför förenas till en proportionalitetskonstant Km . E_a kan då uttryckas som

$$E_a = Km * \omega \quad (7)$$

I figur 2 beskrivs ett ekvivalent kretsschema för en DC-generators rotorsida med medföljande lindningar från rotorn [35]. Utifrån figuren erhållas med hjälp av Kirchhoffs spänningslag att ankarspänningen, U_a som ligger över generatorns utgång beskrivs av sambandet

$$U_a = I_a * R_a + E_a \quad (8)$$

där ankarströmmen I_a är strömmen ut från generatoren och R_a är resistansen i rotorns lindningar. Ytterligare medför induktionen av E_a en effekt enligt

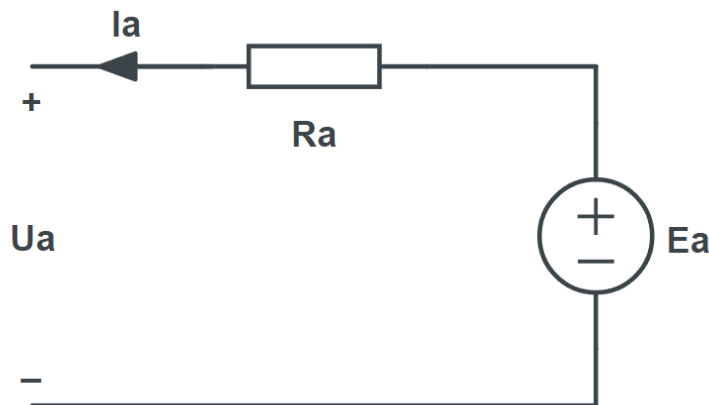
$$P = I_a * E_a \quad (9)$$

och genom att dividera detta med rotationshastigheten erhålls momentet T_{el} som motverkar rotationen av rotorn.

$$T_{el} = \frac{P}{\omega} \quad (10)$$

T_{el} kan även med hjälp av ekvation 7 och 9 visas vara proportionell mot ankarströmmen på följande vis

$$T_{el} = Km * I_a \quad (11)$$



Figur 2: Ekvivalent kretsschema för ankarkrets i DC-generator

Angående ω för DC-generatorn så är en DC-generator ett roterande system och dess rotation beskrivs därför i enlighet med momentbalans ekvationen

$$J * \frac{d\omega}{dt} = T_d - T_b \quad (12)$$

i vilket J är den roterande massans tröghetsmoment och T_d samt T_b är det drivande momentet respektive det belastande momentet som den roterande massan utsätts för [36]. Detta samband för rotationen härstammar från Newtons andra lag applicerad på roterande system. När det gäller DC-generatorn är den roterande massan rotorn och rotorn drivs av ett mekaniskt moment T_{last} på axeln samt belastats av momentet T_{el} från strömmen i lindningarna. Utöver detta utsätts rotorn även av ett dämpande moment proportionellt mot rotationshastigheten, $b * \omega$, som uppstår på grund av friktion. I och med dessa parametrar för DC-generatorn och ekvation (12) kan generatorns ω beskrivas enligt följande differentialekvationen för momentbalans

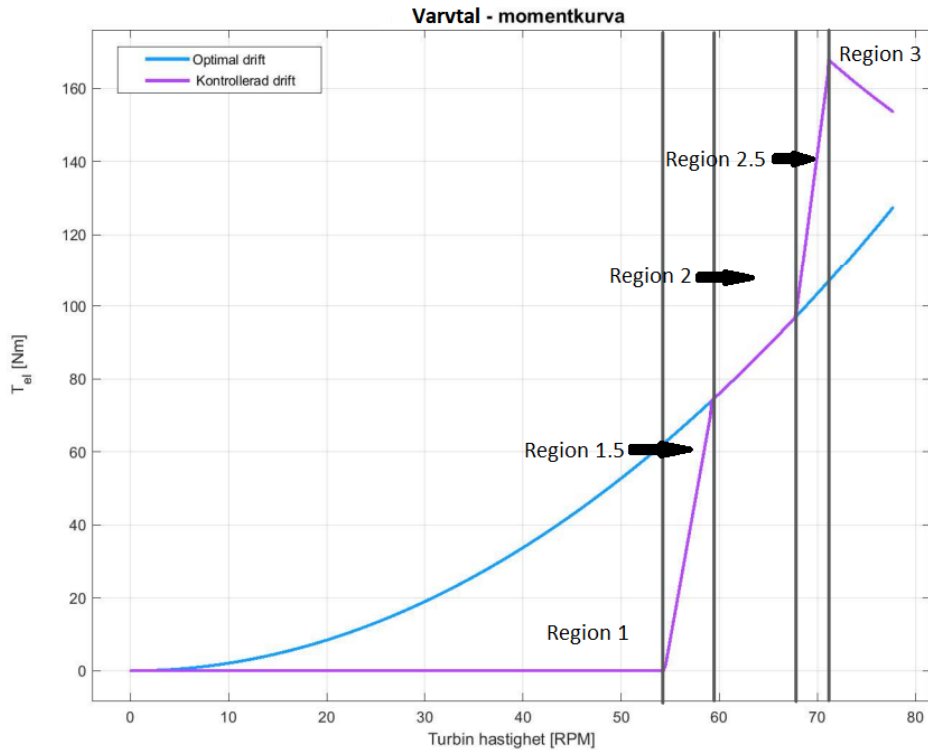
$$\omega = \frac{1}{J} \int (T_{last} - T_{el} - b * \omega) dt \quad (13)$$

2.2.5 Kontroll av vindkraftverk

För att styra ett vindkraftverk delas driften av vindkraftverket in i tre huvudsakliga regioner där kraftverkets rotationshastighet och effekt styrs med generatorns belastande moment T_{el} och med bladvinkeln β [37] [38]. Dessa tre regioner visas i figur 3 där det momentet T_{el} från generatorn sätts vid olika rotationshastigheter av turbinen. När vindkraftverket befinner sig i region 1 är T_{el} noll och därför produceras ingen effekt i denna region utan effekten från vinden används för att turbinens varvtal ska öka. Under region 2 har kraftverket gått upp tillräckligt i varv för att börja producera effekt. T_{el} styrs därför för att maximera verkningsgraden. Detta utförs igenom att låta λ ligga på sitt optimala värde, λ_{opt} , vilket maximerar C_p enligt figur 1. Detta utförs genom att generatorns belastande moment T_{el} styrs i enlighet med

$$T_{el} = \frac{1}{2N} \frac{\rho A R^3 C_{pMax}}{\lambda_{opt}^3} \omega_r^2 \quad (14)$$

som har sitt ursprung i turbinens drivande moment beskrivet i ekvation (5). T_{el} behöver dock även divideras med växlingsförhållande N mellan generatorn och turbinen. I region 3 är den tillgängliga effekten från vinden tillräcklig för att låta kraftverket arbeta på maximal effekt och i denna region handlar styrningen om att minska C_p genom att styra β för vidhålla märkeffekt och märkvarvtal. I figur 3 visas även övergångsregionerna 1.5 och 2.5 där region 1.5 är en övergång mellan att inte producera effekt och optimal drift medan region 2.5 är en övergång mellan optimal drift och märkdrift. Region 2.5 behövs för att varvtalet inte ska bli för högt när märkeffekt produceras.



Figur 3: Varvtal-momentkurva för Chalmers vindkraftverk (lila) i de olika driftregionerna tillsammans med kurvan för optimal drift (blå)

2.3 Frekvensreglering i andra länder

Två exempel på länder vars anslutningsregler kräver att vindkraft har möjlighet till en aktiv effekthereglering för att styra frekvensen är Irland och Danmark [39]. De ansvariga organen för transmissionsnäten i dessa länder, Energinet för Danmark och EirGrid för Irland, kräver att vindkraftanläggningar har möjlighet till en frekvensrespons där den aktivt producerade effekten sjunker linjärt när frekvensen stiger över ett visst tröskelvärde. Energinet och EirGrid kan även kräva en viss effektreserv för vindkraftanläggningarna vilket möjliggör en frekvensrespons även för frekvenser under 50 Hz. Detta sker på ett liknande sätt då effekten ökar linjärt när ett tröskelvärde för frekvensen passerats. Båda organen kan efterfråga att inställningarna för frekvensresponsen ska ändras där till exempel nya tröskelnivåer för frekvensen sätts eller lutningen på det linjära sambandet mellan frekvensen och effekten justeras. Dessa ändringar ska för Energinet ske på 10 sekunder medan EirGrid tillåter 120 dagar. Storbritannien är också ett land där alla vindkraftverk har möjligheten att aktivera **primär-, sekundär- och högfrekvensrespons** [40]. Systemet kan ge sekundärrespons inom tidsintervallet 30 sekunder till 30 minuter och högfrekvensrespons inom tidsintervallet 0 till 10 sekunder. Angående syntetiskt tröghetsmoment kräver inga anslutningsregler i Europa att vindkraftanläggningar ska kunna utföra dessa för att reglera frekvensen [39].

3 Metod

Tillvägagångssättet som använts under arbetet kan delas in i tre områden. Varje område uppfyllde ett eget syfte i arbetsprocessen och dessa områden är litteraturinsamling, mätning samt simulering med modeller. Arbetsprocessen gick till på ett sådant vis att utifrån litteraturstudien föreslogs strategier för att reglera frekvensen med hjälp av vindkraftverket. Därefter användes simuleringen för att designa hur vindkraftverket kan styras efter dessa strategier samt för att påvisa hur vindkraftverket beter sig när det styrs efter dessa. Efter att det simulerade vindkraftverket uppförde sig som förväntat implementerades dessa strategier i vindkraftverket på Björköns kontroll av tekniker från Chalmers som därefter även utförde mätningar. Slutligen användes simulering igen för att analysera mätningarna samt vidare utveckla designen över strategierna för att fungera bättre.

3.1 Litteraturinsamling

Den inledande delen av arbetet handlade om att samla information gällande området som studerades. Eftersom arbetet hanterar vindkraftens påverkan på elnätets frekvens gjordes inledningsvis undersökningar av både vindkraft och elnätsfrekvens. Ytterligare undersöktes därefter hur vindkraften påverkar elnätet samt vilka regulatoriska system som finns för vindkraft att styra dess påverkan på frekvensen. En annan viktig del som studerades i detta skede var stödtjänster för frekvensreglering och närmare bestämt hur leveransen av dessa fungerar samt vilka stödtjänster som finns och kraven som är uppsatta för dessa. Informationen som har samlats under denna fas i arbetet har lagt grunden för rapportens teorikapitel.

Utöver litteraturstudien samlades även information gällande strategier för reglering av frekvensen med vindkraft in. För att utföra detta studerades det hur det framtida behovet för frekvensreglering troligen kommer se ut. Därutav togs stödtjänsterna där efterfrågan förväntas öka fram. Utifrån detta undersöktes hur vindkraft skulle kunna bidra med dessa stödtjänster och därutav föreslogs strategier för frekvensreglering med hjälp av vindkraft. För att visa på dessa strategiers förmåga att reglera frekvensen testades de sedan i simuleringar och i provdrift med vindkraftverket.

Slutligen studerades hur nuvarande stödtjänster kan förbättras för att de ska vara bättre anpassade för vindkraft. Idéerna som hittades jämfördes också med mätresultaten som tagits fram för att undersöka om de anses praktiska. Andra länder utanför Sverige undersöktes också för att se hur dessa reglerssystem med vindkraft redan har implementerats utomlands. Anledningen till detta var att kunna ta lärdom från omvärlden gällande hur Sverige skulle kunna implementera dessa system samt hur Sverige skulle kunna justera sin nuvarande process för att underlätta för vindkraft.

3.2 Mätningar

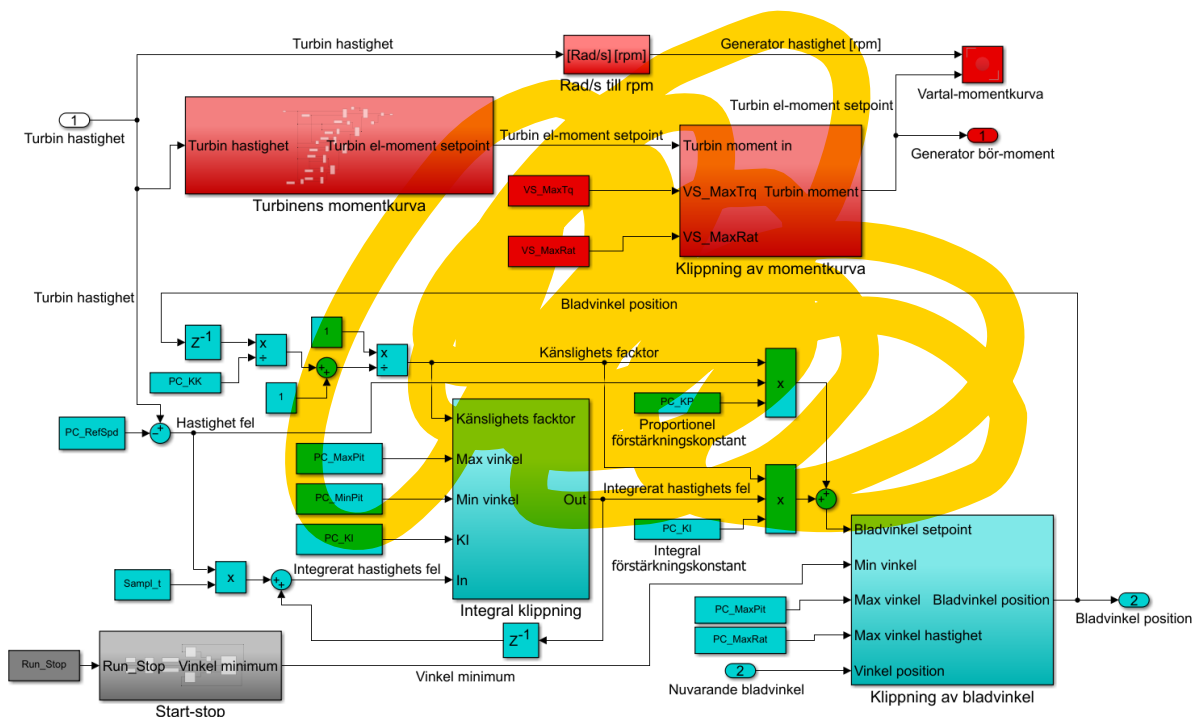
För att kunna evaluera och redogöra för olika reglerstrategiers effektivitet samlades data in gällande hur kraftverket beter sig när det körs enligt dessa strategier. Insamlingen av data utfördes genom att mätningar av vindkraftverkets utgivna elektriska effekt, den mekaniska effekten från turbinen, rotationshastigheten, bladvinkel samt den rådande vindhastigheten vid vindkraftverket. Alla mätningar utfördes på Chalmers vindkraftverk som står monterat på Björkö. Kraftverket har en horisontell axel, variabel rotorhastighet och en maxeffekt på 45 kW [41]. Under detta arbete begränsades dock effekten till 25 kW.

De reglerstrategier som valdes för att utföra mätningar på fokuserar på vindkraftverkets möjlighet att bidra med den mer kortvariga stödtjänsten FFR samt mer långvariga stödtjänster likt aFRR och FCR-N/FCR-D. FFR bidrogs med genom att styra vindkraftverket för syntetiskt tröghetsmoment medan de

långvariga stödtjänster bidrogs med genom vindkraftverkets förmåga att spilla vind och inte producera på maximal effekt. För att nedreglera med hjälp av att spilla vind producerar kraftverket i normalläge maximal möjlig effekt för att sedan spilla vid behov medan för uppreglering spiller kraftverket normalt för att sedan kunna öka effekten vid behov. Det är resultatet av dessa mätningarna som används till underlag för att evaluera hur effektiva de olika strategierna är på att reglera frekvensen och under vilka förhållanden de är bäst lämpade.

3.2.1 NREL-regulator

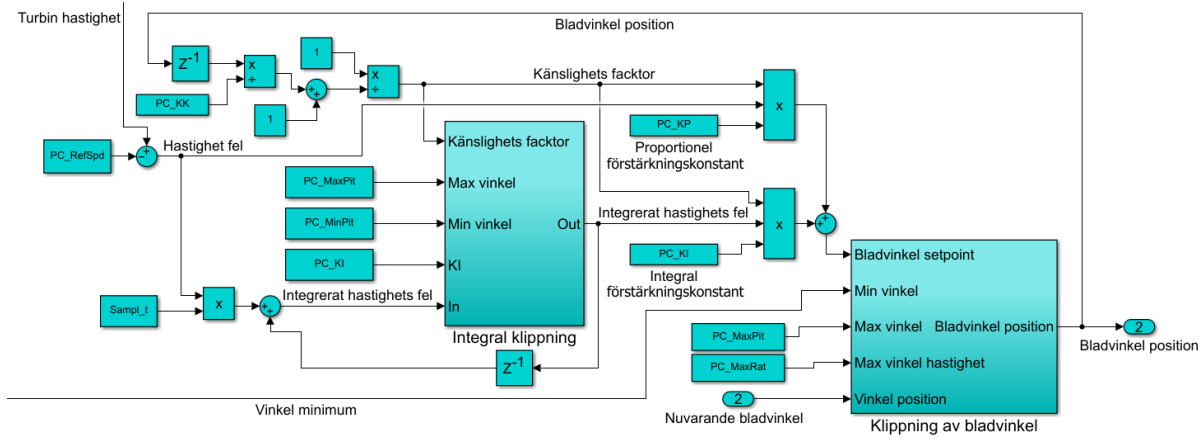
Under mätningarna när vindkraftverket styrs för normal drift utan några frekvensreglerande system, styrs kraftverket med hjälp av en NREL-regulator. Denna regulator beskrivs i [41] och i figur 4 visas en översiktlig bild av denna. Från figur 4 visas det att insignalerna till regulatorn är turbinens rotationshastighet ω_T och den nuvarande bladvinkeln. Dessa går in i en PI-regulator för att ta fram en ny bladvinkelposition som kraftverket bör använda, samt används de för att ta fram ett börmoment till generatoren. Dessa två parametrar skickas sedan till vindkraftverket där en ny generatorhastighet erhålls utifrån kraftverkets dynamik vilket då används som insignal till regulatorn. Ytterligare har regulatorn en start-stop signal som styr om vindkraftverket ska startas eller stoppas igenom att minska eller öka bladvinkeln.



Figur 4: Övergripande bild av NREL-regulatorn med bladvinkelregleringen i blått, framtagning av börmoment i rött och start-stop system i grått

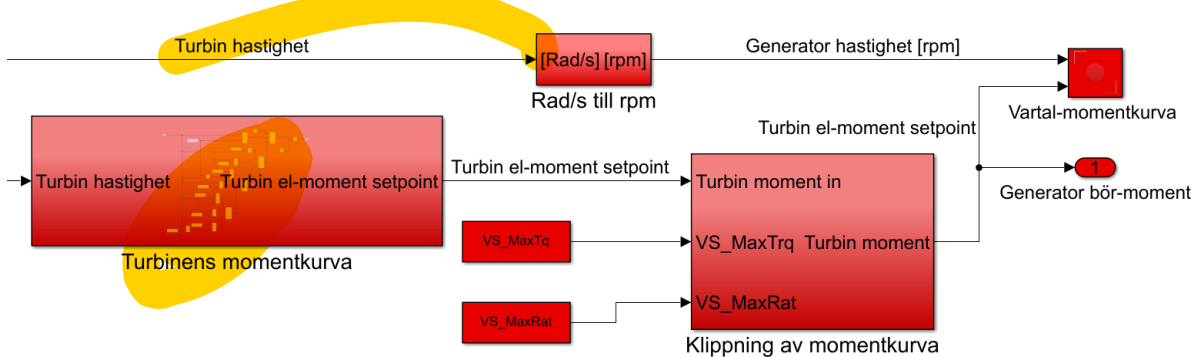
Figur 5 visar hur ett börvärde för bladvinkeln tas fram genom en PI-regulator. Inledningsvis jämförs ω_T med en referenshastighet och ett fel uppstår som motsvarar skillnaden mellan ω_T och referensen. Detta fel matas sedan till PI-regulatorn för att ta fram bladvinkeln. Gällande den proportionella delen av PI-regulatorn multipliceras felet med den proportionella förstärkningskonstanten och en känslighetsfaktor. Känslighetsfaktorn behövs eftersom vindkraftverkets känslighet för förändringar av vinkeln varierar beroende på bladvinkeln, exempelvis så är känsligheten vid vinkeln $0.4\ rad$ dubbelt så stor som vid

0 rad. När det handlar om den integrerande delen tas det integrerade hastighetsfelet fram för att sedan klippas så att det hamnar inom dess giltiga spann ifall det skulle ligga utanför. Detta spann beror på det tillåtna spannet för bladvinkeln. Det klippta integrerade hastighetsfelet multipliceras sedan med den integrala förstärkningskonstanten och med känslighetsfaktorn på ett liknade sätt som för den proportionella delen. Bladvinkeln från PI-regulatorn samt förändringshastigheten av bladvinkeln klipps slutligen för att de tre bladen ska få en position korregerat till deras tillåtna område om den erhållna bladvinkeln inte skulle vara möjlig. För att få fram förändringshastigheterna av bladvinkeln för de olika bladen används den nuvarande vinkeln som subtraheras från den nya vinkelpositionens börvärde givet av PI-regulatorn.

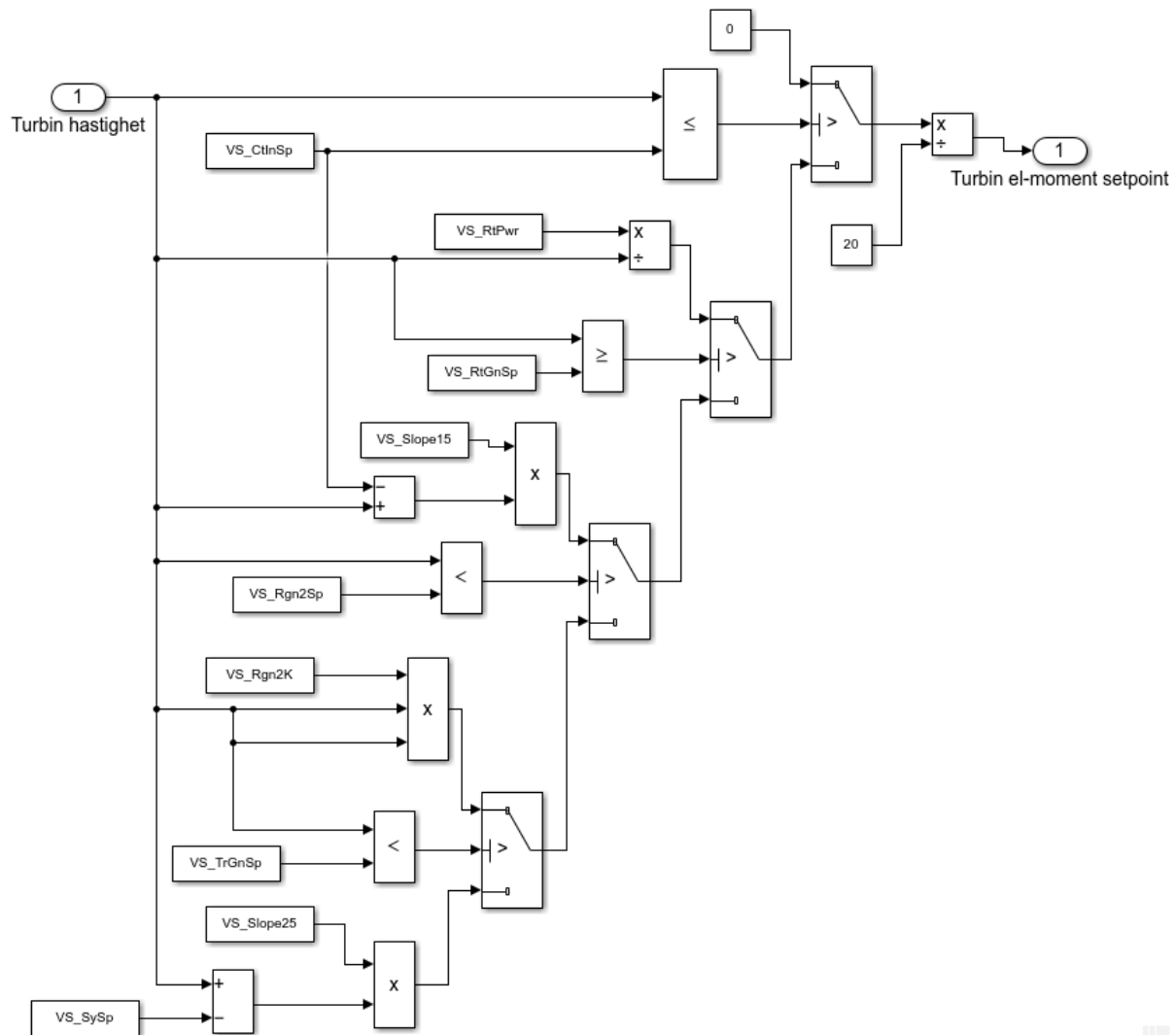


Figur 5: Blockschemat över regleringen av bladvinkeln

I figur 6 används ω_T för att ta fram ett börmomentet för generatorns belastande moment T_{el} . Detta utförs igenom att skapa en varvtal-momentkurva mellan ω_T och T_{el} likt figur 3. Skapandet av denna kurva visas i figur 7 där logiska grindar används för att upptäcka vilken regionen av kurvan från figur 3 som ω_T befinner sig i för att sedan beräkna T_{el} utifrån kurvans samband för denna region. Det erhållna momentet T_{el} samt förändringshastigheten för T_{el} behöver sedan klippas om det skulle uppstå värden på dessa utanför deras tillåtna intervall.

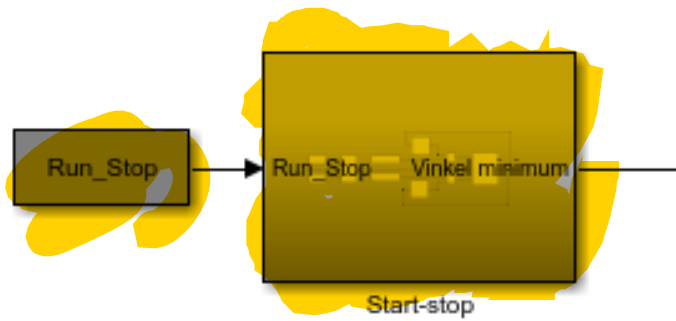


Figur 6: Blockschemat för att skapa börmoment till generatorn och klippa detta till dess tillåtna område

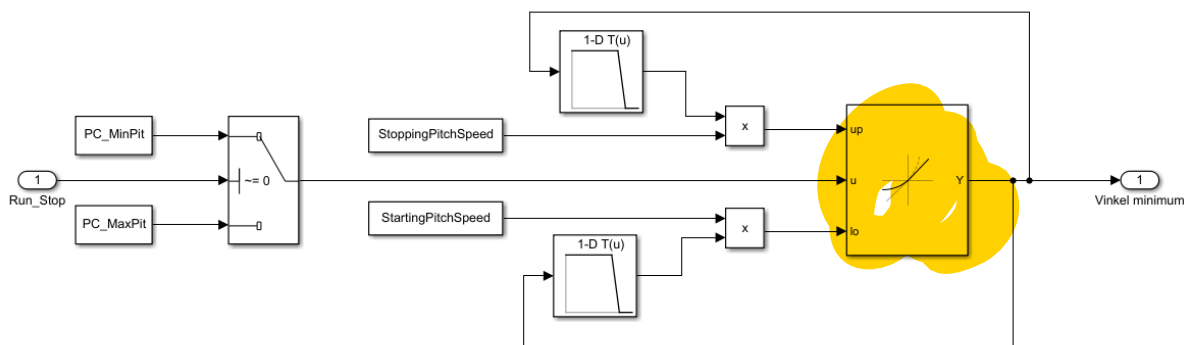


Figur 7: Inre schema för blocket "Turbinens momentkurva"

Slutligen visas i figur 8 och 9 systemet för att starta och stanna vindkraftverket genom att minska eller öka bladvinkeln. Detta utförs igenom att den undre gränsen för klippning av bladvinkeln minskas eller ökas till dess att vinkeln kan arbeta i hela det tillåtna spannet och kraftverket är i verksamhet eller tills dess att vinkeln är låst i sitt maximala värde och kraftverket har stoppats. Hastigheten för vilket den undre gränsen förflyttas tonas ner till 15 procent under intervallet när gränsen befinner sig mellan 85 procent och 98 procent av den maximala vinkeln. Detta medför att förändringshastigheten för vinkeln saktar in då den närmar sig sin maximala vinkel.



Figur 8: System för att kunna stoppa och starta vindkraftverket



Figur 9: Inre schema för blocket "Start-stop"

Tabell 1 visar värdena på parametrarna för NREL-regulatorn som används i normaldrift för att styra Chalmers vindkraftverk på Björkö. Utöver detta finns det också en medföljande förklaring för vad parametrarna gör. Parametern som beskriver den minsta tillåtna bladvinkeln är inte 0 rad utan istället 0.0349 rad eller 2° vilket medför en något försämrad effektivitet. Detta val av parametern har gjorts av säkerhetsskäl för att vindkraftverket snabbare ska kunna sakta in om något skulle gå fel eller om vinden är extremt byig.

Tabell 1: Parameterlista för NREL-regulatorn i normal drift

Namn	Värde	Enhet	Förklaring
SamplT	0.02	s	Samplingstid för regulatorn
VS_CtInSp	5.7	rad/s	Inkopplad generatorhastighet
VS_RtPwr	25000	W	Nominell generatoreffekt
VS_RtGnSp	7.45	rad/s	Nominell turbinhastighet
VS_Slope15	2600	W/(rad/s)	Lutningen på momentkurvan i region 1,5
VS_Rgn2Sp	6.2	rad/s	Lägre turbinhastighets gräns för region 2
VS_Rgn2K	35	W/(rad/s) ²	Område 2 moment konstant.
VS_TrGnSp	7	rad/s	Lägre turbinhastighets gräns för region 2.5
VS_Slope25	3500	W/(rad/s)	Lutningen på momentkurvan i region 2.5
VS_SySp	6.5	rad/s	Turbinhastighet där momentet är noll om i region 2.5
VS_MaxTq	4500	Nm	Maximalt turbinmoment
VS_MaxRat	10000	Nm/s	Maximal turbinmoment förändringshastighet
PC_MaxPit	1.5708	rad	Maximal tillåten bladvinkel
PC_MinPit	0.0349	rad	Minsta tillåtna bladvinkel
PC_KP	0.35	rad/(rad/s)	Vinkelregulator proportionell förstärkning konstant
PC_KI	0.22	rad/(rad/s)	Vinkelregulator integrerad förstärkning konstant
PC_KK	0.4	rad	Bladvinkel vid vilken känsligheten är dubbelt så stor jämfört med känsligheten vid bladvinkel noll
PC_MaxRat	0.2	rad/s	Högsta tillåtna bladvinkel förändringshastighet
VS_SlPc	10		
StoppingPitchSpeed	0.0349	rad/s	Stigningshastighet av PC_MinPit vid stopp av turbinen
StartingPitchSpeed	-0.0249	rad/s	Stigningshastighet av PC_MinPit vid start av turbinen
PC_RefSpd	7.85	rad/s	Referensturbinhastighet

3.2.2 Spilla vind

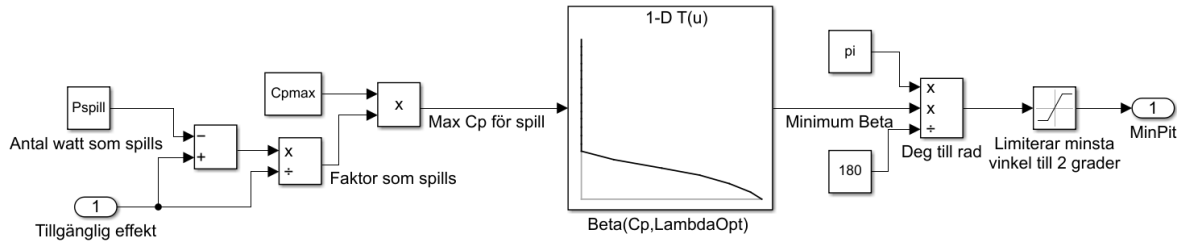
För att spilla vind under drift utförs även detta med hjälp av NREL-regulatorn genom utföra ändringar av NREL-regulatorns parameterlista för normal drift, Tabell 1. NREL-regulatorn styr börvärdet för T_{el} beroende på turbinens hastighet samt bladvinkeln så att hastigheten inte ska överstiga referenshastigheten. För att spilla vind med detta utförs en justering av varvtal-momentkurvan i NREL-regulatorn genom att ändra i parameterlistan på ett sådant sätt att kraftverkets generator blir givet ett mindre börvärde för ett givet varvtal. Ett mindre börmoment medför ett mindre elektriskt moment från generatorn och därav en mindre effekt. Att endast justera NREL-regulatorn fungerar bara för att spilla vind om varvtalet är lika med eller större än referensvarvtalet och regulatorn befinner sig i region 3 av figur 3 eftersom för dessa hastigheter används bladvinkelreglering för att styra ned varvtalet. Om det istället inte blåser tillräckligt för att generatorn ska kunna nå referenshastigheten och NREL-regulatorn samtidigt ger ett lägre momentbörvärde till generatorn leder detta till att varvtalet ökar istället för att effekten minskar. Detta är på grund av att det uppstår obalans mellan momentet som driver generatorn från vinden och det belastande momentet T_{el} styrt av regulatorn och till följd av detta ökar varvtalet tills dess att jämvikt mellan momenten åter uppstår. För att lösa detta minskas också kraftverkets effektivitet C_p proportionellt med hur mycket effekt som ska spillas, vilket utförs genom att öka den minsta tillåtna bladvinkeln när vindspillning pågår. Resultatet av detta är att även det drivande momentet från vinden minskar lika mycket som T_{el} och balans uppstår. Kraftverket producerar därför en mindre effekt vid samma varvtal.

I detta arbete undersöks en spillning av 7.5 kW och två metoder för att minska C_p genom att styra den minsta tillåtna bladvinkeln. Den första och enklare metoden ökar endast den minsta tillåtna bladvinkeln tills dess att C_p är 30 procent lägre jämfört med vad denna är under normaldrift. Detta är på grund av att denna procentsats motsvarar 7.5 kW av vindkraftverkets märkeffekt. Denna metod kommer att på grund av detta spilla en faktor på 0.3 av vindkraftverkets för tillfället tillgängliga effekt från vinden. Detta medför att denna metod endast kommer spilla den efterfrågade effekten på 7.5 kW då det är tillräckligt kraftig vind att den tillgängliga effekten från denna möjliggör att vindkraftverket befinner sig i närheten av sin märkeffekt.

Den andra metoden fokuserar istället på att spilla ett specifikt antal kW oberoende på vad den tillgängliga effekten för tillfället är. Hur denna metod styr den minsta tillåtna bladvinkeln för att minska C_p beskrivs i figur 10 där först kvoten

$$\frac{P_{Tillg} - P_{Spill}}{P_{Tillg}} \quad (15)$$

beräknas där P_{Spill} är den effekt som önskas spillas och P_{Tillg} är den uppskattade tillgängliga effekten. Denna kvot beräknas för att ta reda på vilken faktor som ska spillas beroende på vad den tillgängliga effekten är för tillfället. Hur den maximala tillgängliga effekten uppskattas beskrivs i detalj under kapitel 3.3.1 Denna faktor multipliceras sedan med värdet för vindkraftverkets C_{pmax} för att erhålla det önskade värdet på C_p . Eftersom C_p beror på bladvinkeln och λ kan, för ett konstant λ på sitt optimala belopp, det önskade värdet på C_p omvandlas till en bladvinkel. Det erhållna värdet på bladvinkeln begränsas slutligen för att inte falla under vindkraftverkets satta minsta bladvinkel på 2°. De nya parametrarna för NREL-regulatorns varvtal-momentkurva för att spilla den efterfrågade effekten på 7.5 kW erhålls för båda metoderna igenom att minska dessa med 30 procent. I tabell 2 visas vilka ändringar av parametrarna i tabell 1 som utförs för att spilla en effekt på 7.5 kW.



Figur 10: Schema för att styra minsta tillåtna bladvinkeln för att spilla ett specifikt antal watt

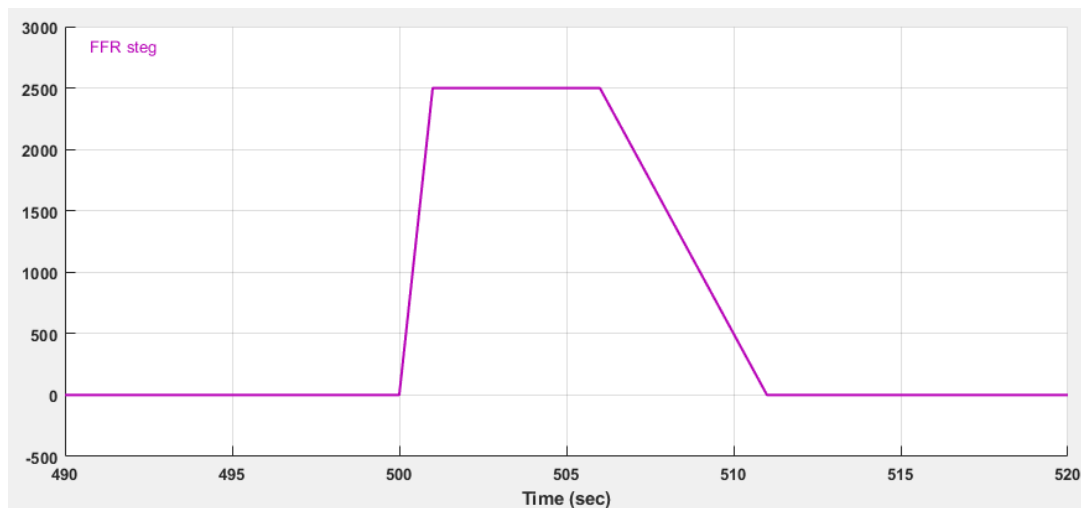
Tabell 2: förändringar av parameterlista för NREL-regulatorn för att spilla 7.5 kW

Namn	Värde
VS_RtPwr	17500
VS_Slope15	1820
VS_Rgn2K	24.5
VS_Slope25	2450
VS_SySp	6.5
PC_MinPit	0.104

3.2.3 Syntetiskt tröghetsmoment

För att vindkraftverket ska bidra med syntetiskt tröghetsmoment och FFR-tjänsten styrs kraftverket för att öka effekten under en tid i effektsteg. Effektstegen som beskrivs i figur 11 ökar effekten med 1 - 2.5 kW under en period av 5 sekunder med en upprampning på en sekund och en nedrampning av effekten på fem sekunder i enlighet med ett av alternativen för FFR. Det finns två metoder för att utföra detta steg, dessa är låst effektsteg och additivt effektsteg. Det låsta effektsteget utförs igenom att den momentana effektproduktionen avläses när steget initieras och steget delas upp i flera intervall med en upplösning på 20 ms. För varje intervall beräknas sedan vilken effekt som behöver produceras. I nästa skede av effektsteget justeras effekten i enlighet med vad som beräknats vilket utförs igenom att generatorns börmoment regleras. Börmomentet erhålls genom att för varje intervall divideras böreffekten med det tillfälliga varvtalet.

För det additiva effektsteget så delas också steget upp i intervall med upplösningen 20 ms men i detta fall beräknas inte vad effekten ska vara under intervallet ut i förväg, utan istället tas effekten fram igenom att uppskatta den maximalt tillgängliga effekten och addera på denna den extra effekten som behövs för steget. Därefter beräkna generatorns börmoment för att leverera detta steg på samma sätt som för det låsta steget.



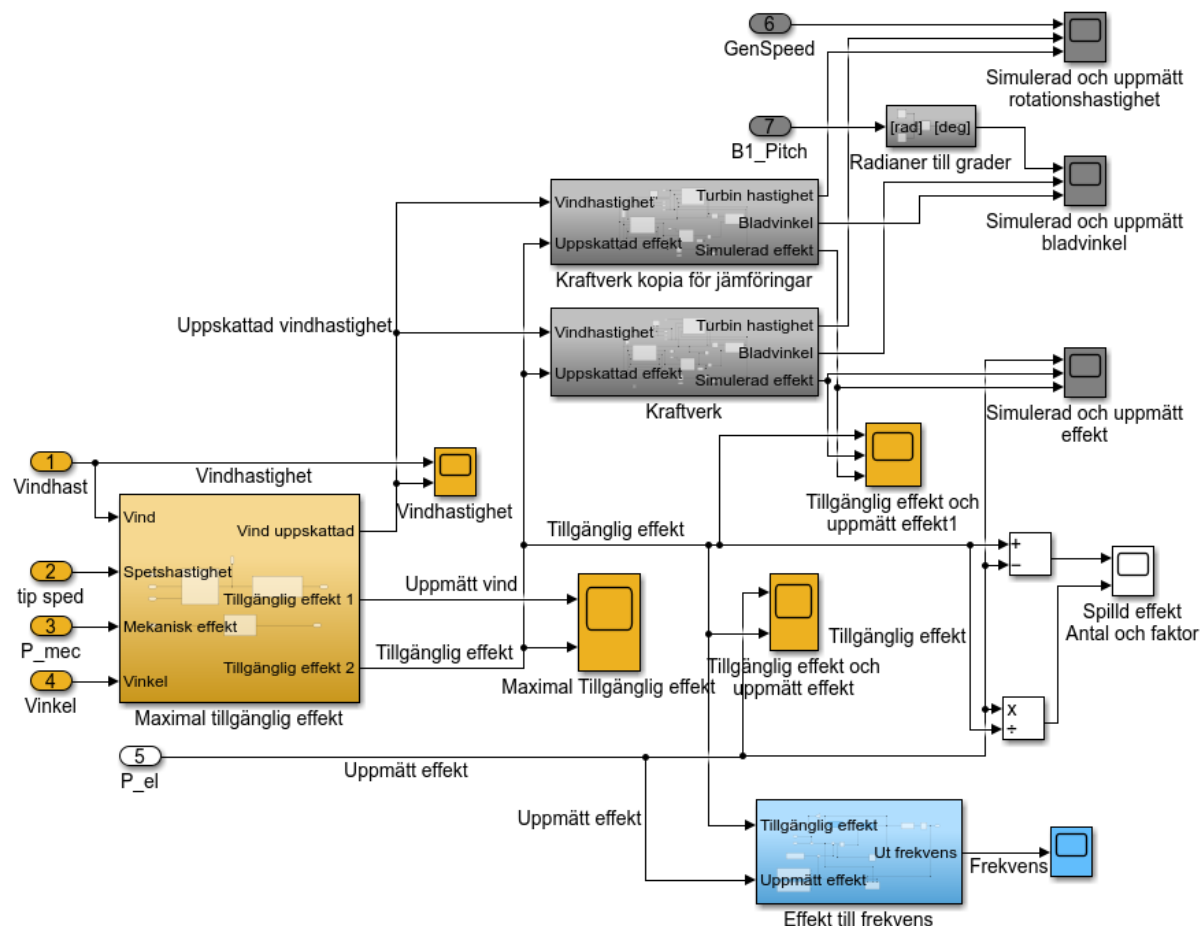
Figur 11: Effektsteg på 2.5 kW för FFR reglering

3.3 Simulering/modeller

Innan mätningar utfördes byggdes en modell som visas i figur 12 som simulerar vindkraftverket där strategierna för reglering utvecklades och testades. Målet med modellen var att på ett noggrant sätt beskriva vindkraftverkets beteende som möjliggör att strategier för reglering kan utvecklas för önskat beteende i modellen som sedan bekräftas med mätningar på ett verkligt kraftverk. Ytterligare används modellen som hjälpmedel för att utvärdera resultaten av mätningarna. För att utvärdera resultaten konstruerades utöver vindkraftverket ytterligare två system i modellen som är ett system för att ta fram den maximalt tillgängliga effekten från kraftverket samt ett system som simulerar frekvensen.

Modellen konstruerades i Simulink som är ett verktyg för simulering och modellering baserat i Matlab. För att skapa modellen utgick det inledningsvis utifrån modeller och metoder förslagna i tidigare arbeten [42][41][9][8] till dess att modellen var funktionsduglig. Därefter gick konstruktionsarbetet in

i en iterativ process där modellen justerades efter utförda mätningar för att bättre beskriva det verkliga vindkraftverket. Denna process fortgick tills dess att modellen betedde sig på ett önskvärt sätt i jämförelser med vindkraftverket. Vindkraftverket som modellen konstruerades för att simulera är Chalmers vindkraftverk som står på Björkö.



Figur 12: Blockschemat över systemet som består av en modell av vindkraftverket samt system för uppskattning av tillgänglig effekt och frekvensberäkning

3.3.1 Maximal tillgänglig effekt

För att ett vindkraftverk ska kunna bidra med reglering genom att spilla vind och producera under den maximala effekten förutsätts det att man på ett pålitligt sätt ska kunna skatta den maximalt tillgängliga effekten för vindkraftverket. Detta är på grund av att leverantören av tjänsten såväl som SvK ska veta hur mycket av den möjliga effekten som inte produceras och därefter kunna bekräfta hur mycket tjänsten är värd. För att skatta den maximala effekten undersöktes två metoder.

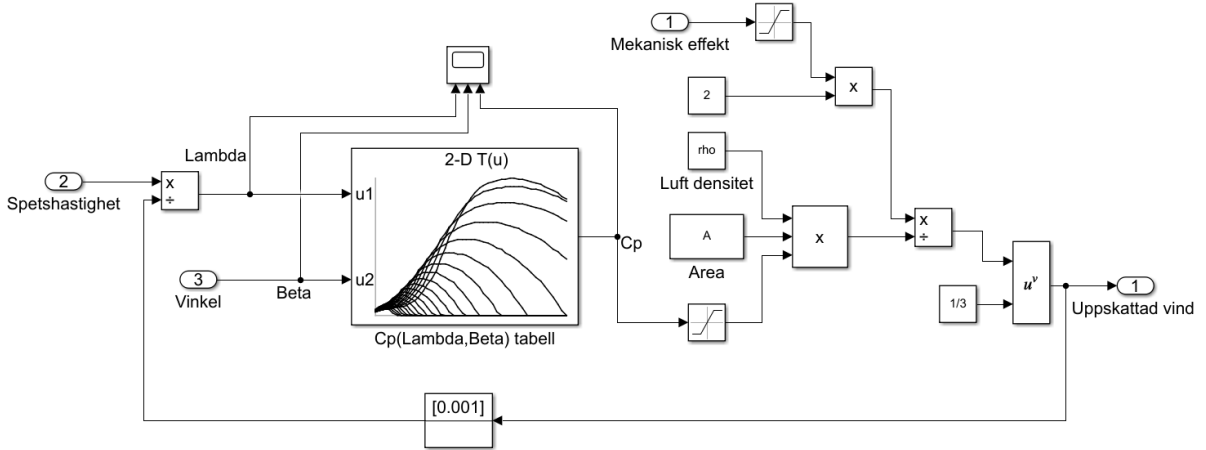
Den första metoden som användes för att skatta den tillgängliga effekten utgick från vindkraftverks effektförhållande beskrivet i ekvation 1. Metoden går ut på att använda mätningar för vindhastigheten och med dessa användes förhållandet för att ta fram turbinens möjliga mekaniska effekt från vinden.

Vindhastigheten uppmättes i detta arbete ifrån en 38 meter hög mast placerad 20 meter från vindkraftverket. Det C_p som används i beräkningen är det maximala för vindkraftverket vid $C_{pmax} = 0.445$. Därefter multipliceras turbinens mekaniska effekt med verkningsgraden $\eta_{el} = 0.85$ för konverteringen till elektrisk effekt enligt

$$P_{el} = P * \eta_{el} \quad (16)$$

Slutligen klipps även P_{el} till vindkraftverkets märkeffekt på 25 kW för att den tillgängliga effekten inte skall överstiga detta värde.

Utöver denna metod behandlades även en mer sofistikerad metod för att skatta den maximalt tillgängliga effekten vilket beskrivs i [42]. Det första som utför enligt denna metod är att en ny vindhastighet uppskattas baserad på vindkraftverkets parametrar gällande bladvinkel, rotationshastighet och mekanisk effekt. Denna vindhastighet ska ge en mer korrekt bild över vilken vindhastighet kraftverket känner av eftersom det inte påverkas av snabba variationer i vindhastigheten. Hur denna vindhastighet uppskattas visas i figur 13 där förhållandet λ inledningsvis tas fram i enlighet med ekvation (2). Den vindhastighet som används för beräkningen är den uppskattade vindhastighet som återkopplas för att erhålla λ . Detta λ används tillsammans med bladvinkeln β för att slå upp vindkraftverkets $C_p(\lambda, \beta)$ ur en tabell. För att slutligen ta fram den uppskattade vinden från detta stoppas C_p parametern och den utgivna effekten in i en omskrivning av ekvation (1), där vindhastigheten löses ut.



Figur 13: Blockschemat över processen för att uppskatta vind

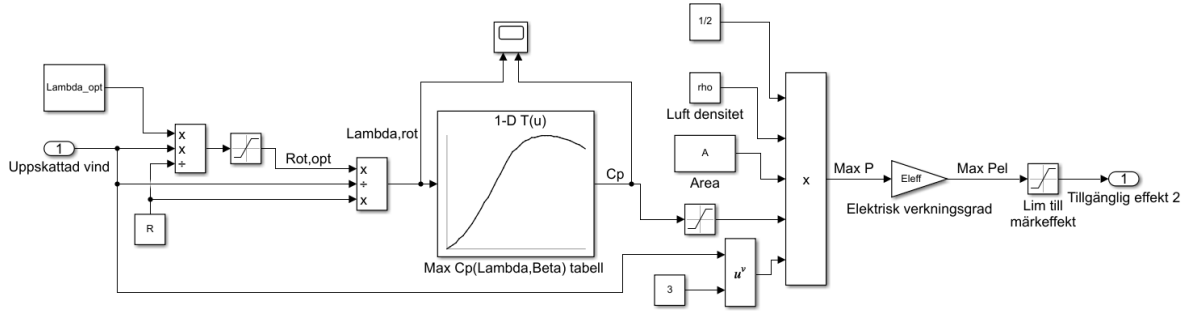
Vidare beskrivs det i [42] hur den uppskattade vindhastigheten används för att skatta den tillgängliga effekten. Hur detta utförs visas i figur 14 och är baserat på ekvation (1). För att kunna använda ekvation (1) för att uppskatta den tillgängliga effekten behövs först det optimala värdet på C_p för vindhastigheterna. Detta erhålls igenom att beräkna den optimala rotationshastigheten för en viss vindhastighet enligt

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} * v}{R} \quad (17)$$

där λ_{opt} är vindkraftverkets totalt optimala λ , v är vindhastigheten och R är radien av arean som bladen sveper. ω_{opt} klipps sedan eftersom den inte ska stiga över den tillåtna rotationshastigheten för vindkraftverket. Därefter beräknas värdet på λ för just denna rotationshastighet genom

$$\lambda_{rot} = \frac{v_{rot, opt} * R}{v} \quad (18)$$

där denna ekvation är baserad på förhållandet beskrivit i ekvation 2. Detta λ_{rot} används sedan för att ta fram $C_p(\lambda, \beta)$ där det β som används är det som tillåter det största värdet på C_p . Med detta kan slutligen effektekvation 1 användas för att ta fram den maximala tillgängliga mekaniska effekten från vinden. Även för denna metod multipliceras effekten med η_{el} likt beskrivet i ekvation 16 och den tillgängliga effekten klipps till märkeffekten på 25 kW.



Figur 14: Blockschemat över processen för att uppskatta maximalt tillgänglig effekt från en vindhastighet

3.3.2 Vindkraftverk

Gällande simuleringen av vindkraftverkets beteende beskrivs detta i figur 15. Från figuren syns det att en modell av NREL-regulatorn används i simuleringen för att reglera kraftverket eftersom simuleringen ska efterlikna hur verkligheten ser ut. Andra delsystem i simuleringen är ett dynamiskt block som beräknar det drivande momentet från vinden, en DC-generator som modellerar kraftverkets generator och därför används för att erhålla generatorns hastighet, samt också ett FFR-block som används för att modellera de olika effektstegen för syntetiskt tröghetsmoment. Modellen har två inslag som är vindhastigheten som används för att beräkna det drivande momentet och den uppskattade maximala effekten som används för det additiva effektsteget. Vindhastigheten som används som inslag är den tidigare uppskattade vindhastigheten eftersom den bättre beskriver vad kraftverket uppfattar. Gällande NREL-regulatorn återkopplas den givna bladvinkelpositionen till inslaget för den nuvarande positionen för att uppdatera denna. Ytterligare består vindkraftverket också av en växellåda med ett växlingsförhållande på 20:1 positionerande mellan DC-generatorn och turbinen vilket också beskrivs i modellen.

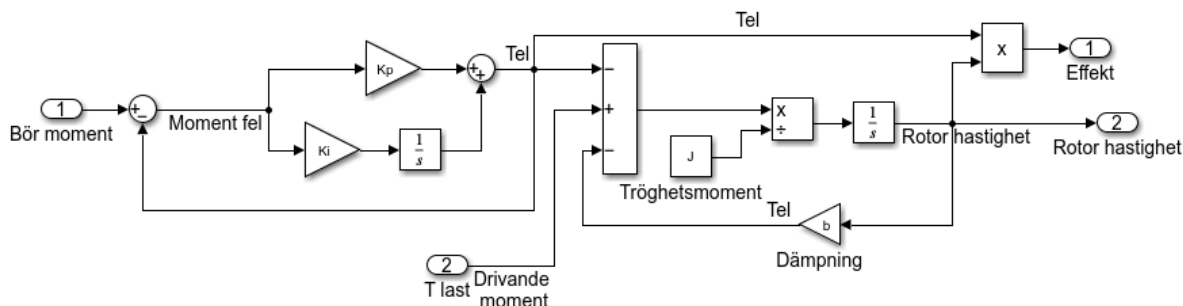


The diagram illustrates the calculation of wind turbine power and moment. It starts with three inputs: **Turbin hastighet** (labeled 3), **Vindhastighet** (labeled 1), and **Bladvinkel** (labeled 2). The **Turbin hastighet** input is multiplied by the **Spethastighet** (tip speed ratio) to produce the **Lambda** (tip speed ratio). The **Vindhastighet** input is multiplied by the **Bladvinkel** (pitch angle) to produce the **Beta** (pitch angle). The **Lambda** and **Beta** values are then used to look up the **Cp** (power coefficient) from the **Cp(Lambda, Beta) tabell** (2-D T(u) table). The **Cp** value is then multiplied by the **Area** (swept area), **rho** (air density), and **1/2** to calculate the **Turbin effekt** (turbine power). Finally, the **Turbin effekt** is multiplied by the **Vindhastighet** to calculate the **Turbin Moment** (labeled 1).

Figur 16: Inre schema för blocket "Dynamik"

23

dan för att ta fram ett nytt T_{el} . Det givna T_{el} används i momentbalansdelen tillsammans med T_{driv} från det dynamiska blocket för att erhålla rotorns hastighet, ω_r . Systemet är utformat utifrån momentbalans ekvationen beskriven i ekvation (13). ω_r som erhålls från denna momentbalans är en utsignal från DC-generatorblocket och återkopplas sedan tillbaka till NREL-regulatorn och dynamikblocket för att påbörja nästa instans av simuleringen. Detta generatorblock tar även fram kraftverkets producerade effekt genom att ta produkten av T_{el} och ω_r . Parametrarna använda i modellen beskrivs i tabell 3

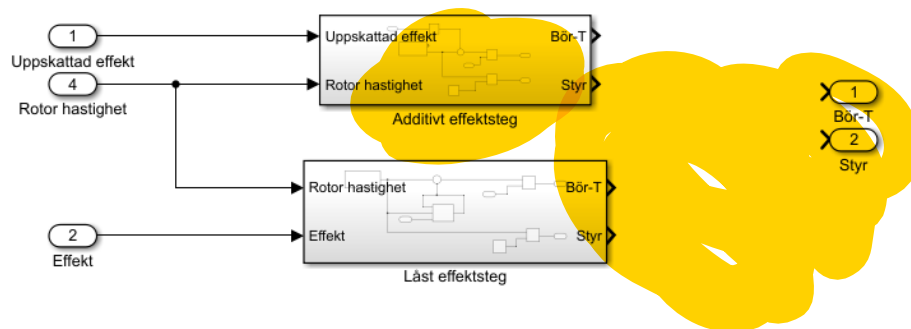


Figur 17: Inre schema för DC-generatorblocket

Tabell 3: Parameterlista för DC-generatorblocket

Namn	Värde	Enhet	Förklaring
Kp	3		Proportionell förstärkning konstant
Ki	5		Integrerad förstärkning konstant
J	4.25	kgm ²	Tröghetsmoment
b	0.1	Nm/(rad/s)	Dämpning

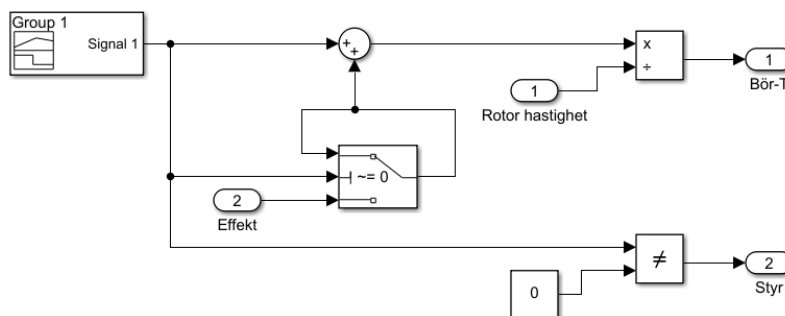
Det slutgiltiga blocket i kraftverksmodellen är FFR-blocket beskrivet i figur 18, som i sin tur består av tre system, ett för att skapa det låsta effektsteget, ett för att skapa det additiva effektsteget och ett för att skapa ett steg av momentet istället för av effekten. Alla tre system skapar ett referensmoment till generatorn för att producera den önskade effekten samt också en styrsignal för att koppla över från att styra effekten med NREL-regulatorn till att styra denna med det för tillfället inkopplade FFR-systemet. För att koppla in ett av systemen i FFR-blocket kopplas systemets utsignaler ihop med $T_{bör}$ och $Styr$.



Figur 18: Inre schema för blocket "FFR" med de tre FFR-stegen

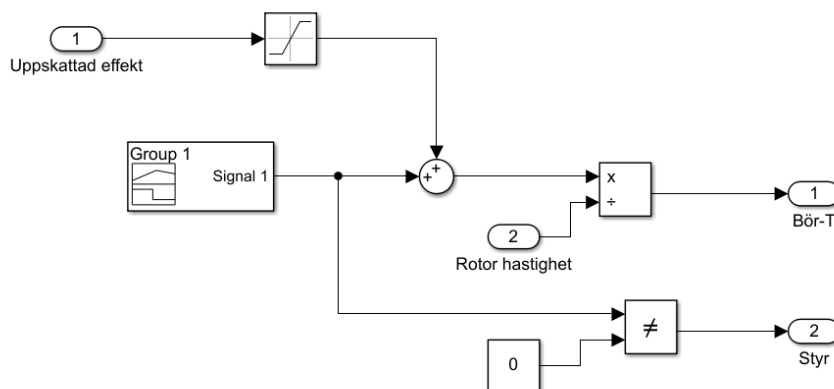
Hur det låsta effektsteget konstruerades beskrivs i figur 19 där en signalgenerator skapar en signal av den önskade effektökningen. När denna signal är skild från noll är effekten från kraftverket låst av en

omkopplare. Signalen adderas på denna låsta effekt för att skapa en referenseffekt för kraftverket som det ska producera. Denna referenseffekt omvandlas till $T_{bör}$ genom division med ω_r för att styra DC-generatorns effektproduktion. För att skapa styrsignalen används en omkopplare som byter från noll till ett när signalgenerators signal är skild från noll.



Figur 19: Schema för att skapa ett låst effektsteg

Det additiva effektsteget visas i figur 20. Skillnaden mellan detta steg och det låsta effektsteget är att för detta steg adderas signalgenerators signal på den maximalt tillgängliga effekten istället för på vad den simulerade effekten är vid initieringen av steget. Styrsignalen och referens $T_{bör}$ skapas på samma sätt som för det låsta effekt steget.

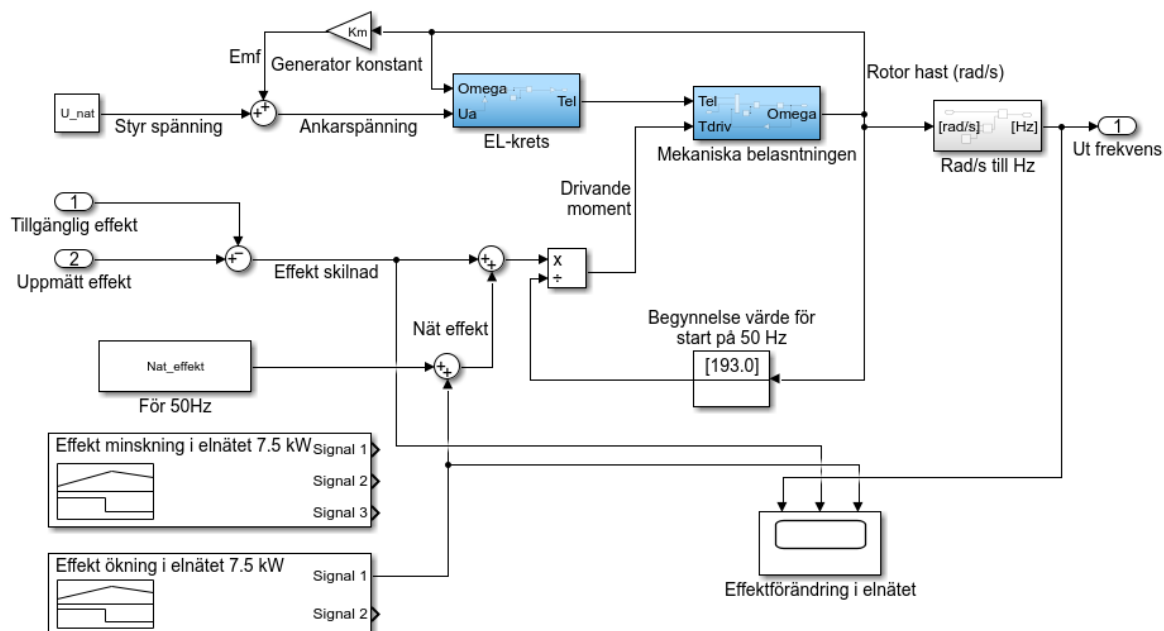


Figur 20: Schema för att skapa ett additivt effektsteg

3.3.3 Frekvenssimulering

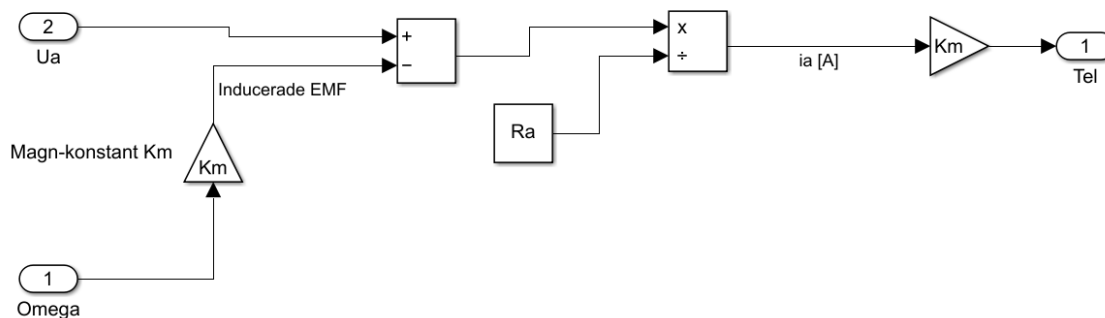
För att utvärdera hur väl FFR-effektstegen och spillning av vind fungerar samt visa hur de skulle kunna bidra i elnätet simuleras frekvensbeteendet för strategierna. Frekvensbeteendet simuleras med hjälp av att förenkla elnätets frekvens till en DC-generator som opererar på 50 Hz. En DC-generator användes för att modellera frekvensbeteendet eftersom generatoren har ett tröghetsmoment samt en rotationshastighet och på så vis efterliknar generatoren den roterande massan i elnätet.

Blocket för frekvensberäkningen via DC-generatorn visas i figur 21. Insignalerna till blocket är vindkraftverkets effekt samt den uppskattade tillgängliga effekten som används som ett referensvärde för effekten från vindkraftverket. Skillnaden mellan dessa effekter erhålls för att ta fram en effektskillnad som adderat på näteffekten kommer att driva upp eller ned frekvensen. Blocket är också uppbyggt av två ytterligare system, en el-krets och en momentbalansering. Funktionen av blocket är sådan att summan mellan effektskillnaden och näteffekten omvandlas till ett drivande moment T_{driv} för generatorn. Om effekten ökar relativt referensvärdet kommer T_{driv} att öka. Obalans uppstår därför mellan T_{driv} och det belastande momentet T_{el} från el-kretsen. Detta resulterar i att momentbalanseringssystemet medför ett stigande varvtal. På ett liknade vis sjunker varvtalet om effektskillnaden blir negativ.



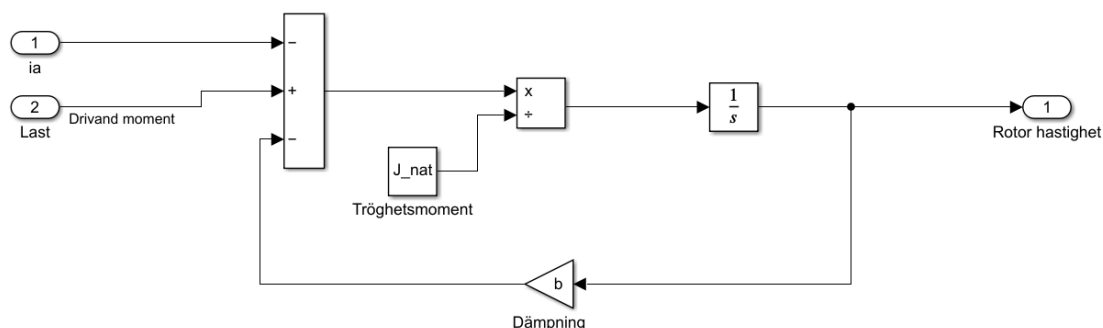
Figur 21: Blockschema över DC-generator för frekvensberäkning

El-kretsens uppgift är att modellera en DC-generators samband mellan ankarspänningen U_a och ankarströmmen I_a . På grund av detta är systemet utformat efter en omskrivning av ekvation (8), som beskrivs i figur 22. Ytterligare omvandlas I_a till T_{el} i enlighet med sambandet beskrivet i ekvation (11) för att ta fram det belastande momentet.



Figur 22: Inre schema för "El-krets"

Systemet för momentbalanseringen visas i figur 23 och är på samma sätt som momentbalanssystemet för kraftverkets DC-generator, figur 17, utformat efter momentbalans ekvationen (13).



Figur 23: Inre schema för momentbalans"

Tabell 4 visar värdena samt ger en förklaring till de använda parametrarna i modellen för frekvenssimuleringen. Två olika värden för elnätets effekt användes där det lägre värdet användes tillsammans med syntetiskt tröghetsmoment och det högre värdet användes med spilla vind.

Tabell 4: Parametrar använda för frekvensberäkningen

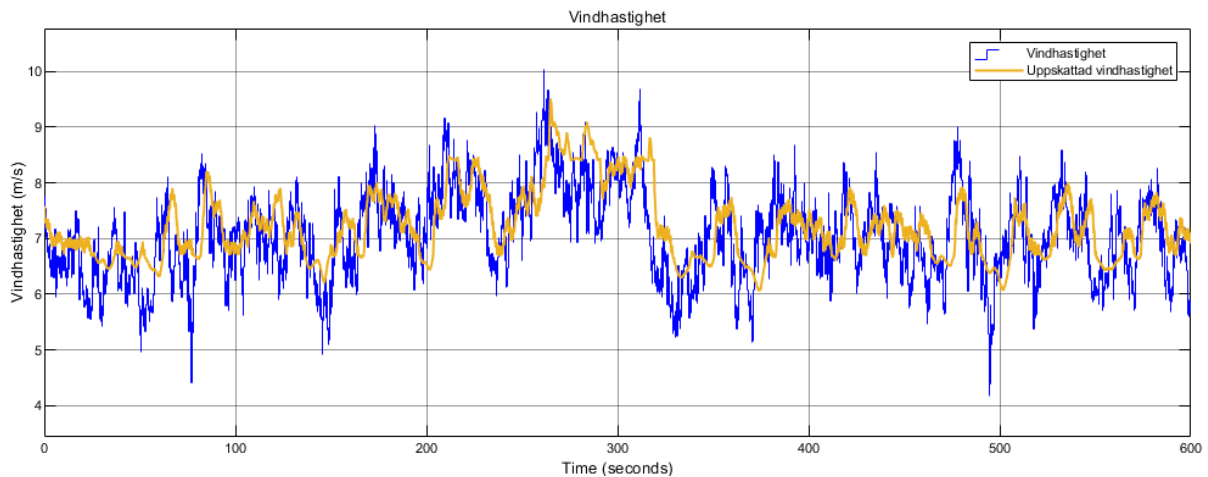
Namn	Värde	Enhet	Förklaring
Km	1.3	Vs	Länkat flöde
Ra	2	Ohm	Resistans
J_nät	100	kgm ²	Tröghetsmoment
U_nät	300	V	Nätspänning
Nät_effekt	255400/262500	W	Näteffekt
b	0.1	Nm/(rad/s)	Dämpning

4 Resultat

De presenterade resultaten kommer att visa hur väl ett vindkraftverk kan bidra med stödtjänster utifrån de reglerstrategier som presenterades i metoden för syntetisk tröghetsmoment respektive spilla vind. För att visa på detta kommer inledningsvis resultat gällande hur väl uppskattningen av tillgänglig effekt samt modellen fungerar att presenteras. Därefter presenteras resultat över de använda reglerstrategier från både modellen och mätningar från Chalmers vindkraftverk. Vidare presenteras även en bild över vilken påverkan dessa reglerstrategier kan ha på frekvensen.

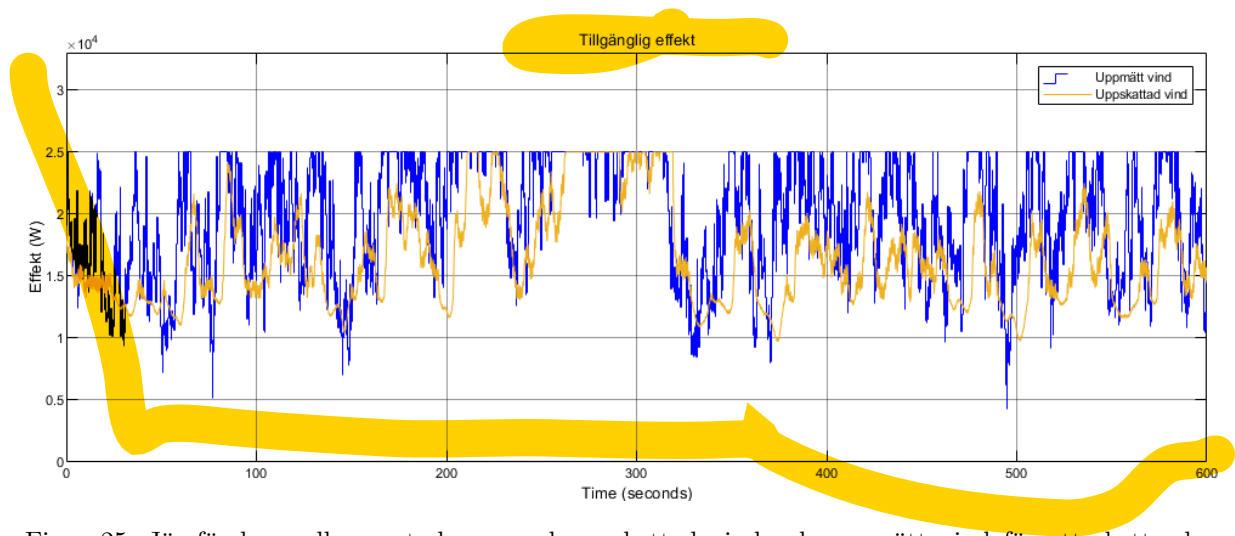
4.1 Uppskattning av maximal effekt

I figur 24 visas den uppskattade vindhastigheten tillsammans med den faktiska vindhastigheten vid vindkraftverket. Vad figuren visar är att den uppskattade vindhastigheten följer vindhastighetens övergripande bana men skiljer sig då den har inte samma snabba variationer. Den uppskattade vindhastigheten har denna skillnad i sitt beteende eftersom den representerar den samlade vinden på 200 m^2 som påverkar vindkraftverkets rotorblad medan den uppmätta vinden representerar vinden som påverkar den mycket mindre vindmätaren på endast några kvadratcentimeter.



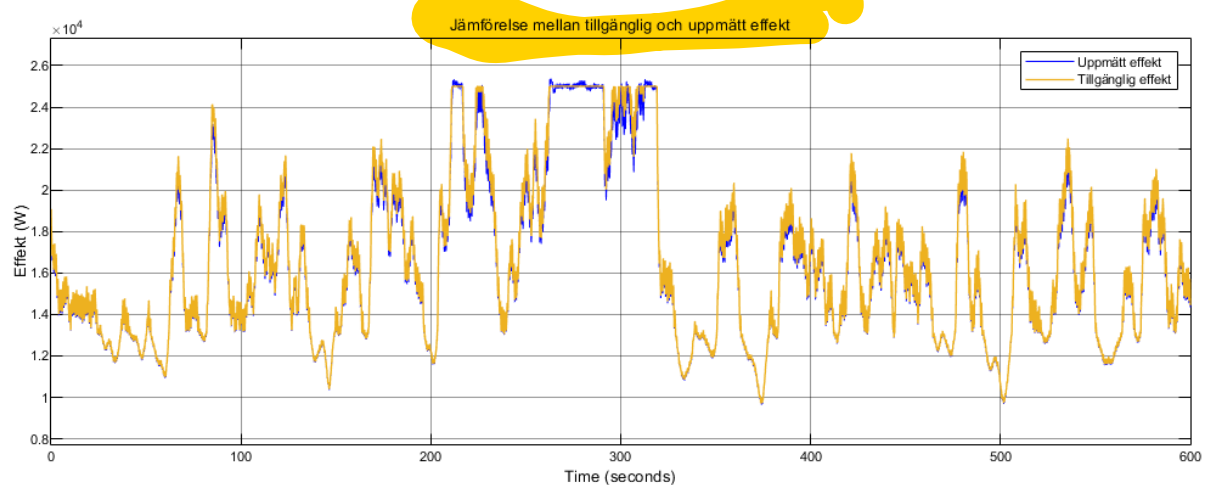
Figur 24: Den uppskattade vindhastigheten i orange jämfört med den uppmätta vindhastigheten i blått vid en vind på ungefär 7 - 8 m/s

Hur den maximalt tillgängliga effekten ser ut för de olika metoderna med uppskattad vind och med den faktiska vinden visas i figur 26. Från denna figur syns det att de snabba variationerna av den uppmätta vinden förs vidare in i effektberäkningen och därutav blir den tillgängliga effekten med denna metod svängig. Vad som visas av den tillgängliga effekten framtagit av metoden med en uppskattad vindhastighet är att denna är mer stabil på grund av mindre variationer i vindhastigheten samt att den möjligen är något mindre, men förutom detta följer den resultatet av den andra metoden.



Figur 25: Jämförelse mellan metoderna med uppskattad vind och uppmätt vind för att skatta den tillgängliga effekten

Angående vilken av metoderna som ger det resultat som bäst överensstämmer med verkligheten visas det i figur 26 hur den tillgängliga effekten från den uppskattade vinden förhåller sig till effekten uppmätt från vindkraftverket i normal drift. Figuren ger en tydlig bild över att den tillgängliga effekten beräknad utifrån den uppskattade vindhastigheten ger en bättre beskrivning av den tillgängliga effekten. Detta är på grund av att denna överensstämmer mycket väl med vad vindkraftverket klarar av att producera då linjerna är mycket lika och ofta överlappar.

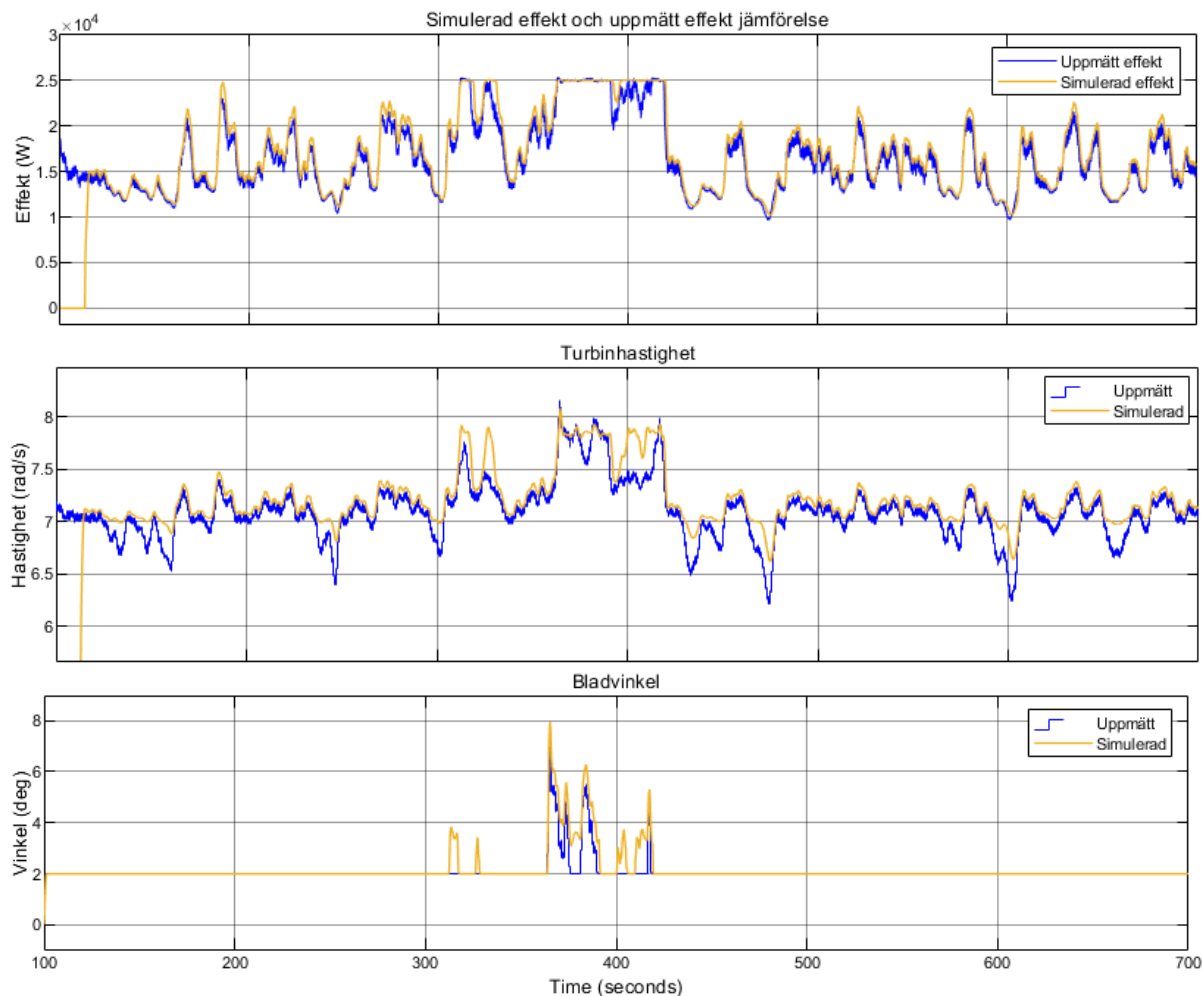


Figur 26: Jämförelse med den maximalt tillgängliga effekten framtagen med uppskattad vindhastighet och den uppmätta effekten. De överlappar vid flera tillfällen

4.2 Simulering av normaldrift

För att visa hur väl simuleringsmodellen av vindkraftverket som baserats på den uppskattade vindhastigheten från respektive mätserie fungerar beskrivs detta i figur 27. Figuren visar hur den simulerade effekten, turbinhastigheten och bladvinkeln betar sig relativt deras uppmätta värden där simuleringen har utförts efter samma förhållanden och parameterlista för NREL-regulatorn som gällde

under mätningarna. Från resultaten beskrivna i figur 27 går det att urskilja att modellen väl simulerar framförallt effekten men även turbinhastigheten och bladvinkeln har värden som liknar deras uppmätta beteende. Vissa skillnader mellan modellen och det verkliga vindkraftverket uppkommer dock. Anledningarna till dessa skillnader är för tillfället okända med det medför att modellen kan utvecklas vidare för att efterlikna vindkraftverkets beteende.



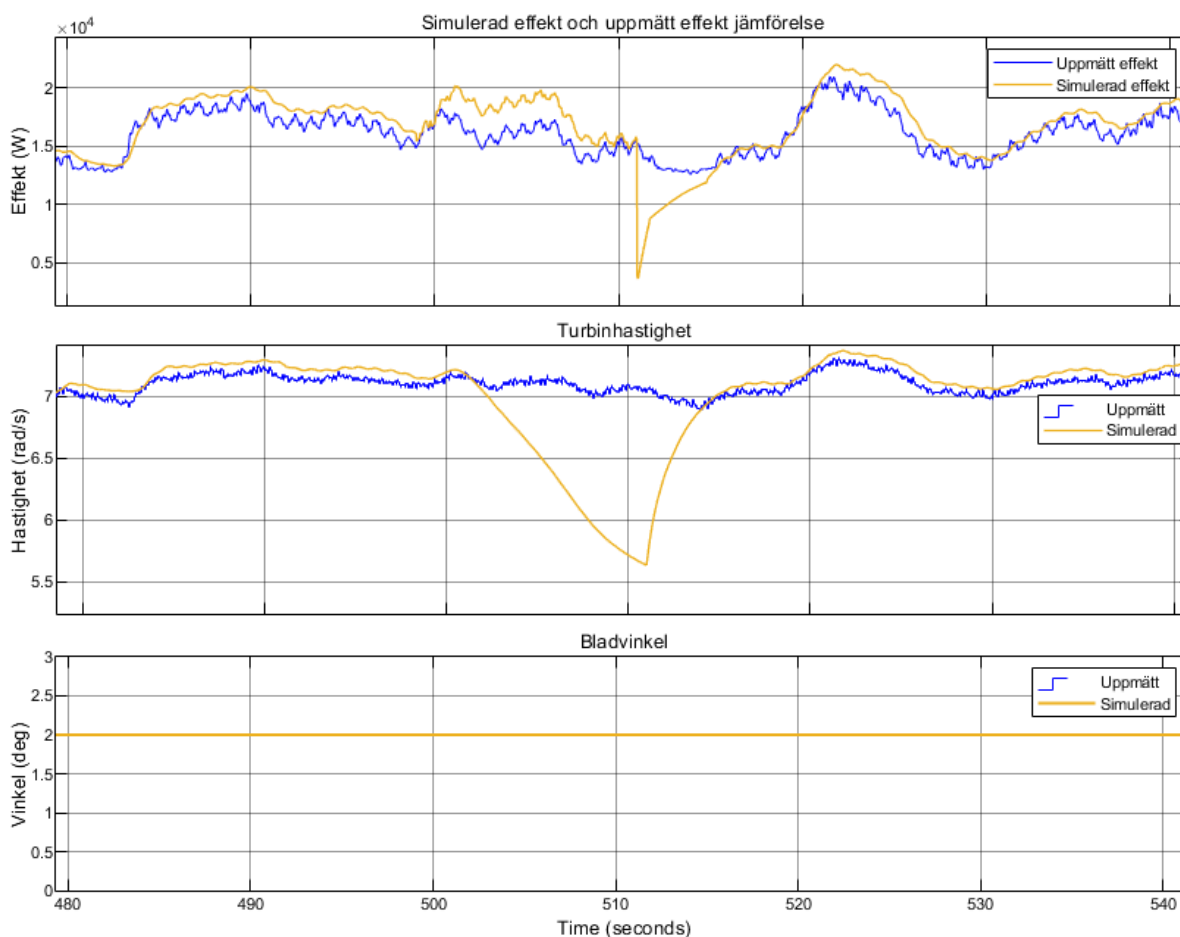
Figur 27: Jämförelse mellan beteendet för modellen an vindkraftverket i orange och det faktiska vindkraftverket i blått där effekt, turbinhastighet och bladvinkel jämförs

4.3 FFR med syntetiskt tröghetsmoment

För att bidra med stödtjänsten FFR och syntetiskt tröghetsmoment utförs effektsteg där vindkraftverket under en kort period producerar över den tillgängliga effekten. Dessa effektsteg är antingen av en additiv eller låst variant. För att vissa på resultatet över hur dessa effektsteg bidrar med syntetiskt tröghetsmoment och frekvensreglering presenteras det hur dessa steg uppför sig i modellen samt för det verkliga vindkraftverket. Vidare presenteras det även en bild över hur frekvens beteendet av elnätet kan påverkas från effektstegen utförda på vindkraftverket.

4.3.1 Effektsteg utförda i modell

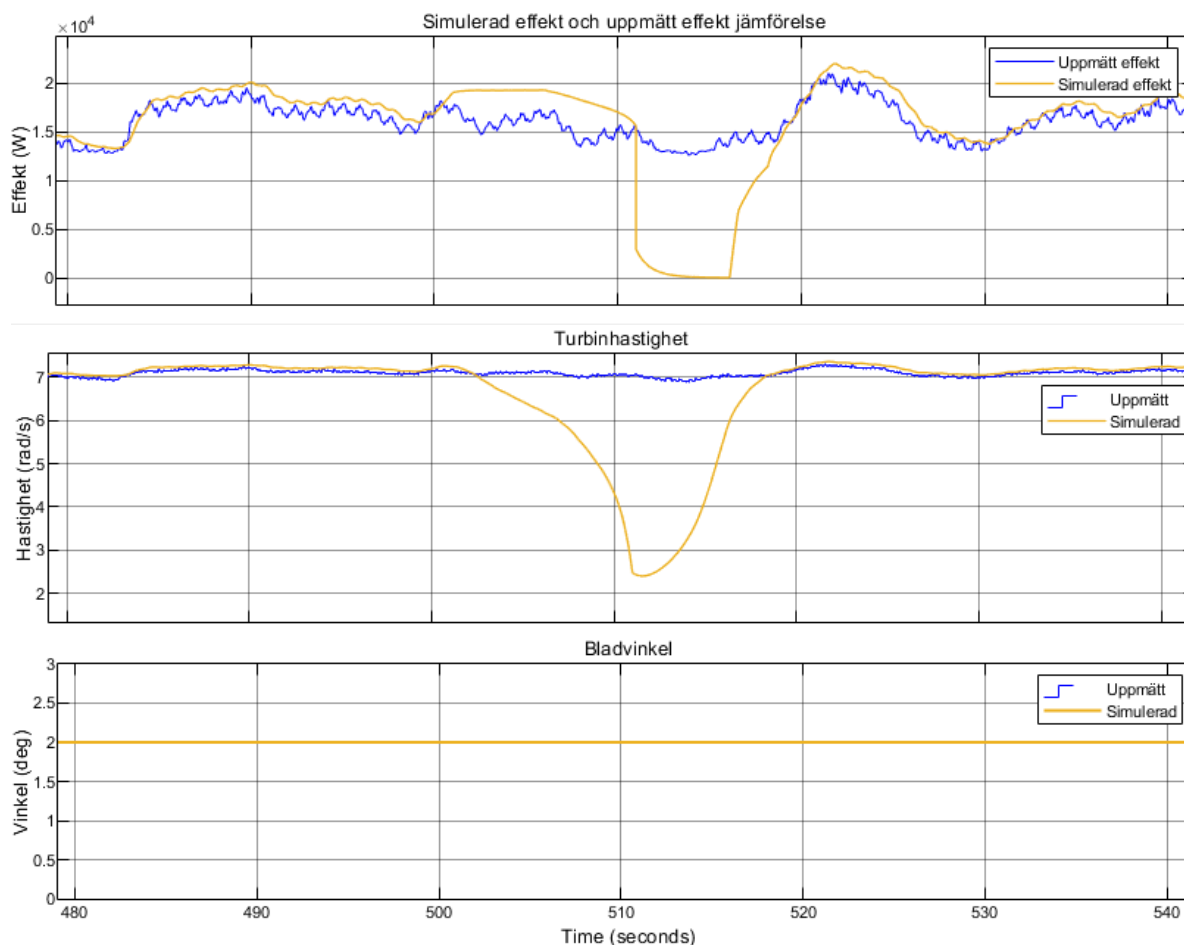
I figur 28 visas simuleringen för ett additivt effektsteg på 2.5 kW utfört i modellen för vindkraftverket. Detta jämförs med det uppmätta beteendet för vindkraftverket under de förutsättningar vilket modellen utgår ifrån, dock utan effektsteg. Effektsteget initieras vid tidpunkten 500 och vindförhållandet under tidsperioden vilket visas i figuren är ungefär 7 m/s vilket inte är tillräckligt för vindkraftverket att arbeta på märkeffekt. Vad figur 28 beskriver är att effekten under steget stiger med det önskade värdet på 2.5 kW över den uppmätta effekten vilket används som referens. Denna ökning av effekten medför dock att turbinens rotationshastighet sjunker eftersom rotationsenergi från turbinen används till den extra energin effektsteget producerar. Vidare visar figuren ett droppe av effekten efter effektsteget är över medan rotationshastigheten snabbt stiger till dennas normala nivå. Detta beror på att NREL-regulatorn, vilket styr vindkraftmodellen efter steget, ser den låga rotationshastigheten och därför sänker den producerade effekten för att använda en del av vindens effekt för att driva upp turbinens rotationshastighet.



Figur 28: Beteende för vindkraftverkets modell på grund av additivt effektsteg på 2.5 kW då vindkraftverket arbetar under märkeffekt

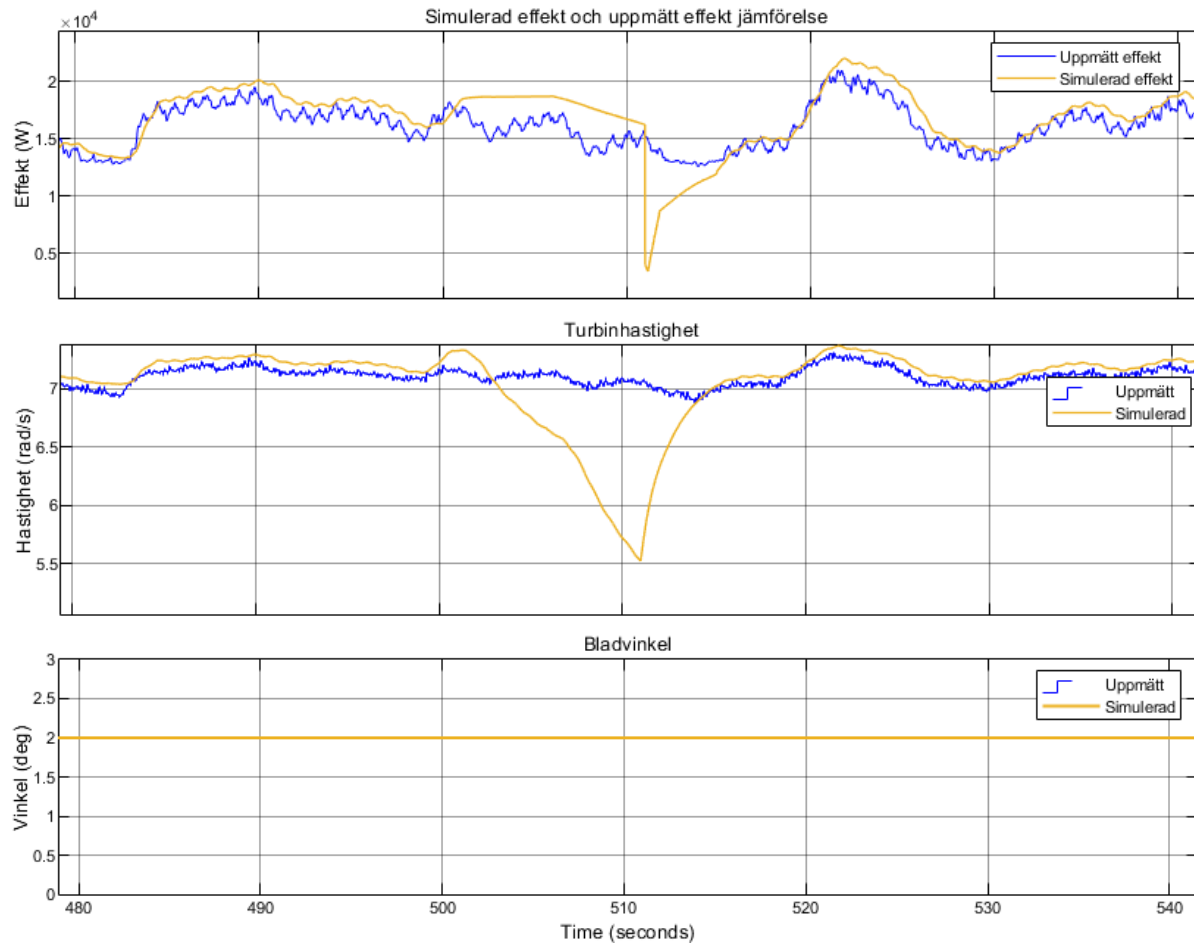
Om istället ett låst effektsteg simuleras beter sig modellen för vindkraftverket enligt figur 29. Återigen är effektsteget på 2.5 kW och initieras vid tidpunkten 500 samt utgår modellen ifrån samma förutsättningar som för det additiva steget. Vidare används det uppmätta vindkraftverks beteendet till referens likt för det additiva steget. Utifrån figuren visas skillnaden mellan det additiva och det låsta steget där det

additiva följer den uppmätta effekten medan det låsta endast förhåller sig till vad effekten är vid den tidpunkt då det initieras. Vidare visar figur 29 att turbinens rotationshastighet sjunker lägre jämfört med det additiva vilket leder till ett större minskning av effekt som sedan behöver återhämtas. Detta beror på att effekten från vinden, vilket beskrivs av den uppmätta effekten i figuren, minskar under steget. Effektsteget levererar därför mer energi jämfört med det additiva steget och kräver mer energi från rotationen av turbinen.



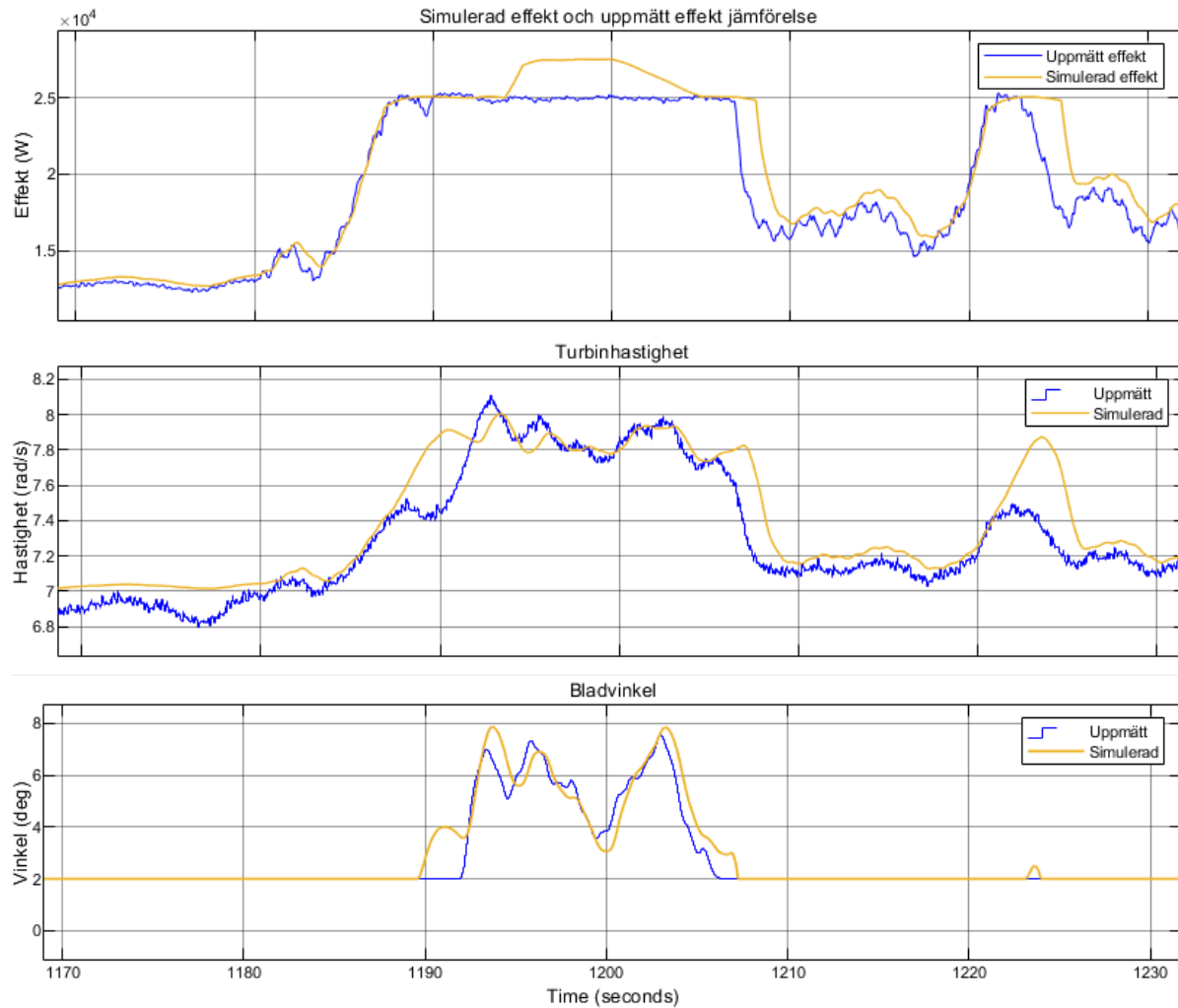
Figur 29: Beteende för vindkraftverkets modell på grund av låst effektsteg på 2.5 kW då vindkraftverket arbetar under märkeffekt

Att de låsta beteendet endast förhåller sig till effekten vid initieringen av steget leder till att hur väl detta fungerar beror mycket på när steget initieras och hur den tillgängliga effekten förändras under steget. Till exempel visar figur 30 samma steg som för i figur 29 förutom att det initieras 0.2 sekunder tidigare. Effekten är vid denna tidpunkt något lägre och den extra energin vilket steget levererar blir därför också mindre, vilket medför att mindre rotationsenergi används. Rotationshastigheten sjunker därför inte lika mycket och effektdroppet blir mindre.



Figur 30: Ytterligare beteende för vindkraftverkets modell på grund av låst effektsteg på 2.5 kW då vindkraftverket arbetar under märkeffekt. Steget initieras 0.2 sekunder tidigare

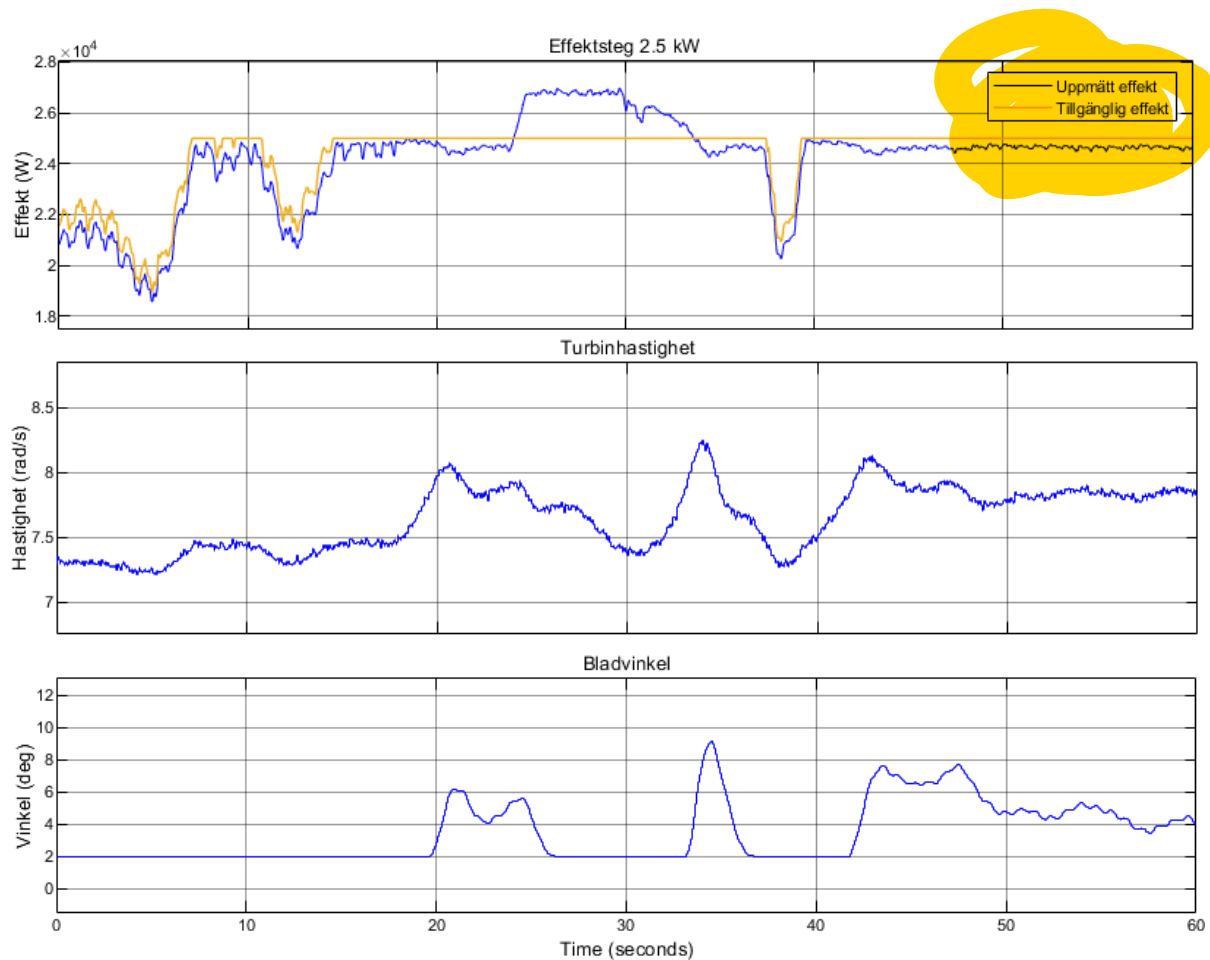
Ytterligare ett fall som kan förekomma är om ett effektsteg utförs när vindkraftverket arbetar på märkeffekt. Figur 31 beskriver simuleringen av denna möjlighet och för detta fall spelar det ingen roll om additivt eller låst effektsteg utförs. Detta eftersom båda effektstegen beter sig under dessa förhållanden på samma sätt. Vad som kan läsas från figuren är att detta fall skiljer sig åt eftersom rotationshastigheten inte sjunker för att leverera ytterligare energi. Vart denna energi istället kommer ifrån är att vindkraftverkets C_p värde ökas. När steget är aktiveras har bladvinkeln vridits för att minska C_p och vinkeln kan därför minskas under steget för att öka C_p vilket medför att mer effekt dras från vinden. Detta är vad som händer i figuren, men bladvinkelminskningen är liten och detta tillsammans med vissa skillnader mellan simuleringsmiljön och verkligheten kan denna minskade bladvinkel vara svår att se.



Figur 31: Beteende för vindkraftverkets modell på grund av låst eller additivt effektsteg på 2.5 kW då vindkraftverket arbetar vid märkeffekt

4.3.2 Effektsteg utförda på vindkraftverk

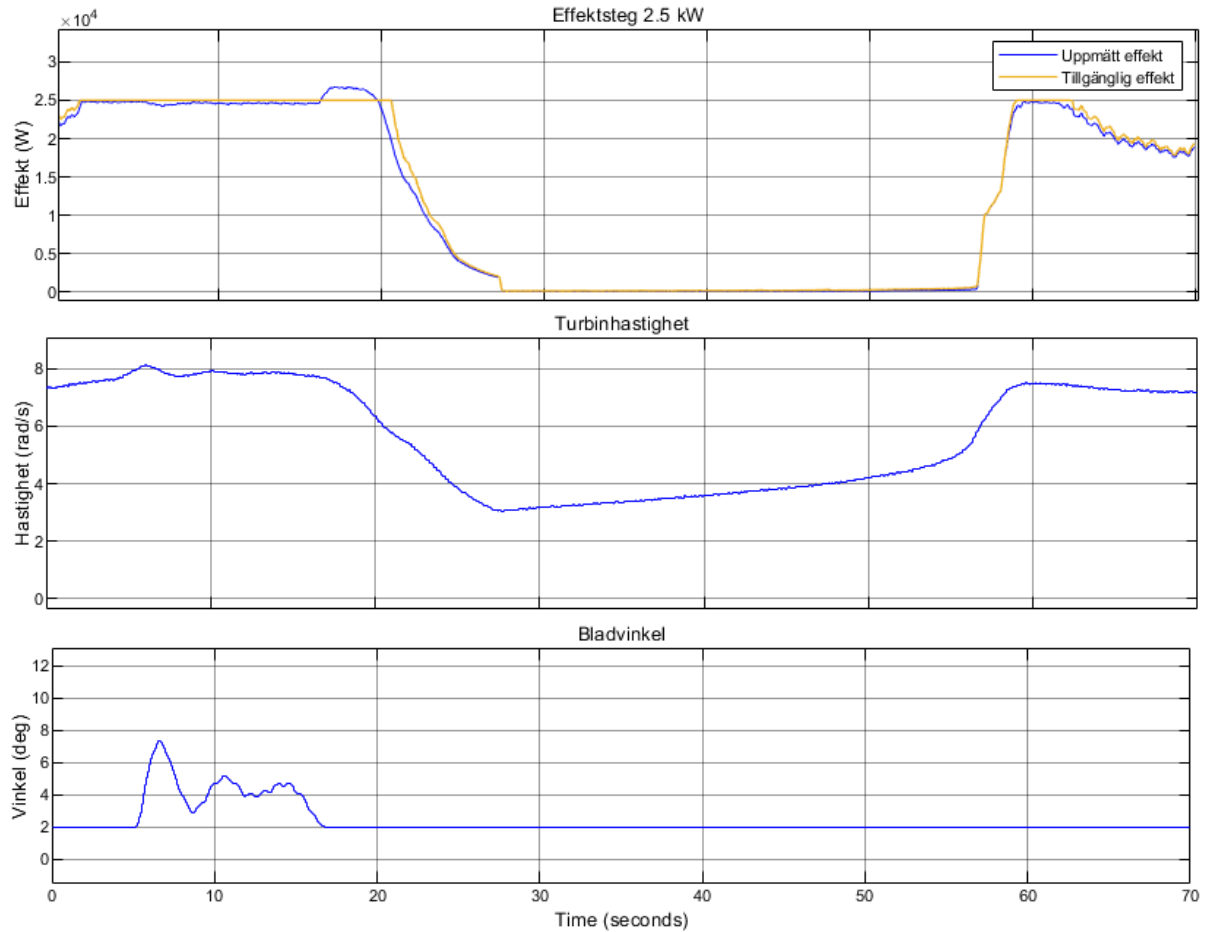
Hur det verkliga vindkraftverket klarar av effektstegen visas i figur 32 det additiva effektsteg på 2.5 kW utfört på vindkraftverk där den tillgängliga effekten begränsats till 25 kW. Vindkraftverket arbetar i detta fall vid märkeffekt när steget aktiveras och önskat beteende uppstår då det betar sig på ett liknande sätt jämfört med vindkraftsmodellen vid märkeffekt. Rotationsenergi behöver inte användas eftersom det finns extra effekt från vinden som utvinns igenom att minska bladvinkel. Rotationshastigheten minskar därför inte och det uppstår inget dropp av effekten efter steget.



Figur 32: Mätningar av vindkraftverket då additivt effektsteg på 2.5 kW utförs när vindkraftverket arbetar vid märkeffekt

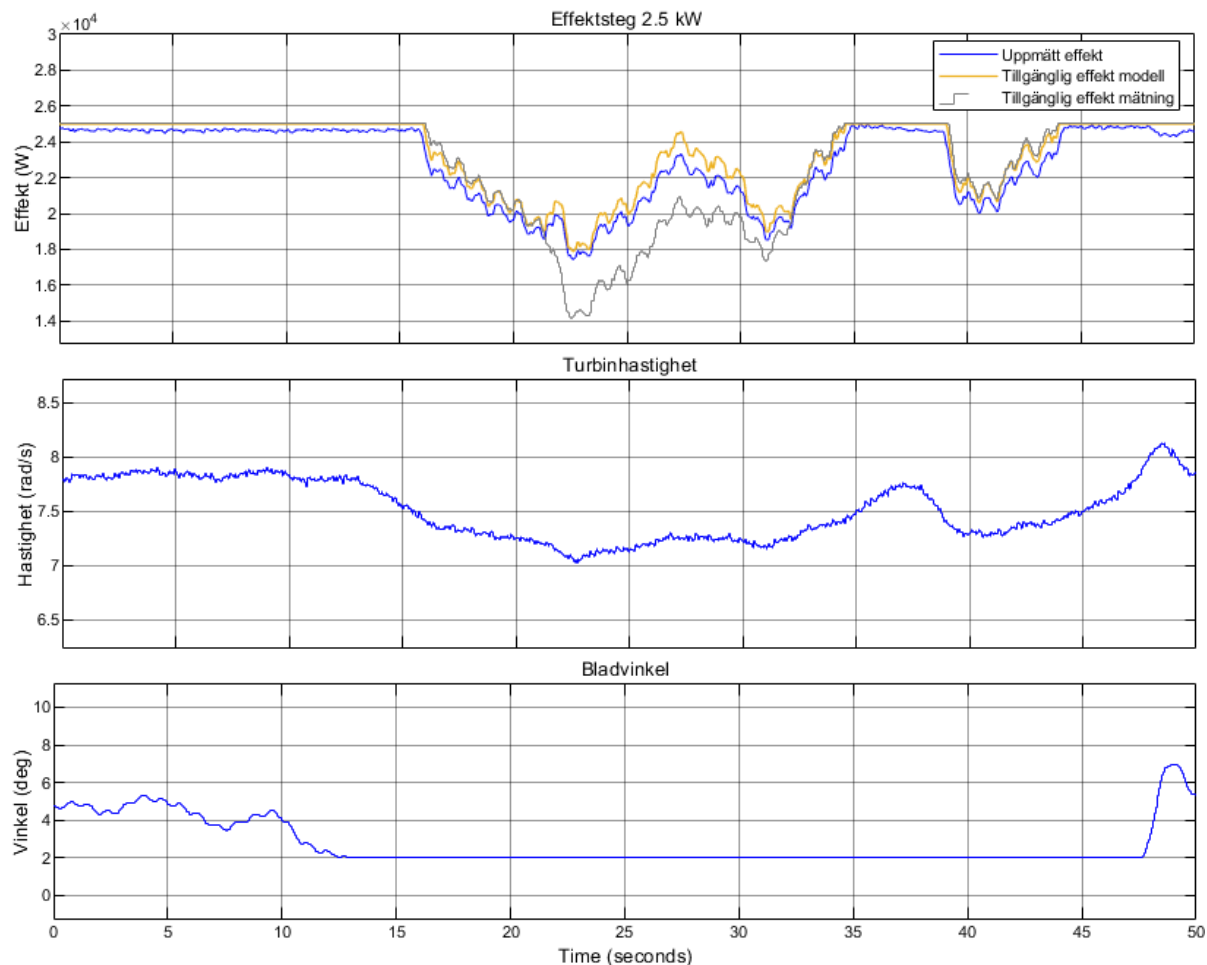
Resultatet från att istället utföra ett låst effektsteg vid märkeffekt visas i figur 33. Detta effektsteg skiljer sig **en hell** del ifrån både det additiva steget i figur 32 och från modellen i figur 31. I detta fall faller turbinhastigheten en hel del och vindkraftverket klarar inte av att upprätthålla steget utan effekten faller till noll. Vindkraftverket behöver efter detta använda energi från vinden till att återhämta sin rotationshastighet och producerar därför ingen effekt. Varför vindkraftverket inte klarade av att upprätthålla effekten antas bero på att den effekt vilket går att utvinna från vinden minskar strax efter steget initierades och det fanns därför ingen extra effekt vilket kunde utvinnas igenom att minska bladvinkeln. Effekten togs därför ut ur rotationshastigheten för turbinen. Detta är ytterligare ett exempel vilket visar på det låsta effektstegets beroende på hur förhållandena förändras jämför med vad de var då steget initierades.

Figur 33 visar ytterligare att den tillgängliga effekten faller tillsammans med den upp mätta effekten. Detta är inte representativt för verkligheten utan beror på att beräkningen för den tillgängliga effekten inte fungerar för såpass låga rotationshastigheter. Anledningen till detta är att låga rotationshastigheter resulterar i höga λ och tabellen för att slå upp $C_p(\lambda, \beta)$ vilket använd i tillgängliga effekt beräkningen inte är definierad för alltför höga λ .



Figur 33: Mätningar av vindkraftverket då låst effektsteg på 2.5 kW utförs när vindkraftverket arbetar vid märkeffekt

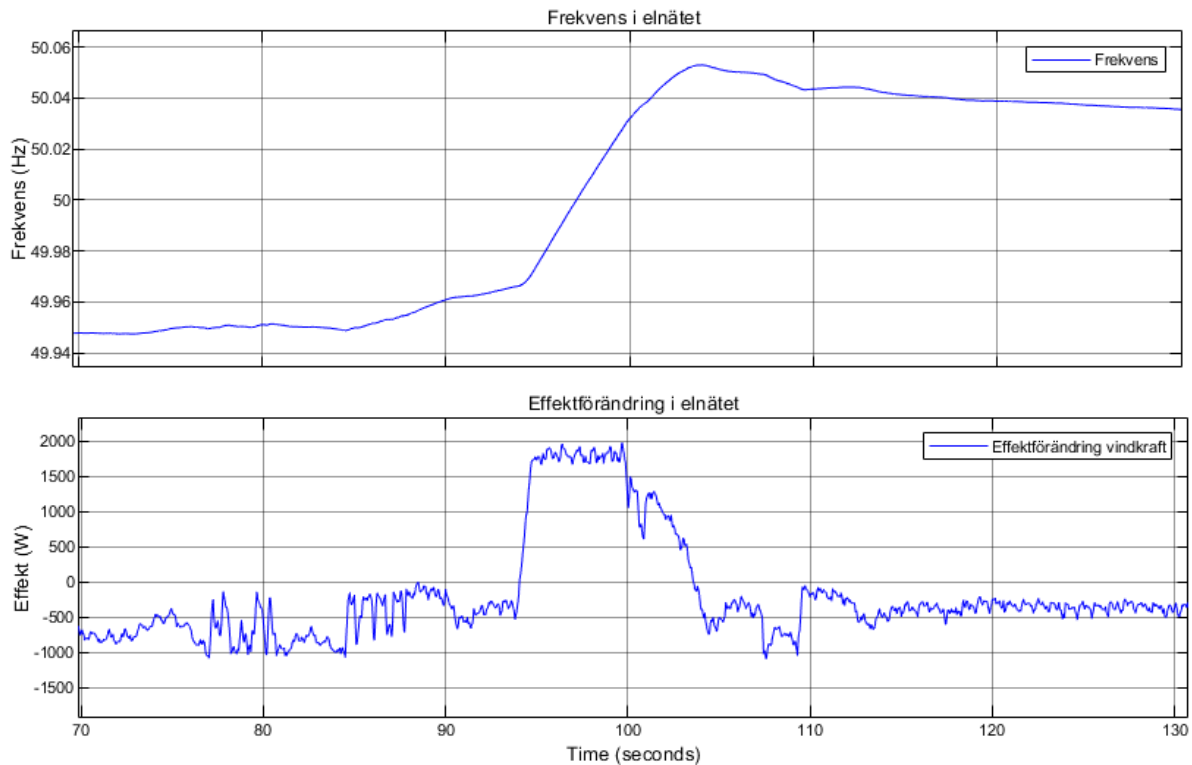
Gällande för andra förhållanden än de som medför att vindkraftverket arbetar på märkeffekt, ansågs det inte nödvändigt att utföra ett låst effektsteg med tanke på hur det fungerar vid märkeffekt. Det additiva effektsteget på 2.5 kW utfördes dock i dessa förhållanden och visas i figur 34. Vad som först märks från figuren är att denna visar två tillgängliga effekter, en vilket är beräknad i modellen och en vilket kommer från vindkraftverket. Den tillgängliga effekten från vindkraftverket är den som används som referens för det additiva effektsteget. Båda av de tillgängliga effekterna är framtagna med samma metod beskriven vilken beskrivs i kapitel 3.3.1. Vad figuren beskriver är att när effektsteget initieras ungefär vid tidpunkt 20 skiljs den uppmätta och den tillgängliga effekten från vindkraftverket åt med 2.5 kW likt vad som önskas, men den tillgängliga effekten från modellen fortsätter att följa den uppmätta effekten. Varför den tillgängliga effekten från modellen inte också ligger under den uppmätta effekten är eftersom turbinens rotationshastighet under tidsintervallet för steget inte betydligt förändras. Då bladvinkeln är konstant på 2 ° under steget och rotationshastigheten inte betydligt förändras är det oklart vart energin vilket steget medför kommer ifrån. På grund av att ingen extra energi verkar erhållas från varken vinden eller rotationen är därför modellens tillgängliga effekt lika med den uppmätta. Varför den tillgängliga effekt som kommer från vindkraftverket sjunker om ingen extra energi utvinns är oklart, men en möjlig anledning är en felaktig implementation av beräkningen för denna. Vad innebörden av att de tillgängliga effekterna skiljs åt på detta vis är att ingen meningsfull information angående vindkraftverkets beteende till följd av effektsteget erhålls.



Figur 34: Mätningar av vindkraftverket då additivt effektsteg på 2.5 kW utförs när vindkraftverket arbetar under märkeffekt. En ytterligare tillgänglig effekt visas vilket beskriver den tillgängliga effekt beräknad i vinkraftverket

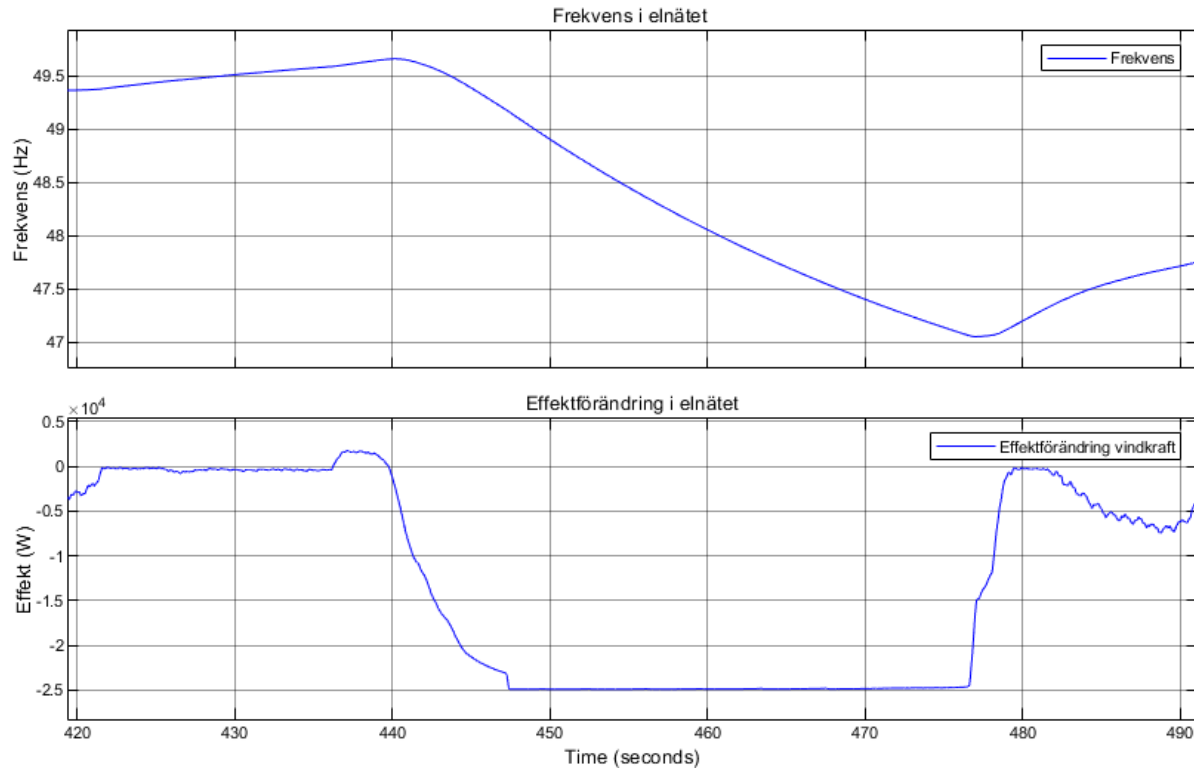
4.3.3 Frekvensbeteende från effektsteg utförda på vindkraftverk

Angående hur frekvensen påverkas av effektstegen visas i figur 35 en bild över hur frekvensen kan påverkas av det additiva steget utfört på vindkraftverket vid märkeffekt, figur 32. Detta var ett effektsteg vilket fungerade på önskat vis utan en dropp av effekten efteråt. Resultatet av detta på frekvensen är att denna, på ett godtagbart vis, ökar under steget med ungefär 0.10 Hz. Det bör dock påpekas att frekvensnivåerna inte har någon verklig betydelse utanför miljön av denna modell och det är framförallt kurvformerna för frekvensen som är intressanta.



Figur 35: Frekvensbeteendet för ett additivt effektsteg på 2.5 vilket utförs vid märkeffekt

Om ett effektsteg dock leder till ett beteendet från vindkraftverket likt vad som uppvisas av det låsta effektsteget i figur 33 kan frekvensens påverkas enligt vad som visas i figur 36. Detta effektsteg ledde till en total kollaps av vindkraftverkets producerade effekt. Detta medför att, istället för att hjälpa till med att höja frekvensen vilket är avsikten med steget, leder kollapsen av effekten till en motsatt påverkan och frekvensen faller med ungefär 2.5 Hz. Dock ska det uppmärksammas att för framtagningen av effektförändringen från vindkraftverket i detta fall, kunde inte den tillgängliga effekten användas som referens. Detta på grund av att beräkningen av den tillgängliga effekten inte fungerade för denna situation. Istället antas det att vindkraftverket skulle ha fortsatt att producera i närheten av sin märkeffekt om effektsteget inte skulle initieras vilket baseras på att vindhastigheten var jämn under det aktuella tidsintervallet.



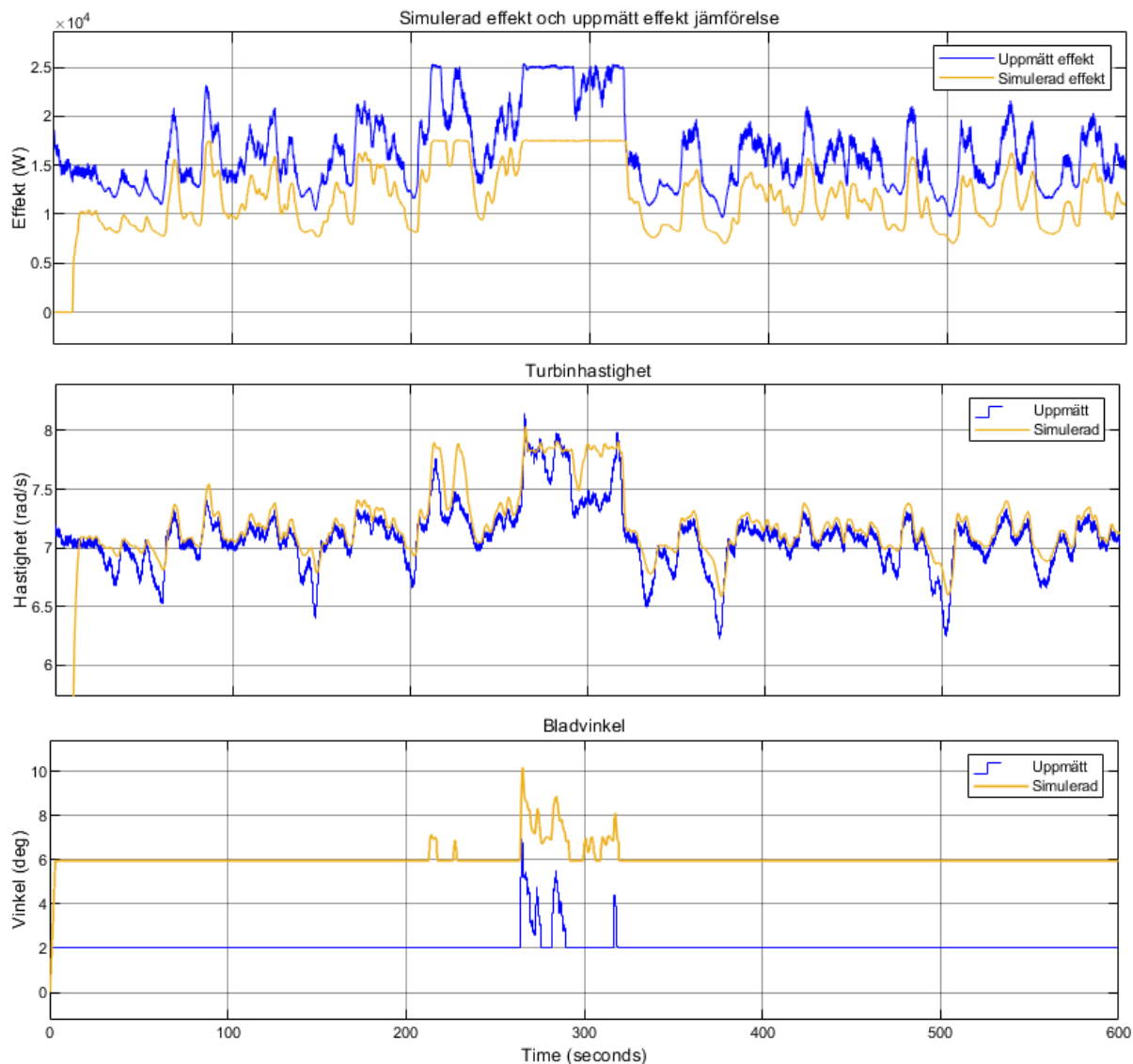
Figur 36: Frekvensbeteendet för ett låst effektsteg på 2.5 vilket utförs vid märkeffekt. Effektsteg ledde till en kollaps effekten

4.4 Frekvensreglering med att spilla vind

För att vindkraftverk ska kunna bidra med mer långvariga stödtjänster som FCR och FFR behövs de styras för att producera ett par kW under den tillgängliga effekten. Resultaten för två metoder för att åstadkomma detta kommer att presenteras. Dessa metoder är att spilla en faktor av den tillgängliga effekten och att spilla ett specifikt antal av den tillgängliga effekten. För att visa på resultatet av dessa metoder för att reglera ett vindkraftverk presenteras resultat över hur dessa fungerar i modellen, på vindkraftverket samt hur frekvensen skulle kunna påverkas av metoderna.

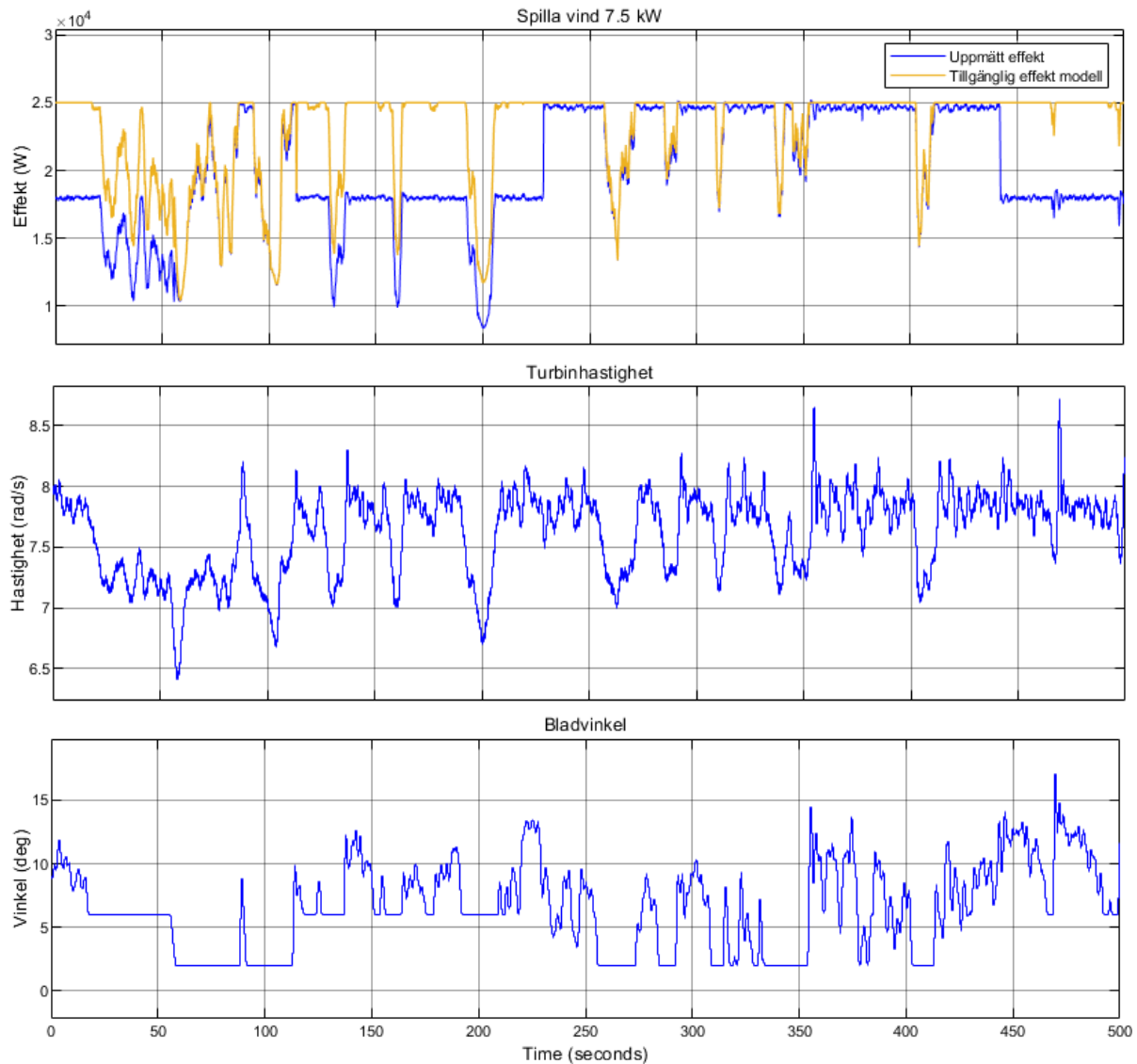
4.4.1 Spilla vind med metod faktor av tillgänglig effekt

I figur 37 visas simuleringen av vindkraftverket då det styrs med metoden i vilket en faktor av den tillgängliga effekten spillas för att producera 7.5 kW mindre än den tillgängliga effekten. Utöver detta visas även vindkraftverkets uppmätta beteendet då det, under samma förutsättningar, styrs för normaldrift för att ha en referens. Utifrån figuren visas det att den simulerade effekten befinner sig stabilt under den uppmätta vilket är vad som efterfrågades. Vidare visar figuren att bladvinkel och turbinhastigheten får rimliga värden vilket antyder att detta är lämpligt att utföra mätningar på hur denna metod fungerar i verkligheten.



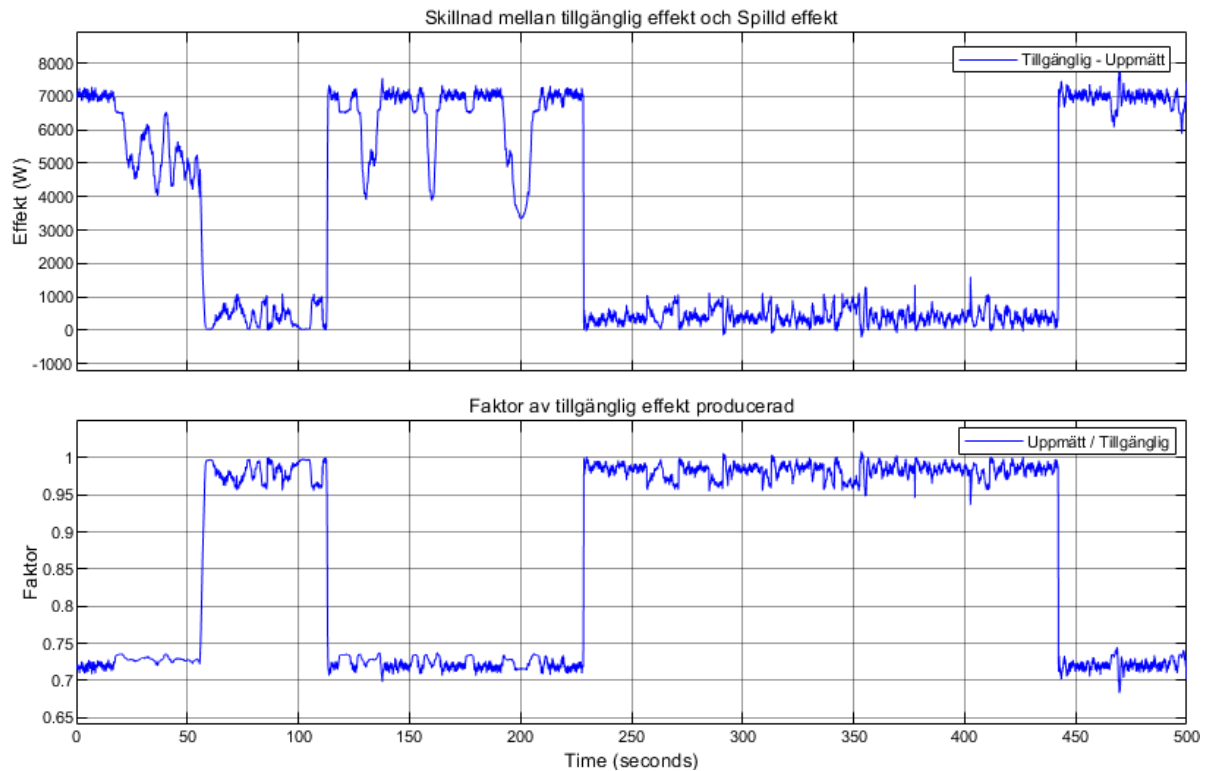
Figur 37: Det simulerade beteendet för vindkraftverket effekt, vinkelhastighet och bladvinkel då 7.5 kW spills med hjälp av metoden med faktor av tillgänglig effekt. Det uppmätta värdena för vindkraftverket i normeldrift visas som referens

I figur 38 visas dessa mätningar tillsammans med den tillgängliga effekten där vindkraftverket periodvis spiller vind. Mätningarna visar på ett liknade beteende jämfört simuleringarna. Under mätningarna utfördes omställningar från att producera på max till att spilla vind och utifrån figuren syns det att dessa omställningar kan utföras snabbt på endast någon till ett par sekunder. Vindförhållandena som mätningarna utfördes under var ungefär 7 - 10 m/s.



Figur 38: Jämförelse mellan tillgänglig effekt och uppmätt effekt samt mätvärden för vinkelhastighet och bladvinkel då 7.5 kW periodvis spills med hjälp av metoden med faktor av tillgänglig effekt

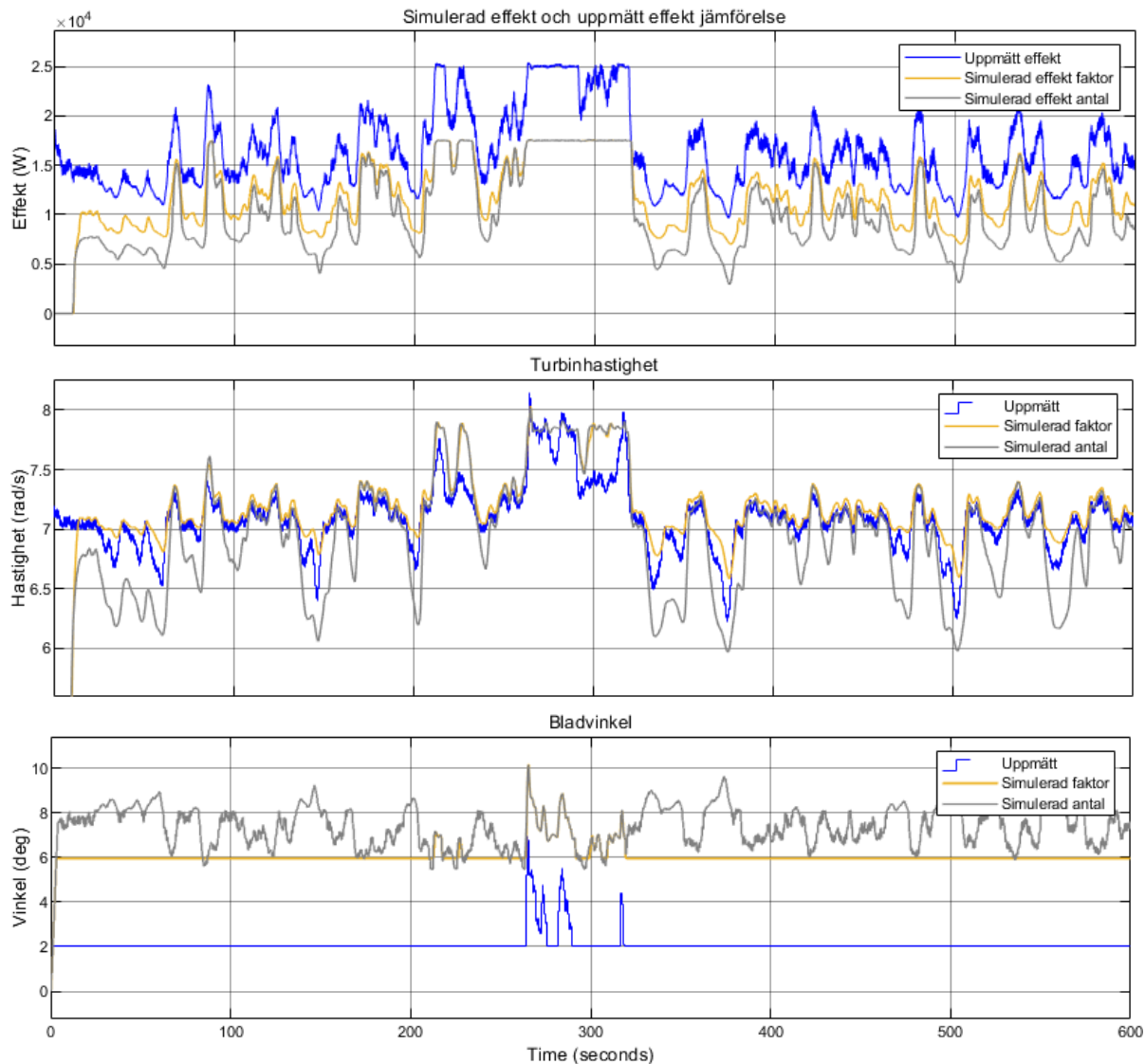
För att enklare se hur mycket den uppmätta effekten befinner sig under vad den tillgängliga effekten är, visas differensen mellan dessa effekter i det övre diagrammet av figur 39. Utifrån denna figur syns det att styrningen klarar av att upprätthålla en någorlunda stabil effektskillnad under de tidsperioder då vindkraftverket spillar vind. Dock finns det vissa perioder under vilket effektskillnaden sjunker. Anledningen till detta beskrivs i det undre diagrammet i figur 39 som visar kvoten mellan uppmätt och tillgänglig effekt. Diagrammet visar att vindkraftverket styrs för att 70 procent av sin tillgängliga effekt då vind spills. När den tillgängliga effekten sjunker, kommer därför också hur mycket effekt som spills att sjunka. Ytterligare visar 39 att effektskillnaden som max endast ligger på 7 kW istället för det förväntade värdet på 7.5 kW och anledningen till detta är oklart beror antagligen på skillnader i simuleringsmiljön jämfört med verkligheten såsom att simuleringsmodellen inte tar någon hänsyn till förluster som finns i verkligheten.



Figur 39: Övre diagrammet visar hur mycket av den tillgängliga effekten som spills och den undre grafen visar vilken faktor av den tillgängliga effekten som spills

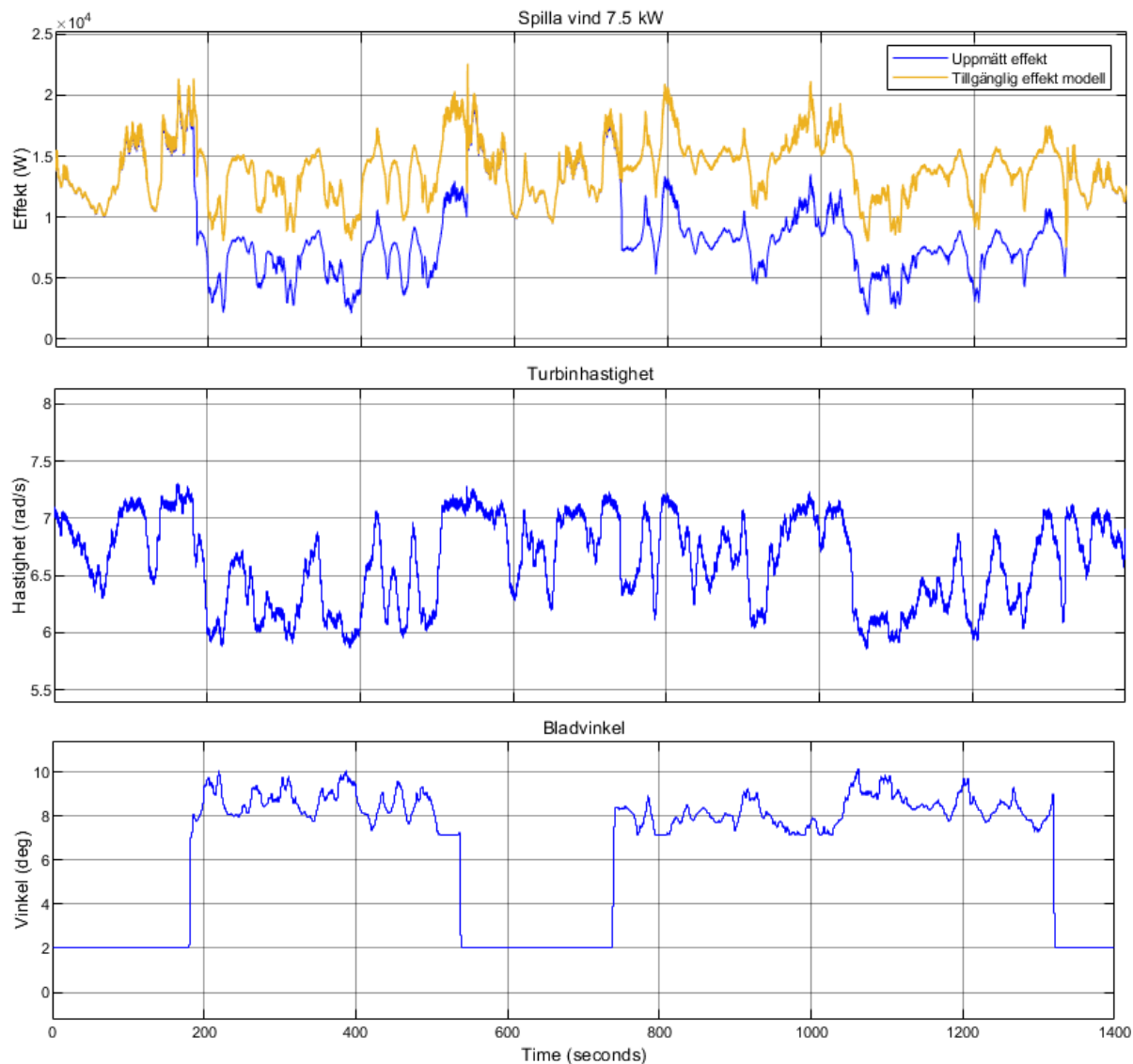
4.4.2 Spilla vind med metod antal watt

För att istället visa hur vindkraftverket beter sig då metoden för att spilla ett specifikt antal watt används visas en jämförelse av simuleringen för de två metoderna för att spilla vind i figur 40. Det uppmätta beteendet för normaldrift visas också i figuren som en referens. Utifrån figuren visas det att i vid de tillfällen då vindkraftverket har möjlighet att producera i närheten av sin märkeffekt beter sig metoderna lika. När effektproduktionen istället sjunker producerar metoden för att spilla antal watt mindre effekt jämförelsevis. Detta eftersom metoden vill hålla en konstant effektskillnad mellan tillgänglig effekt och producerad effekt istället för en konstant kvot. Ytterligare påverkningar vilket denna metod för att spilla vind bidrar med är att bladvinkelaktiviteten ökar eftersom denna styrs för att hålla en konstant spilld effekt, samt att rotationshastigheten på turbinen också verkar svänga något mer. Värdena på dessa är dock fortfarande acceptabla och mätningar utfördes därför med denna metod.



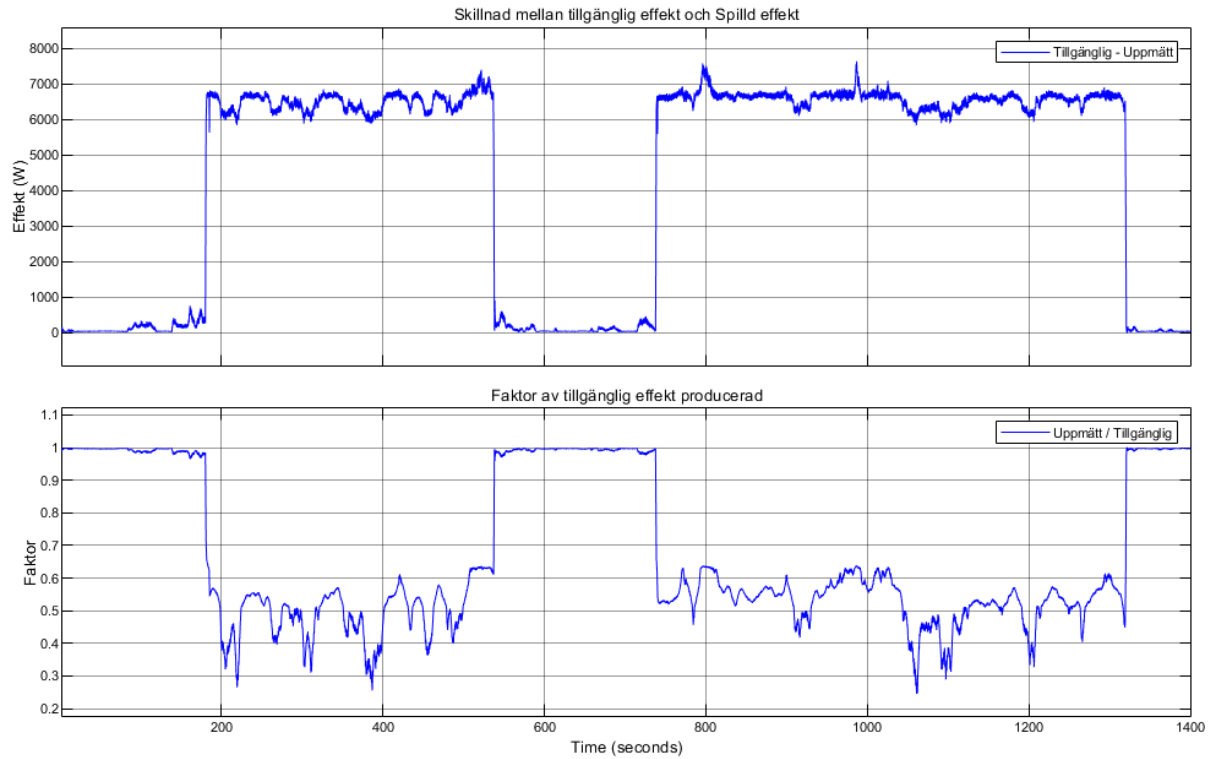
Figur 40: Jämförelse av det simulerade beteendet för vindkraftverket effekt, vinkelhastighet och blad-vinkel då 7.5 kW spillas. Både metoden med faktor av tillgänglig effekt och specifikt antal watt visas. Det uppmätta värdena för vindkraftverket i normeldrift visas som referens

Mätningarna av vindkraftverket när det periodvis styrs efter denna metod i relativt låga vindförhållande, 5.5-7.5 m/s, visas i figur 41. Figuren uppvisar att denna metod för att spilla vind ger det önskade beteendet på vindkraftverket jämfört med simuleringen i modellen. Vidare visar figuren att även denna metod klarar av att snabbt övergå från normaldrift till att spilla vind och vise versa.



Figur 41: Jämförelse mellan tillgänglig effekt och uppmätt effekt samt mätvärden för vinkelhastighet och bladvinkel då 7.5 kW periodvis spills med hjälp av metoden med specifikt antal watt

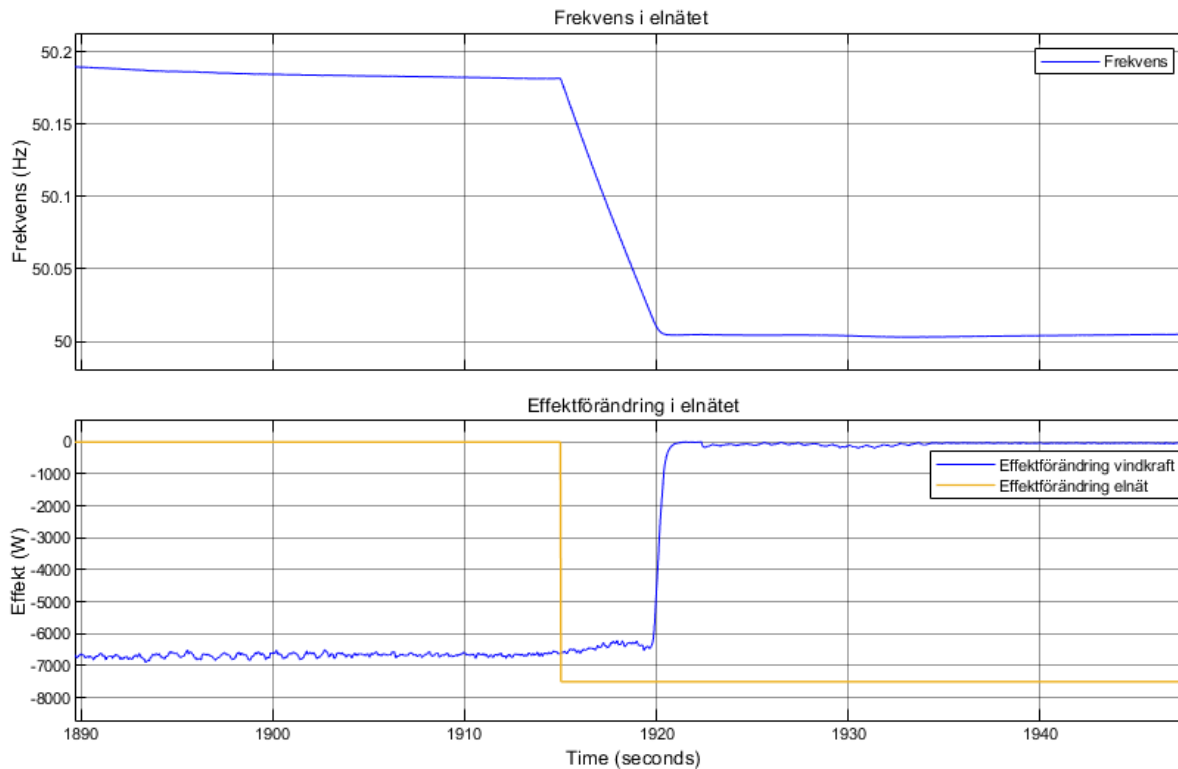
Betraktas figur 42 visar denna hur mycket effekt samt vilken faktor som spills jämfört med den tillgängliga effekten. Denna figur visar tydligare att metoden klarar väl av att spilla ett specifikt antal av effekten även då vindkraftverket tillgängliga effekt inte uppnår märkeffekten. Detta klaras av genom att reglera vilken faktor som spills vilket visas i det undre diagrammet av figuren. Dock spills endast knappt 7 kW istället för den efterfrågade 7.5 kW vilket efterliknar vad som skedde för metoden att spilla en faktor av den tillgängliga effekten. På grund av detta är anledningen till varför metoderna inte uppnår 7.5 kW antagligen samma vilket antas vara skillnader mellan simuleringsmiljön och verkligheten.



Figur 42: Övre diagrammet visar hur mycket av den tillgängliga effekten som spills och den undre grafen visar vilken faktor av den tillgängliga effekten som spills

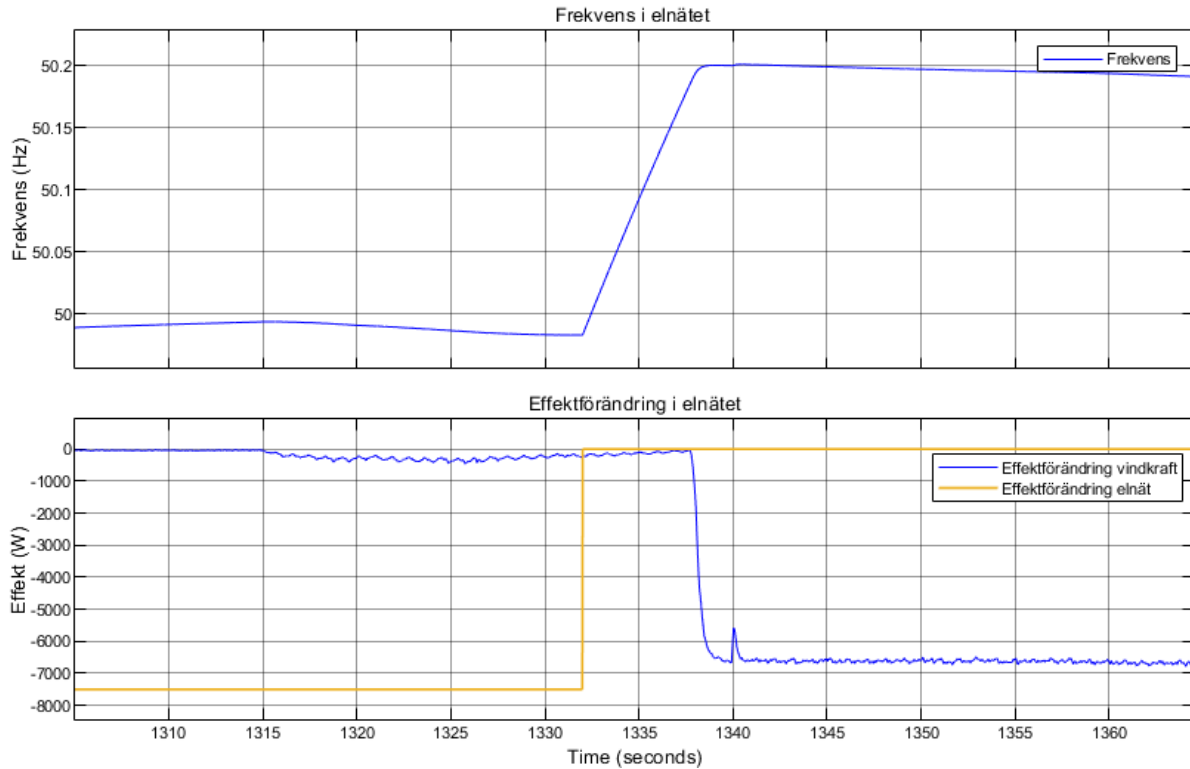
4.4.3 Frekvensbetende

Gällande hur frekvensen kan påverkas av att spilla visas detta i figur 43 i vilket uppreglering aktiveras 5 sekunder efter ett effekt fall i elnätet på 7.5 kW. Utifrån figuren visas det att under 5 sekunders tidsintervallet mellan effektfallet i elnätet och effektökningen av vindkraftverket faller effekten likt förväntat med cirka 0.2 Hz. Ökningen av vindkraftverkets effekt gör därefter att bra jobb med att bromsa upp och stoppa frekvensen från att ytterligare sjunka. Metoden vilket används för att öka vindkraftverkets effekt i denna figur var den i vilket antal watt spills. Metoden då faktor spilla leder dock till ett överensstämmande frekvensbeteende om vindkraftverket har möjligheten att arbeta vid märkeffekt.



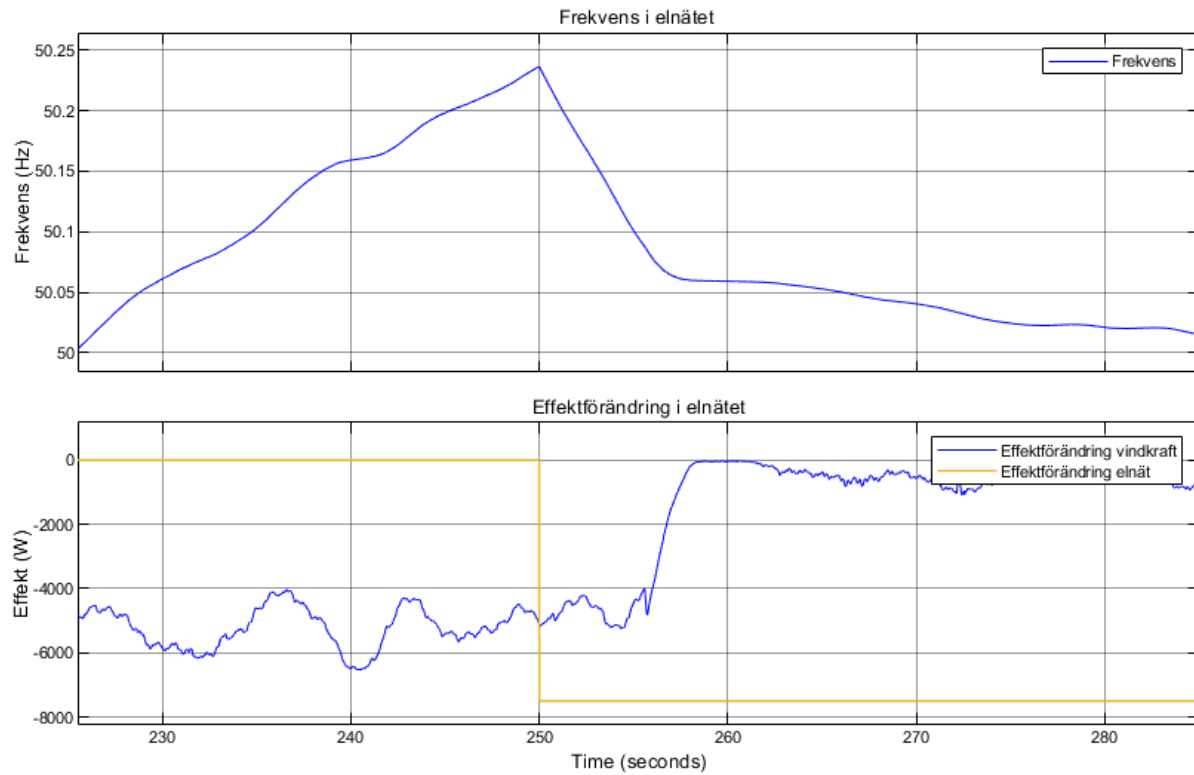
Figur 43: Frekvensbeteendet för ett effektfall i elnätet på 7.5 kW vilket kontrasteras med effektökning från vindkraftverket efter 5 sekunder med hjälp av frekvensreglering genom att spilla vind.

Hur frekvensen beter sig för nedreglering visas i figur 44. Denna frekvensrespons framtog på ett liknande sätt som för i figur 43 då nedreglering aktiveras 5 sekunder efter en effektökning i elnätet på 7.5 kW. Figuren visar att även för nedreglering klarar vindkraftverket av att stoppa frekvensförändringen. Även för denna figur används metoden i vilket antal watt spillas men då vindkraftverket har möjligheten att arbeta vid märkeffekt ger metoden i vilket en faktor spillas ett liknande beteende av frekvensen.



Figur 44: Frekvensbeteendet för en effektstigning i elnätet på 7.5 kW vilket kontrasteras med effekt minskning från vindkraftverket efter 5 sekunder med hjälp av frekvensreglering genom att spilla vind.

Slutligen visas även resultat över hur frekvensresponsen kan se ut i omständigheter då metoden i vilket en faktor spillas men vindkraftverket har inte möjligheten att arbeta vid märkeffekt. Detta beskrivs i figur 45 där, likt de andra frekvensresponsen, uppreglering aktiveras 5 sekunder efter en effekt förändring i elnätet på 7.5 kW. Vad för påverkan att den tillgängliga effekten inte når märkeffekten har är att denna frekvensen inte är stabil innan effektfallet i elnätet utan stiger under dessa förhållanden. Detta eftersom vindkraftverket inte spillar tillräckligt med effekt. Vidare visas det dock att, likt figur 43, effekttökningen från vindkraften klarar av att stoppa frekvensen från att fortsätta att falla efter uppregleringen aktiveras.



Figur 45: Frekvensbeteendet för ett effektfall i elnätet på 7.5 kW vilket kontras med effekt ökning från vindkraftverket efter 5 sekunder med hjälp av frekvensreglering genom att spilla vind. Metoden med faktor av tillgänglig effekt använd för att spilla vind där förhållandena är mindre optimala

5 Diskussion

I detta kapitel diskuteras och analyseras resultaten som presenterades i det tidigare kapitlet. Denna diskussion förs i anknytning till arbetets syfte som var att undersöka hur vindkraft aktivt kan bidra till att reglera frekvensen av elnätet genom att leverera stödtjänster. Diskussionen utförs igenom att först analysera modellen som användes för att ta fram reglerstrategier samt genom att utvärdera dess beteende. Därefter diskuteras dessa reglerstrategier för vindkraft att reglera frekvensen och hur väl de fungerar. Sedan kommer även en analys gällande hur SvK kan utföra vissa ändringar av sina stödtjänster för att underlätta för vindkraft att bidra till frekvensreglering. Slutligen presenteras också vilka limitationer detta arbete har och vad som ytterligare behöver studeras i ämnet.

5.1 Modell och simuleringar

Modellen för uppskattningen av tillgänglig effekt, används för att analysera mätresultaten och behöver därför fungera väl för att resultaten ska kunna användas. Ytterligare är detta en viktig funktion för att kunna bidra med styrning eftersom det är av intresse att veta exakt hur mycket effekt man bidrar med till regleringen. Av de två metoderna som presenteras i detta arbete antyder resultaten på att den enklare metoden som endast utgår från den uppmätta vindhastigheten och ekvation (1) inte ger en tillräckligt bra uppskattning av den tillgängliga effekten för att vara användbar. Den andra metoden som är baserad på [42] däremot ger en effekt som väl följer den uppmätta effekten för vindkraftverket då det körs för maximal effekt. Detta indikerar att denna metod fungerar väl för att uppskatta den tillgängliga effekten.

Angående modellen som användes för att beskriva vindkraftverkets beteende skiljer sig det något från de mätningar som utfördes. Denna skillnad var dock förhållandevis liten och modellen ansågs därför att fungera tillräckligt väl för att ge en god indikation för beteendet av kraftverket i olika förhållanden och reglerstrategier. En anledning till att modellen fungerade som den gjorde var att det fanns tidigare arbeten där liknande modeller skapats som användes som en utgångspunkt i konstruktionen av denna modell. Dessa arbeten har dock inte jämfört sina modeller med mätresultat likt vad som utfördes i detta arbete men med hänsyn till hur väl modellen i detta arbete överensstämmer med mätresultaten antyder det att modellerna i de föregående arbetena även ger god indikation över vindkraftverkets beteende.

Med detta sagt fanns det vissa skillnader mellan modellen och verkligheten. Det är mycket svårt att bygga en modell som helt överensstämmer med verkligheten på grund av att det finns många olika parametrar som påverkar. Detta förenklas i modellen genom att endast de viktigaste parametrarna tas med. Det finns alltid förbättringspotential i hur väl en modell fungerar och så är även fallet här. Vad som ger upphov till skillnaderna som resultaten visar finns det en viss osäkerhet i men en möjlig anledning är att parametrarna till modellen inte är helt optimala för att modellen ska överensstämma med verkligheten. Dessa parametrar har framförallt tagits fram igenom att pröva olika värden och använt de som ger den bästa passningen med verkligheten. Ingen djupgående analys har därför utförts för att ta fram de bäst passande parametrarna och därför kan de antagligen optimeras ytterligare för en bättre modell. Vidare finns det även förluster i vindkraftverket som inte finns representerade i modellen, som kan orsaka skillnaderna som uppvisar sig. Utöver detta är en felkälla till modellens beteende den inkommande vindhastigheten som inte är den uppmätta vindhastigheten utan istället den uppskattade vindhastigheten som ska ge en bättre indikation av vilken vindhastighet vindkraftverket uppfattar. För att denna vindhastighet ska kunna användas som insignal krävs det att denna är korrekt uppskattad. Fel i modellens beteende på grund av fel av uppskattningen av vinden anses dock vara mycket små eftersom uppskattningen av den tillgängliga effekten fungerar mycket väl när den uppskattade vinden används.

Allt som allt går modellen att använda för att utveckla reglerstrategier eftersom den ger en indikation

över hur väl en reglerstrategi fungerar. Skillnaderna medför dock att modellen inte ger en tillräcklig beskrivning av vindkraftverket för att strategiernas möjlighet att bidra till reglering av elnätet fullt ska kunna utvärderas endast i modellen. Simuleringen bör därför kompletteras med mätningar från provdrift för att utvärdera hur väl en reglerstrategi fungerar.

5.2 Frekvensstyrning med vindkraft

För att undersöka hur väl vindkraft kan bidra till frekvensregleringen genom att leverera stödtjänster studerades i detta arbete två tekniker. Dessa två tekniker är syntetiskt tröghetsmoment och att spilla vind, som används för den mer kortvariga stödtjänsten FFR respektive de mer långvariga stödtjänsterna FCR och aFRR. Vidare presenterades det för varje teknik två olika metoder för att utföra denna reglering som jämfördes för att visa vad som fungerade bäst.

Gällande det syntetiska tröghetsmomentet var de två metoderna som studerades låst effektsteg och additivt effektsteg. Skillnaden mellan dessa två effektsteg var att det låsta steget förhåller sig till vad effekten är vid initieringen av steget medan det additiva förhåller sig till en uppskattad tillgänglig effekt under stegets gång. Baserat på både simuleringar och mätningar visar båda metoderna på tydliga nedgångar i effekten efter stegen som sker då vindkraftverken inte arbetar på märkeffekt. Rotationsenergi från turbinen används i dessa fall för att leverera den extra energin som effektsteget kräver och denna energi behöver återhämtas efter steget. Effektstegen är dock snabba och kan fort öka effektproduktionen från vindkraftverket. Detta indikerar på att effektsteg och syntetiskt tröghetsmoment har potential till att bidra med stödtjänsten FFR igenom att snabbt svara på ändringar i frekvensen. Det kräver dock att det finns kapacitet för att avlasta stegen och kompensera för återhämtningen av rotationsenergi, vilket exempelvis kan komma från mer långsamma frekvensregleringssystem.

Jämförelsemässigt mellan det låsta och det additiva effektsteget är det låsta steget mindre tillförlitligt. På grund av att det låsta effektsteget förhåller sig till effekten vid initieringen av steget blir detta mycket beroende på förhållandena då samt på hur dessa förändras. Detta innebär att endast en liten förändringen på mindre än en sekund på när steget initieras kan det leda till stora skillnader på hur det påverkar vindkraftverket. Låst effektsteg kan utföra bra steg under rätt tidpunkt men kan också leda till mycket problematiska steg om det utförs vid fel tidpunkt där mätningarna i figur 33 är ett exempel på detta. Ytterligare är det svårt att utvärdera vid just vilka situationer de låsta effektstegen kommer att fungera väl eftersom förhållanden snabbt kan förändras. Det additiva effektstegen är däremot mycket mer tillförlitliga. De betar sig på ett liknade sätt oberoende på vid vilken tidpunkt det initieras med undantaget att om de initieras vid märkeffekt kommer effektdroppet att minskas eller helt elimineras. Den enda nackdelen med det additiva effektsteget jämfört med det låsta är att detta är något mer komplicerat eftersom det kräver en uppskattning av den tillgängliga effekten i realtid vilket den använder som referens för steget. Dock leder den ökade tillförlitligheten till att detta steg är att föredra för att skapa ett syntetiskt tröghetsmoment och bidra med FFR.

Det additiva effektsteget anses vara ett fungerande sätt för vindkraftverk att bidra med frekvensreglering genom stödtjänsten FFR. Framförallt gäller detta för förhållanden under vilket vindkraftverket arbetar på märkeffekt då detta leder till väl utförda effektsteg utan någon återhämtning efteråt. Detta medför en stadig frekvensrespons där frekvensen ökar något. Även additiva effektsteg utförda under märkeffekt kan vara lämpliga för att bidra med FFR då det snabbt kan styra frekvensen och förlita sig på långsammare frekvensregleringssystem för att kompensera för vindkraftverkens återhämtning.

När det istället kommer till att spilla vind har även två olika metoder undersökts, den ena spiller ett bestämt antal watt och den andra spiller vind baserat på en faktor av den tillgängliga effekten. Båda metoderna klarade av att snabbt kunna övergå mellan att spilla vind och arbeta på normaldrift. I och med detta uppnådde metoderna med lätthet aktiveringskraven för de mer långvariga stödtjänsterna

FCR och aFRR som är stödtjänsterna som spilla vind är anpassade för. Detta indikerar att spillning av vind är en lämplig metod för att leverera dessa stödtjänster med vindkraft och därmed bidra med frekvensreglering.

Jämförs de två metoderna för att spilla vind visas det att skillnaden mellan dem är att vindspillning av ett bestämt antal watt är mer tillförlitlig för att spilla den upphandlade effekten. Detta är på grund av att upphandlingen av dagens stödtjänster sker i antal watt. Att spilla ett bestämt antal watt riskerar dock att medföra mer slitage på vindkraftverket på grund av en ökad bladvinkelaktivitet samt eftersom varvtalet svänger något mer med denna styrning. Om vindkraftverket arbetar vid märkeffekt kan även vindspillning baserat på en faktor fungera väl och är därför vid dessa förhållanden en möjlighet. Att kraftverket inte kan spilla total mängd i korta intervaller vilket visas i figur 39 har antagligen liten betydelse. Om det däremot för längre intervall inte klaras av att spilla rätt effekt kommer frekvensregleringen med denna metod inte att fungera eftersom vindkraftverket då inte kan förändra effekten med det önskade värdet. Om uppgiften istället var att kunna ändra effekten med en faktor av den tillgängliga effekten skulle detta vara en väl fungerande metod men i dagens system räknas antal watt.

Sammantaget anses metoden för att spilla vind med ett antal watt som ett bra alternativ för vindkraft att bidra till frekvensregleringen. Detta är på grund av att med denna metod klarar vindkraftverk av att snabbt och tillförlitligt justera sin effektproduktion. I och med detta uppfyller vindkraftverk kraven för att leverera alla tre FCR stödtjänster, som är FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned, samt kan den bidra med stödtjänsten aFRR. Vidare klarar vindkraft av att utföra detta i alla förhållanden då den tillgänglig effekten är större eller lika med den effekt som önskas spillas. För uppreglning krävs det dock att vind spills under en längre period för att vindkraftverket ska vara redo för frekvensreglering vilket inte är optimalt då vindkraftverket går miste om en del av effekten från vinden.

5.3 Förändringar av stödtjänster

För att ytterligare underlätta för vindkraften att tillhandahålla stödtjänster och bidra med regleringen av frekvensen finns det vissa förändringar av stödtjänsterna som kan utföras. En av dessa förändringar är att upphandlingar sker närmare inpå driften. Vindkraft har svårt att prognostisera sin kapacitet och kan sällan säkerställa sin produktion två dagar innan driften. Eftersom de flesta stödtjänster upphandlas åtminstone två dagar innan, om inte mer, blir det därför problematiskt för vindkraften att delta på denna marknad. Inte minst gäller detta för stödtjänsterna aFRR och FFR. Dessa stödtjänster har det visats i detta arbete att vindkraft har goda möjligheter till att bidra med. Dock upphandlas volymerna för dessa veckovis för aFRR och årligen för FFR. På grund av detta och de oförutsägbara förhållandena för ett vindkraftverk skapar detta stora hinder för vindkraftens förutsättningar för att delta på marknaden för dessa tjänster, även om de tekniskt klarar av detta. Det skulle därför underlätta för vindkraft att bidra med stödtjänster om upphandlingen av dessa skedde närmare driften.

Ytterligare är vindkraftverk bra på nedreglering och ökad utveckling av nedregleringsalternativ skulle därför underlätta för att vindkraft skulle kunna bidra med frekvensreglering. Vindkraftverk är mycket bra på nedreglering eftersom de kan då arbeta på sin maximalt tillgängliga effekt och ändå vara redo att snabbt spilla vind genom bladvinkelreglering. För uppreglning behövs det istället att en del av vinden spills för att kraftverket ska vara redo eller så behöver rotationsenergi från turbinen användas för effektökningen. Detta medför att det är mer fördelaktigt för vindkraftverk att nedreglera jämfört med att uppreglera. På grund av detta underlättas det för vindkraft att bidra med stödtjänster om det finns större möjligheter till nedreglering. Den nya implementationen av stödtjänsten FCR-D ned är därför ett bra steg för att kunna få in vindkraften i frekvensregleringen. Innan denna stödtjänst infördes var det framförallt aFRR som kunde nedreglera frekvensen under störd drift och denna är problematisk för vindkraft att bidra med på grund av den veckovisa upphandlingen som tidigare diskuterats. Att fortsätta öka möjligheten till stödtjänster för nedreglering skulle ytterligare påverka vindkraftverks

förmåga att bidra till frekvensrelegering positivt. Ett möjligt nästa steg skulle till exempel kunna vara att implementera någon form av FFR-nedreglering. Detta är på grund av att avsikten med FFR är att motverka den påverkan förlusten av tröghetsmoment i elnätet medför vilket både påverkar snabbheten med vilket frekvensen sjunker men också snabbheten med vilket frekvensen ökar.

5.4 Begränsningar och framtida arbeten

Detta arbete har vissa limitationer som bör följas upp och studeras i framtida arbeten för att ytterligare utveckla hur vindkraft kan bidra med frekvensregleringen. En av dessa limitationer var en problematik med mätningarna av det additiva effektsteget under märkeffekt. Denna problematik handlade om att effektsteget under dessa förhållanden inte verkade medföra någon ytterligare energi. Anledningen till varför steget hade detta beteende antas bero på att den tillgängliga effekten, som används som referens till effektsteget, sjunker istället för att effekten ökar. Resultatet av detta är att ingen information ges från mätningarna av det additiva effektsteget utfört under dessa förhållanden. Detta är en viktig del av användningsområdet för steget utan denna information ges därför inte en fullständig bild över hur det additiva effektsteget påverkar vindkraftverket och frekvensen. På grund av detta bör ytterligare arbete utföras för att undersöka och fixa anledningen till detta beteende av effektsteget samt att utföra mätningar då detta har utförts.

Utöver detta finns det även en möjlighet att även de additiva effektsteget vid märkeffekt påverkas av denna problematik. Dessa steg uppför sig dock likt deras förväntade beteende från simulator. På grund av detta anses problematiken främst att påverka steg under märkeffekt och om påverkan finns på de effektsteg som ligger över märkeffekt är denna antagligen inte betydelsefull.

Vidare finns vissa skillnader mellan modell och verklighet framförallt gällande bladvinkel och rotationshastighet vilket tidigare konstateras. Framtida arbeten som handlar om att eliminera dessa skillnader och skapa en bättre överensstämmande modell skulle underlätta fortsatt utveckling av reglerstrategier för vindkraftverk. Detta är på grund av att det ökar säkerheten av att strategierna i verkligheten uppför sig lik hur de designats i modellen vilket medför en ökad användbarhet för modellen. Till exempel skulle reglerstrategier kunna utvecklas, testas och utvärderad endast i modellen utan att mätningar behöver utföras och strategierna skulle ändå kunna anses ha en god förmåga att fungera som specificerat. Detta är användbart om tillgång till att utföra mätningar inte finns. Att även utföra mätningar kommer dock fortsatt vara att föredra eftersom dessa alltid kommer ge en bättre representation av verkligt beteende jämfört med en modell.

Något som ytterligare kan utföras för att utveckla modellen är att implementera en frekvensregulatorer i denna för att automatiskt initiera effektsteg samt spilla vind beroende på frekvensen. Detta skulle ge en mycket god uppfattning över hur dessa tekniker fungerar i realistiska förhållanden för att reglera frekvensen. Vidare visar detta även på hur tillförlitliga teknikerna är då de används under längre perioder.

Vad som vidare visas i resultaten är att effektstegen, för hur de är implementerade i detta arbete, ofta medför skarpa effektdropp efter steget är färdigt. En bättre design för FFR-steg skulle möjligtvis vara att inte ha ett sådant skarpt effektdropp utan istället ett något mindre dropp fast med en långsammare återhämningsperiod. Detta har potential till att underlätta för andra frekvensregleringssystem att kompensera för återhämningsperioden. Fortsatt arbete gällande den optimala formen för effektstegen bör därför utföras.

Undersökningar gällande hur förändringar av bladvinkeln och rotationshastigheten mekaniskt påverkar och sliter vindkraftverket är även något vilket behöver utföras. Reglerstrategierna presenterade i detta arbete har alla någon, om i vissa fall en liten justering av bladvinkeln. Inte minst gäller detta för att spilla vind med ett specifikt antal watt som både har skarpa hopp i bladvinkel och en ökad bladvinkel-

aktivitet under tiden som vind spills. För att fullt ut undersöka hur genomförbar denna reglerstrategi är behövs det kunskap om hur beteendet av bladvinkeln påverkar vindkraftverkets livslängd. Vidare visade denna reglerstrategi att svängningarna av turbinens rotationshastighet ökar vilket därför även behöver undersökas för att konstatera den mekaniska påverkan på vindkraftverket.

6 Slutsats

Utifrån de strategier som presenterades i detta arbete för att reglera frekvensen anses det att vindkraft har goda möjligheter för att leverera stödtjänster till SvK och igenom detta bidra med reglering av frekvensen i elnätet. De stödtjänster som vindkraft kan bidra med är både den kortvariga stödtjänsten FFR samt med de mer långvariga stödtjänsterna inom gruppen FCR samt aFRR. För att vindkraft ska leverera FFR används tekniken syntetiskt tröghetsmoment där rotationsenergi från turbinen används för att öka effekten från vindkraftverket. Metoden som bäst fungerar för att utföra detta och kan utföra detta tillförlitligt är additiva effektsteg. I dessa steg adderas ytterligare effekt på ett referensvärde bestående av den uppskattade tillgängliga effekten från vinden vid varje tidpunkt. Dessa effektsteg kräver dock att resurser finns för att kompensera för en återhämtningsperiod under vilken rotationsenergin som användes under steget återhämtas. Det additiva effektsteget lämpar sig bäst för starka vindförhållanden främst där märkeffekt uppnås eftersom detta kan leda till att vindkraftverket inte behöver återhämta sig efter steget. Tekniken som används för de långvariga stödtjänsterna är istället att spilla vind. Detta utförs på bästa sätt igenom att bladvinkeln och det belastande momentet från generatoren justeras för att vindkraftverket producerar ett bestämt antal watt mindre jämfört med normaldrift. Denna metod kan således användas för att snabbt övergå mellan att spilla vind och normaldrift för att ändra effektproduktionen för vindkraftverket i enlighet med kraven för stödtjänsterna. Detta kan utföras mycket tillförlitligt och i alla vindförhållanden så länge det finns tillräcklig effekt att spilla. Även om vindkraft bedöms ha goda möjligheter för att kunna bidra med frekvensreglering i dagsläget finns det vissa förändringar av stödtjänster som kan utföras för att ytterligare underlätta för vindkraften. Förändringar av stödtjänster som anses underlätta för vindkraft kan vara att upphandlingen för dessa sker närmare inpå driften samt att mer alternativ för nedreglering introduceras.

Referenser

- [1] IPCC, "Summary for Policymakers," i *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Masson-Delmotte. V *et al.*, utg. Cambridge, United Kingdom och New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2021, kap. SPM, 1–41. [Online], Tillgänglig: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>. (hämtad 2022-04-05).
- [2] D. Kulin, "2021 Q4 statistics and forecast wind power sweden," *Svensk Vindenergi*, febr. 2022. [Online], Tillgänglig: https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2022/02/2021-Q4-statistics-and-forecast-wind-power-sweden_FINAL-2.pdf. (hämtad 2022-02-21).
- [3] Statistiska Centralbyrån, "Elförsörjning 2021," 2022. [Online], Tillgänglig: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/manatlig-elstatistik-och-byten-av-elleverantor/pong/tabell-och-diagram/elforsorjning/>. (hämtad 2022-02-21).
- [4] Svensk Vindenergi, "100 procent förnybart 2040 Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft," *Svensk Vindenergi*, okt. 2019. [Online], Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/10/Svensk-Vindenergi-100-F%C3%B6rnybart-2040-FINAL.pdf>.
- [5] E. Kilander och N. Modig, "Frekvensderivataskydd för kraftsystemet," Examensarbete, Avdelningen för industriella informations- och styrsystem, Kungliga tekniska högskolan, Stockholm, Sverige, 2014. [Online]. URL: <https://www.svk.se/siteassets/5.jobba-har/dokument-exjobb/frekvensderivataskydd-for-kraftsystemet.pdf>.
- [6] Svenska kraftnät, "Information om stödtjänster," 2020. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/>. (hämtad 2022-02-07).
- [7] —, "Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt." Tillgänglig: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt---3292104/>. (2021. [Online]), (hämtad 2022-04-03).
- [8] E. Håkansson, L. Johansson, F. Juthe och S. Rutfjäll, "En möjlig framtid för Gotlands elnät; smarta vindkraftverk med frekvensreglering," kandidatarbete, Institutionen för elektroteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2021. [Online], Tillgänglig: <https://odr.chalmers.se/bitstream/20.500.12380/302500/1/En%20m%C3%B6jlig%20framtid%20f%C3%B6r%20Gotlands%20eln%C3%A4t.pdf>.
- [9] D. Ahlqvist, J. Veerasamy, K. Balachandar, N. Sharma och V. A. Venkat, "Control of Frequency by Wind Power," Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2022.
- [10] Naturskyddsföreningen, "Vanliga frågor om vindkraft," mars 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/vanliga-fragor-om-vindkraft/>. (hämtad 2022-02-22).
- [11] M. Green och R. Ottvall, "Fåglar och vindkraft-olika arter olika risker," Naturvårdverket, Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/contentassets/3b2d5b1a1eca466e9841275cf9e6f0c2/faktablad-vindval-faglar-arter.pdf>. (hämtad 2022-02-27).
- [12] O. Strand, J. E. Colman, S. Eftestol, P. Sandström, A. Skarin och J. Thomassen, "Vindkraft och renar," Naturvårdverket, Stockholm, Sverige, 6799, 2018. [Online], Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/globalassets/media/publikationer-pdf/6700/978-91-620-6799-1.pdf>. (hämtad 2022-02-27).
- [13] M. Malafray och M. C. Öhman, "Rättsliga förutsättningar för havsbaserad vindkraft," Naturvårdverket, Stockholm, Sverige, 7028, 2022. [Online], Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/globalassets/media/publikationer-pdf/7000/978-91-620-7028-1.pdf>. (hämtad 2022-03-29).

- [14] Lena Bergström and Lena Kautsky and Torleif Malm and Hans Ohlsson and Magnus Wahlberg and Rutger Rosenberg and Nastassja Åstrand Capetillo, "Vindkraftens effekter på marint liv," 2012, Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/om-oss/publikationer/6400/vindkraftens-effekter-pa-marint-liv/>. (hämtad 2022-04-27).
- [15] Svenska kraftnät, "Systemdrifttillstånd – grundläggande dimensionering- och riskkoncept i ett mer flexibelt kraftsystem," 2019. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/contentassets/7dfa08444dab4d3abaa1adbbc38456c2b/systemdrifttillstanden.pdf>. (hämtad 2022-03-29).
- [16] J. Bruce, K. Yuen, A. Nasri, T. Jakobsson och O. Fångström, "Stabilitet i det nordiska kraftsystemet," Sweco Energy AB, Stockholm, Sverige, 2016. [Online], Tillgänglig: https://www.uniper.energy/sverige/sites/default/files/2018-11/uniper_-_stabilitet_i_det_nordiska_kraftsystemet.pdf. (hämtad 2022-03-29).
- [17] Svenska kraftnät, "Balansering av kraftsystemet," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/balansering-av-kraftsystemet/>. (hämtad 2022-02-20).
- [18] —, "Snabb frekvensreserv (FFR)," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/>. (hämtad 2022-02-20).
- [19] —, "Frekvensreserv Normal drift (FCR-N)," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-n/>. (hämtad 2022-02-20).
- [20] —, "Frekvenshållningsreserv störning uppreglering (FCR-D upp)," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-d-upp/>. (hämtad 2022-04-19).
- [21] —, "Frekvenshållningsreserv störning nedreglering (FCR-D ned)," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-d-ned/>. (hämtad 2022-04-19).
- [22] —, "Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR)," 2022. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/afrr/>. (hämtad 2022-02-20).
- [23] —, "Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR)," 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/mfrr/>. (hämtad 2022-02-20).
- [24] D. Karlsson, G. Power och A. Nordling, "Svängmassa i elsystemet, En underlagsstudie," Kungl. Ingenjörsvetenskaps-akademien, Stockholm, Sverige, 2016. [Online], Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvalel-svangmassa-c.pdf>. (hämtad 2022-03-23).
- [25] F. Krönert *et al.*, "Lösningar för det svenska kraftsystemets utveckling," Sweco Energy AB, Stockholm, Sverige, 2020. [Online], Tillgänglig: <https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Sweco-Det-svenska-kraftsystemets-utveckling.pdf>. (hämtad 2022-03-25).
- [26] N. b. M. Shukri och S. A. b. Jumaat, "ANN - Based Model for Prediction Electricity from Wind Energy," i *2021 IEEE 11th IEEE Symposium on Computer Applications Industrial Electronics (ISCAIE)*, 2021, s. 36–41. DOI: 10.1109/ISCAIE51753.2021.9431825.
- [27] Royal Academy of Engineering, "Wind Turbine Power Calculations. RWE npower renewables, Mechanical and Electrical Engineering Power Industry," 2010.
- [28] K. Bruhn, S. Lorensen och J. Svensson, "Wind Power – A Renewable Energy Source in Time," 2009.

- [29] M. Johari, M. Jalil och M. Shariff, "Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT).," *International Journal of Engineering and Technology(UAE)*, årg. 7, nr 4, s. 74–80, 2018. [Online], Tillgänglig: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edselc&AN=edselc.2-52.0-85054626735&site=eds-live&scope=site&authtype=guest&custid=s3911979&groupid=main&profile=eds>.
- [30] L. Zeni, A. Rudolph, J. Münster-Swendsen, I. Margaritis, D. Anca och P. Sorensen, "Virtual inertia for variable speed wind turbines," *Wind Energy*, årg. 16, sept. 2012. DOI: 10.1002/we.1549.
- [31] Y. Qi, H. Deng, X. Liu och Y. Tang, "Synthetic Inertia Control of Grid-Connected Inverter Considering the Synchronization Dynamics," *IEEE Transactions on Power Electronics*, årg. 37, nr 2, s. 1411–1421, 2022. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3106948.
- [32] G. Bao, Y. Li, X. He och F. Liu, "Virtual Synchronization Control Strategy of Direct Drive Permanent Magnet Wind Turbine under Load Shedding Operation Mode," i *2019 IEEE International Conference on Robotics and Biomimetics (ROBIO)*, 2019, 2263–2268. [Online]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8961432> (hämtad 2022-03-27).
- [33] S. Hanifi, X. Liu, Z. Lin och S. Lotfian, "A Critical Review of Wind Power Forecasting Methods-Past, Present and Future," *Energies*, årg. 13, juli 2020. DOI: 10.3390/en13153764.
- [34] Power Circle, "Stödtjänster från nya tekniker, faktablad från power circle," 2019. [Online], Tillgänglig: <https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/06/stodtjanster.pdf>. (hämtad 2022-04-19).
- [35] A. Grauers, *Elteknik*. Göteborg, Sverige: Chalmers Tekniska Högskola, 2002.
- [36] B. Lennartson, *Reglerteknikens grunder*, 4:9, uppl. Lund, Sverige: Studentlitteratur AB, 2002.
- [37] J. Aho, A. Buckspan, J. Laks m.fl., "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," i *2012 American Control Conference (ACC)*, 2012, 3120–3131. [Online]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6315180> (hämtad 2022-03-27).
- [38] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial och G. Scott, "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, NREL/TP-500-38060, 2009. [Online], Tillgänglig: <https://www.osti.gov/biblio/947422>. (hämtad 2022-03-27).
- [39] P. Sonkar och O. Rahi, "Review of European Grid Codes for Wind Farms and Their Implications for Wind Power Curtailments," okt. 2018, 17–19. [Online]. URL: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1257541/FULLTEXT01.pdf> (hämtad 2022-05-04).
- [40] —, "Contribution of wind power plants in grid frequency regulation: Current perspective and future challenges," vol. 45, 2021, 442–456. [Online]. URL: <https://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/0309524X19892899> (hämtad 2022-05-04).
- [41] M. Goldberg, C. Haag och P. Johansson, "Hub design for Hönö IV, three bladed individual pitch rotor," *Scandinavian wind*, Karlstad, Sverige, SWE-0068-C, 2018.
- [42] L. Suja-Thauvin, "Chalmers report, Hönö and V90 turbines in Ashes for FFR analysis," Simis AS, Trondheim, Norge, 2021-1001, 2021.

A Matlabkod

För att utföra simuleringen behövs först det följande Matlabskriptet köras för att sedan starta Simulink-modellen kallad Modell_NREL. Skriptet anropar kanaluppdelnings funktionen vilket delar upp mätdata i deras olika storheter, vindhastighet, baldvinkel, vinkelhastighet, mm. Kanaluppdelningen visas under Matlabskriptet och ska ligga i samma fil som detta.

```
1 clear
2
3 % ===== DC-generator komponenter: =====
4 J          = 1700/(20^2);      % Troghetsmoment [kgm^2]
5 b          = 0.1;             % Dampning
6 Kp         = 3;               % PI-reg
7 Ki         = 5;               % PI-reg
8 Km         = 1.3;             % Lankat flode [Vs]
9 Ra         = 0.5;             % Resistans [Ohm]
10
11 % ===== Nat: =====
12 J_nat      = 100; % 3
13 U_nat      = 300;
14 Nat_effekt = 262500; %255400; %262500
15
16 % ===== Vaxellada =====
17 Gear_ratio = 20;
18
19 % ===== NREL-reg: =====
20 Sampl_t    = 0.02;           % [s]           Sampling time of the
    controller
21 CornerFrequency = 10;        % [rad/s]       Corner frequency of the
    generator speed low pass filter
22 VS_CtInSp   = 5.7;           % [rad/s]       Cut-in generator speed
23 VS_RtPwr    = 17500;          % [W]         Rated generator power
24 VS_RtGnSp   = 7.45;          % [rad/s]       Rated generator speed
25 VS_Rgn3MP   = 1.6;           % [rad]         Pitch angle to stay in
    Region 3
26 VS_Slope15  = 1820;          % [W/(rad/s)] Slope of torque curve in
    Region 1.5
27 VS_Rgn2Sp   = 6.2;           % [rad/s]       Lower generator speed
    limit for Region 2.
28 VS_Rgn2K    = 24.5;          % [W/(rad/s)^2] Region 2 generator torque
    constant.
29 VS_TrGnSp   = 7.00;          % [rad/s]       Lower generator speed
    limit for Region 2.5.
30 VS_Slope25  = 2450;          % [W/(rad/s)] Slope of torque curve in
    Region 2.5
31 VS_SySp     = 6.5;           % [rad/s]       Generator speed where
    torque would be zero if in Region 2.5. (Construction help point.)
32 VS_MaxTq    = 4500;          % [Nm]         Maximum generator torque
33 VS_MaxRat   = 10000;         % [Nm/s]       Maximum generator torque
    rate
34 PC_MaxPit   = 1.5708;        % [rad]         Maximum allowed pitch
    angle (Fully feathered position)
```

```

35 PC_MinPit      = 0.104;          % [rad]           Minimum allowed pitch
    angle (Fully fine position)
36 PC_KP          = 0.35;          % [rad/(rad/s)] Pitch controller
    Proportional gain
37 PC_KI          = 0.22;          % [rad/(rad/s)] Pitch controller
    Integral gain
38 PC_KK          = 0.4;           % [rad]           The pitch angle at which
    the pitch sensitivity is double the pitch sensitivity at pitch = 0 rad.
39 PC_MaxRat      = 0.2;           % [rad/s]           Maximum allowed pitch
    rate
40 VS_SlPc        = 10;
41 StoppingPitchSpeed = 0.0349;     % Pitch rate when stopping the turbine
42 StartingPitchSpeed = -0.0249;    % [rad/s] Pitch rate when starting the
    turbine
43 PC_RefSpd      = 7.85;          % [rad/s] Reference generator speed
44 Run_Stop       = 1;
45
46 %===== Vindkraftverk parametrar =====
47 Lambda_opt=8.75;    % Optimal lambda
48 rho=1.225;          % [kg/m^3] Air density
49 d=16;               % [m] Turbine diameter
50 R = d/2;            % [m] Turbine radius
51 Cpmax=0.445;        % Maximum Power Coefficient of the turbine.
52 A=pi*R.^2;          % [m^2] Turbine area.
53
54 %===== Inlasning av matdata =====
55 filename = ['B1_CL3_20_220321_13_26_56.txt']; % Matfil med data
56 delimiterIn = '\t';
57 input = importdata(filename,delimiterIn);
58 kanaluppdelnig20220124; % Matdatan delas up i effekt, vindhastighet, mm.
59
60 %===== Stopping and Starting Pitch Speed Adjustment Near Feathered =====
61 SaS = [PC_MinPit 1;
62        PC_MaxPit*0.85 1;
63        PC_MaxPit*0.98 0.15;
64        PC_MaxPit*1.2 0.15;];
65
66 SaS_table = SaS(1:end,2:end);
67 SaS_BP = SaS(1:end,1)'; % Rad index for tabell
68
69
70 %===== Cp(lambda, Beta) tabell =====
71 load('CP_data.mat'); % Data for Cp tabell
72 breakpoints1 = data(2:end,1)'; % Rad index for tabell
73 breakpoints2 = data(1,2:end); % Kolumn index for tabell
74 table_data = data(2:end,2:end); % Output varden for tabell
75
76 %===== Max Cp for alla vinklar over 2 grader =====
77 Cp_B0 = table_data;
78 Cp_B0(:,1) = 0;
79 Max_Cp = [breakpoints1' max(Cp_B0')'];
80 Vector_data = max(Cp_B0')';

```

```

81
82 %===== Spill metod antal =====
83 breakpoints3 = flip(table_data(32,:)); % Rad index for bladvinkel tabel
84 for i = 2:15
85     breakpoints3(i)=breakpoints3(i-1)+1e-12;
86 end
87 Beta = flip(breakpoints2); %Varden for bladvinkel
88 Pspill = 7500; %Antal watt som spills
89
90 %===== Tid och effekt=====
91 time1=time-3730710412; % [s] For att matningarna ska borja pa t = 0
92 Pel=(DCV.* DCC)./1000; % [kW] Berakna elektrisk effekt (Pel) med
93 % DC-link spanning (DCV) and strom (DCC)
94 Eleff=0.85; % Generator varkningsgrad.
95 Pmec=Pel/ Eleff; % [kW] Mekanisk effekt
96
97 %===== Input till Simulink =====
98
99 % Generator hastighet
100 GenSpeed = timetable(seconds(time1), 2*pi*TurbSpeed2/60);
101
102 % Vind hastighet
103 wind = timetable(seconds(time1), WS30);
104
105 % Spets hastighet
106 V_tip = timetable(seconds(time1), (2*pi*TurbSpeed2)/60*R);
107
108 % Elektrisk effekt
109 P_mec = timetable(seconds(time1), Pmec*1000);
110
111 % Mekanisk effekt
112 P_el = timetable(seconds(time1), Pel*1000);
113
114 % Bladvinkel grader
115 Beta_angel = timetable(seconds(time1), PAB1);
116
117 % Bladvinkel radianer
118 B1_Pitch= timetable(seconds(time1), PAB1/180*pi);
119
120 % Bladvinkel radianer
121 B2_Pitch = timetable(seconds(time1), PAB2/180*pi);
122
123 % Bladvinkel radianer
124 B3_Pitch = timetable(seconds(time1), PAB3/180*pi);
125
126 % Generator moment
127 Moment = timetable(seconds(time1), GenTorqSP);
128
129 % Tillganglig effekt fran vindkraftverk
130 MPE = timetable(seconds(time1), MaxPwrEst);

```

```

1 %KANALUPPDELNING20211007.M
2 % Splits the matrix named input into different measured channel vectors.
3
4 % Chalmers wind turbine channel list valid after 2021-10-27.
5 time=input(:,1); %Time UTC+1 [s]
6 GenTorqSP=input(:,2); %Generator Torque SetPoint [Nm]
7 DCCREF=input(:,3); % DC-current ref [A]
8 PA_B1_SP=input(:,4); %Pitch Angle SetPoint Blade 1. [deg] All blades
   have the same setpoints.
9 YS=input(:,5); %Yaw Speed Hydraulic valve setpoint [%]
10 YDL=input(:,6); %Yaw Damping Left valve setpoint [%]
11 YDR=input(:,7); %Yaw Damping Right valve setpoint [%]
12 Dig_IO_Status=input(:,8); %Digital I/O States see sep table
13 SysMode=input(:,9); %Wind turbine controller Mode [enum]
14 DCC=input(:,10); %DC link generator Current [A]
15 DCV=input(:,11); %DC link generator Voltage [V]
16 XTurbSpeed1=input(:,12); %Rotor Speed sensor 1 [rpm] LP filtered , 20 000
   pulses/turn
17 TurbSpeed2=input(:,13); %Rotor Speed sensor 2 [rpm] 30 pulses/turn
18 B1Pos=input(:,14); %Blade 1 Position [deg] Increasing 0 -360 at
   forward rotation , Zero when blade 1 is straight up.
19 GTEMP1=input(:,15); %Generator TEMPeratue sensor 1 [degC]
20 GTEMP4=input(:,16); %Generator TEMPeratue sensor 4 [degC]
21 AIRTN=input(:,17); %AIR Temperature, Nacelle [degC]
22 HOP=input(:,18); %Hydraulic Oil Pressure [bar]
23 HYMP1=input(:,19); %Hydraulic Yaw Motor Pressure side 1 [bar]
24 HYMP2=input(:,20); %Hydraulic Yaw Motor Pressure side 2 [bar]
25 NAX1=input(:,21); %Nacelle Accelerometer X direction 1 [m/s2]
   Accelerometer 1 is in front
26 NAX2=input(:,22); %Nacelle Accelerometer X direction 2 [m/s2] All
   accelerometer directions are relative to nacelle. X is axial (turbine
   shaft) dir. + is towards stern
27 NAY1=input(:,23); %Nacelle Accelerometer Y direction 1 [m/s2] Y
   is sideways. + is towards Starboard
28 NAY2=input(:,24); %Nacelle Accelerometer Y direction 2 [m/s2]
   Accelerometer 2 is mounted in rear part
29 NAZ1=input(:,25); %Nacelle Accelerometer Z direction 1 [m/s2]
   Note the 5 deg tilt of the nacelle. Z is "vertical". + is upwards.
30 NAZ2=input(:,26); %Nacelle Accelerometer Z direction 2 [m/s2]
31 YP=input(:,27); %Yaw Position 0 - (5 * 360) deg [deg] YS MOD
   360 equals compass direction.
32 WDNA=input(:,28); %Wind Direction Nacelle Analog [deg]
33 AIRHNA=input(:,29); %AIR Humidity Nacelle [rel %BRDTEMP=input(:,23)
   ; %Brake Disc TEMPerature [deg C] IR sensor
34 BRDTEMP=input(:,30); %Brake Disc TEMPeraturev [degC]
35 PAB1=input(:,31); %Pitch Angle Blade 1 [deg]
36 PAB2=input(:,32); %Pitch Angle Blade 2 [deg]
37 PAB3=input(:,33); %Pitch Angle Blade 3 [deg]
38 B1POS=input(:,34); %Blade 1 POSition (Voltage from sector system)
39 B2POS=input(:,35); %Blade 2 POSition (Voltage from sector system)
40 B3POS=input(:,36); %Blade 3 POSition (Voltage from sector system)
41 R24VMON=input(:,37); %Rotating system 24V MONitor [V]

```

42	AIRHH1=input (:,38);	%AIR Humidity Hub 1 [rel %]
43	AIRTH1=input (:,39);	%AIR Temperature Hub 1 [deg C]
44	RST2=input (:,40);	%Rotor Shaft Torque [Nm]
45	B1EMR=input (:,41);	%Blade 1 Edge Moment Root [V/V]
46	B1FMR=input (:,42);	%Blade 1 Flap Moment Root [V/V]
47	B2EMR=input (:,43);	%Blade 2 Edge Moment Root [V/V]
48	B2FMR=input (:,44);	%Blade 2 Flap Moment Root [V/V]
49	B3EMR=input (:,45);	%Blade 3 Edge Moment Root [V/V]
50	B3FMR=input (:,46);	%Blade 3 Flap Moment Root [V/V]
51	B1FM20A=input (:,47);	%Blade 1 Flap Moment 2.0 meter a Upwind [V/V]
52	B1FM20B=input (:,48);	%Blade 1 Flap Moment 2.0 meter a Downwind [V/V]
53	B1FM35A=input (:,49);	%Blade 1 Flap Moment 3.5 meter a Upwind [V/V]
54	B1FM35B=input (:,50);	%Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Downwind [V/V]
55	B1FM50A=input (:,51);	%Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Upwind [V/V]
56	B1FM50B=input (:,52);	%Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Downwind [V/V]
57	B2FM20A=input (:,53);	%Blade 2 Flap Moment 2.0 meter a Upwind [V/V]
58	B2FM20B=input (:,54);	%Blade 2 Flap Moment 2.0 meter a Downwind [V/V]
59	B2FM35A=input (:,55);	%Blade 2 Flap Moment 3.5 meter a Upwind [V/V]
60	TMBNS=input (:,56);	%Tower Moment, Base North-South [Nm]
61	TMBEW=input (:,57);	%Tower Moment, Base East-West [Nm]
62	WD30=input (:,58);	%Wind Direction 30 m height met mast [deg] 10
	Hz update frequency	
63	WS30=input (:,59);	%Wind Speed, 30 m height met mast (m/s) 10 Hz
	update frequency	
64	WDN=input (:,60);	%Wind Direction Nacelle (relative YP) [deg] 2
	Hz update frequency	
65	WSN=input (:,61);	%Wind Speed Nacelle (m/s) 2 Hz update frequency
66	Marker=input (:,62);	%Not in use
67	TMBTOR=input (:,63);	%Tower Moment Base TORSion [V/V]
68	OptRpm=input (:,64);	%Optimal Rpm [rpm]
69	WindEst=input (:,65);	%Wind Estimation [m/s]
70	MaxPwrEst=input (:,66);	%Max Power Estimation/Available Power [kW]

De mätfiler med motsvarande tidkonstanter för att mätningarna ska börja på $t = 0$ som använts i arbetet är:

- “B1.CL3_20_220124_12_47_29.txt” med tidkonstant -3725869649 för att beskriva vindkraftverkets simulerade beteende samt resultatet av uppskattningen av den tillgängliga effekten.
- “B1.CL3_20_220321_13_26_56.txt” med tidkonstant -3730710412 för matningarna av spilla vind med faktor av tillgänglig effekt.
- “B1.CL3_20_220425_10_42_58.txt” tillsammans med “B1.CL3_20_220425_11_13_00.txt” och med tidkonstant -3733724578 för matningarna av spilla vind med bestämt antal watt.
- “B1.CL3_20_220425_11_43_02.txt” med tidkonstant -3733728178 för matningarna av de additiva effekstegen.
- “B1.CL3_20_220425_12_13_04.txt” med tidkonstant -3733729978 för matningarna av det låsta effeksteg.

B $C_p(\lambda, \beta)$ tabell

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	2	4	6	8	10	12	14	16
2	1	0.0130	0.0130	0.0140	0.0140	0.0140	0.0140	0.0140	0.0150	0.0150
3	1.2500	0.0170	0.0170	0.0170	0.0170	0.0180	0.0180	0.0180	0.0190	0.0190
4	1.5000	0.0200	0.0200	0.0210	0.0210	0.0220	0.0220	0.0230	0.0240	0.0250
5	1.7500	0.0230	0.0230	0.0240	0.0250	0.0260	0.0280	0.0290	0.0310	0.0330
6	2	0.0250	0.0270	0.0280	0.0300	0.0310	0.0340	0.0370	0.0410	0.0450
7	2.2500	0.0280	0.0300	0.0320	0.0350	0.0390	0.0440	0.0490	0.0550	0.0600
8	2.5000	0.0310	0.0340	0.0380	0.0440	0.0510	0.0580	0.0650	0.0730	0.0810
9	2.7500	0.0340	0.0400	0.0480	0.0580	0.0670	0.0750	0.0860	0.0960	0.0980
10	3	0.0400	0.0500	0.0630	0.0750	0.0850	0.0990	0.1100	0.1130	0.1090
11	3.2500	0.0490	0.0650	0.0800	0.0930	0.1100	0.1250	0.1300	0.1260	0.1170
12	3.5000	0.0630	0.0820	0.0980	0.1180	0.1390	0.1470	0.1450	0.1340	0.1200
13	3.7500	0.0810	0.1020	0.1230	0.1510	0.1640	0.1640	0.1550	0.1400	0.1200
14	4	0.1010	0.1240	0.1570	0.1800	0.1850	0.1770	0.1620	0.1420	0.1170
15	4.2500	0.1210	0.1560	0.1900	0.2050	0.2010	0.1870	0.1670	0.1420	0.1120
16	4.5000	0.1470	0.1920	0.2200	0.2260	0.2140	0.1950	0.1690	0.1390	0.1040
17	4.7500	0.1850	0.2250	0.2460	0.2420	0.2240	0.2000	0.1690	0.1340	0.0940
18	5	0.2220	0.2570	0.2680	0.2560	0.2320	0.2030	0.1680	0.1260	0.0810
19	5.2500	0.2540	0.2840	0.2860	0.2680	0.2390	0.2040	0.1640	0.1180	0.0670
20	5.5000	0.2840	0.3070	0.3020	0.2770	0.2440	0.2050	0.1580	0.1070	0.0490
21	5.7500	0.3130	0.3290	0.3150	0.2850	0.2460	0.2020	0.1520	0.0930	0.0300
22	6	0.3380	0.3470	0.3260	0.2920	0.2490	0.1990	0.1430	0.0780	0.0090
23	6.2500	0.3610	0.3620	0.3360	0.2970	0.2490	0.1950	0.1320	0.0610	1.4000e-12
24	6.5000	0.3810	0.3750	0.3440	0.3000	0.2480	0.1890	0.1200	0.0420	3.9000e-12
25	6.7500	0.3990	0.3850	0.3500	0.3030	0.2460	0.1820	0.1070	0.0220	6.7000e-12
26	7	0.4130	0.3940	0.3550	0.3040	0.2430	0.1740	0.0920	1.0000e-13	9.9000e-12
27	7.2500	0.4230	0.4010	0.3590	0.3050	0.2390	0.1640	0.0750	2.6000e-12	1.3100e-11
28	7.5000	0.4310	0.4060	0.3620	0.3040	0.2340	0.1550	0.0560	4.9000e-12	1.6400e-11
29	7.7500	0.4360	0.4110	0.3650	0.3030	0.2290	0.1420	0.0360	7.7000e-12	1.9800e-11
30	8	0.4400	0.4140	0.3670	0.3020	0.2220	0.1280	0.0150	1.0600e-11	2.4200e-11
31	8.2500	0.4430	0.4160	0.3680	0.2990	0.2150	0.1140	9.0000e-13	1.3700e-11	2.8600e-11
32	8.5000	0.4440	0.4180	0.3680	0.2960	0.2060	0.0970	3.1000e-12	1.6800e-11	3.3400e-11
33	8.7500	0.4450	0.4180	0.3670	0.2920	0.1980	0.0800	5.6000e-12	2.0500e-11	3.8500e-11
34	9	0.4450	0.4180	0.3660	0.2870	0.1880	0.0630	8.3000e-12	2.4700e-11	4.3800e-11
35	9.2500	0.4430	0.4180	0.3650	0.2820	0.1780	0.0430	1.1400e-11	2.9300e-11	4.9400e-11
36	9.5000	0.4410	0.4170	0.3630	0.2760	0.1660	0.0240	1.4000e-11	3.4000e-11	5.5300e-11
37	9.7500	0.4380	0.4150	0.3600	0.2690	0.1530	1.0000e-03	1.6800e-11	3.9000e-11	6.1400e-11
38	10	0.4350	0.4120	0.3560	0.2620	0.1400	2.0000e-12	2.0000e-11	4.4200e-11	6.7900e-11
39	10.2500	0.4300	0.4090	0.3520	0.2540	0.1250	4.6000e-12	2.4200e-11	4.9600e-11	7.4600e-11
40	10.5000	0.4250	0.4060	0.3480	0.2460	0.1130	7.0000e-12	2.8600e-11	5.5200e-11	8.1600e-11
41	10.7500	0.4190	0.4020	0.3420	0.2380	0.0950	9.8000e-12	3.3200e-11	6.1100e-11	8.8900e-11
42	11.2500	0.4050	0.3920	0.3300	0.2180	0.0600	1.5800e-11	4.2900e-11	7.3600e-11	1.0420e-10
43	11.5000	0.3970	0.3860	0.3240	0.2100	0.0380	1.9000e-11	4.8100e-11	8.0200e-11	1.1230e-10
44	11.7500	0.3880	0.3790	0.3160	0.1970	0.0160	2.1800e-11	5.3500e-11	8.7100e-11	1.2060e-10
45	12	0.3780	0.3730	0.3080	0.1840	2.0000e-13	2.4600e-11	5.9000e-11	9.4200e-11	1.2910e-10

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36
2	0.0150	0.0150	0.0160	0.0160	0.0170	0.0170	0.0180	0.0190	0.0200	0.0210
3	0.0200	0.0210	0.0210	0.0220	0.0240	0.0250	0.0270	0.0280	0.0290	0.0300
4	0.0260	0.0280	0.0300	0.0320	0.0340	0.0360	0.0380	0.0380	0.0380	0.0360
5	0.0360	0.0390	0.0410	0.0440	0.0470	0.0470	0.0460	0.0430	0.0390	0.0340
6	0.0490	0.0530	0.0560	0.0580	0.0570	0.0540	0.0480	0.0420	0.0340	0.0260
7	0.0660	0.0700	0.0700	0.0660	0.0600	0.0530	0.0440	0.0340	0.0240	0.0140
8	0.0840	0.0810	0.0760	0.0680	0.0580	0.0470	0.0350	0.0220	0.0100	1.0000e-13
9	0.0950	0.0880	0.0770	0.0650	0.0510	0.0370	0.0220	0.0070	7.0000e-13	1.8000e-12
10	0.1010	0.0880	0.0740	0.0580	0.0410	0.0230	0.0050	1.1000e-12	2.5000e-12	3.7000e-12
11	0.1030	0.0860	0.0670	0.0480	0.0270	0.0060	1.4000e-12	3.1000e-12	4.4000e-12	5.9000e-12
12	0.1010	0.0800	0.0570	0.0330	0.0090	1.4000e-12	3.5000e-12	5.2000e-12	6.8000e-12	8.4000e-12
13	0.0960	0.0710	0.0440	0.0160	1.2000e-12	3.7000e-12	5.8000e-12	7.5000e-12	9.4000e-12	1.0900e-11
14	0.0890	0.0600	0.0280	5.0000e-13	3.5000e-12	6.1000e-12	8.1000e-12	1.0200e-11	1.2200e-11	1.3500e-11
15	0.0790	0.0440	0.0090	2.8000e-12	6.1000e-12	8.8000e-12	1.0900e-11	1.3200e-11	1.5000e-11	1.6100e-11
16	0.0660	0.0260	1.5000e-12	5.3000e-12	8.8000e-12	1.1400e-11	1.4000e-11	1.6300e-11	1.7800e-11	1.8700e-11
17	0.0500	0.0060	3.9000e-12	8.2000e-12	1.1700e-11	1.4500e-11	1.7300e-11	1.9500e-11	2.0700e-11	2.1400e-11
18	0.0330	1.7000e-12	6.7000e-12	1.1300e-11	1.4700e-11	1.7900e-11	2.0800e-11	2.2600e-11	2.3500e-11	2.4000e-11
19	0.0130	4.4000e-12	9.8000e-12	1.4500e-11	1.8100e-11	2.1600e-11	2.4300e-11	2.5700e-11	2.6400e-11	2.6500e-11
20	1.0000e-12	7.2000e-12	1.3000e-11	1.7900e-11	2.1700e-11	2.5400e-11	2.7700e-11	2.8800e-11	2.9300e-11	2.9100e-11
21	3.5000e-12	1.0300e-11	1.6600e-11	2.1500e-11	2.5700e-11	2.9400e-11	3.1100e-11	3.2000e-11	3.2100e-11	3.1800e-11
22	6.4000e-12	1.3600e-11	2.0300e-11	2.5400e-11	2.9900e-11	3.3200e-11	3.4600e-11	3.5200e-11	3.4900e-11	3.4600e-11
23	9.4000e-12	1.7300e-11	2.4400e-11	2.9500e-11	3.4200e-11	3.7100e-11	3.8200e-11	3.8300e-11	3.7900e-11	3.7600e-11
24	1.2700e-11	2.1100e-11	2.8600e-11	3.3900e-11	3.8700e-11	4.1000e-11	4.1700e-11	4.1400e-11	4.1100e-11	4.0700e-11
25	1.6200e-11	2.5500e-11	3.3000e-11	3.8500e-11	4.3100e-11	4.4900e-11	4.5100e-11	4.4700e-11	4.4300e-11	4.3900e-11
26	1.9600e-11	3.0200e-11	3.7500e-11	4.3400e-11	4.7600e-11	4.8800e-11	4.8600e-11	4.8200e-11	4.7800e-11	4.7300e-11
27	2.3900e-11	3.5100e-11	4.2300e-11	4.8400e-11	5.2100e-11	5.2700e-11	5.2200e-11	5.1800e-11	5.1300e-11	5.0900e-11
28	2.8500e-11	4.0100e-11	4.7200e-11	5.3600e-11	5.6500e-11	5.6500e-11	5.6000e-11	5.5600e-11	5.5100e-11	5.4600e-11
29	3.3500e-11	4.5200e-11	5.2500e-11	5.8900e-11	6.0900e-11	6.0500e-11	6.0000e-11	5.9500e-11	5.8900e-11	5.8400e-11
30	3.8700e-11	5.0500e-11	5.7900e-11	6.4200e-11	6.5200e-11	6.4600e-11	6.4100e-11	6.3500e-11	6.3000e-11	6.2400e-11
31	4.4300e-11	5.5800e-11	6.3700e-11	6.9500e-11	6.9600e-11	6.8900e-11	6.8400e-11	6.7800e-11	6.7200e-11	6.6600e-11
32	5.0000e-11	6.1400e-11	6.9700e-11	7.4600e-11	7.4000e-11	7.3400e-11	7.2800e-11	7.2200e-11	7.1600e-11	7.0900e-11
33	5.5900e-11	6.7100e-11	7.5900e-11	7.9600e-11	7.8600e-11	7.8100e-11	7.7400e-11	7.6800e-11	7.6100e-11	7.5400e-11
34	6.2100e-11	7.3100e-11	8.2200e-11	8.4600e-11	8.3500e-11	8.2900e-11	8.2200e-11	8.1500e-11	8.0800e-11	8.0100e-11
35	6.8400e-11	7.9300e-11	8.8600e-11	8.9500e-11	8.8500e-11	8.7900e-11	8.7100e-11	8.6400e-11	8.5700e-11	8.4900e-11
36	7.4800e-11	8.5900e-11	9.4800e-11	9.4600e-11	9.3800e-11	9.3000e-11	9.2200e-11	9.1500e-11	9.0700e-11	8.9900e-11
37	8.1400e-11	9.2700e-11	1.0100e-10	9.9900e-11	9.9200e-11	9.8300e-11	9.7500e-11	9.6700e-11	9.5900e-11	9.5100e-11
38	8.8200e-11	9.9800e-11	1.0700e-10	1.0540e-10	1.0470e-10	1.0380e-10	1.0300e-10	1.0220e-10	1.0130e-10	1.0050e-10
39	9.5100e-11	1.0700e-10	1.1300e-10	1.1110e-10	1.1050e-10	1.0950e-10	1.0870e-10	1.0780e-10	1.0690e-10	1.0600e-10
40	1.0230e-10	1.1440e-10	1.1900e-10	1.1700e-10	1.1640e-10	1.1540e-10	1.1450e-10	1.1360e-10	1.1270e-10	1.1180e-10
41	1.0960e-10	1.2190e-10	1.2510e-10	1.2320e-10	1.2250e-10	1.2150e-10	1.2050e-10	1.1960e-10	1.1860e-10	1.1770e-10
42	1.2490e-10	1.3710e-10	1.3760e-10	1.3620e-10	1.3530e-10	1.3420e-10	1.3320e-10	1.3210e-10	1.3110e-10	1.3010e-10
43	1.3290e-10	1.4480e-10	1.4410e-10	1.4300e-10	1.4190e-10	1.4080e-10	1.3980e-10	1.3870e-10	1.3760e-10	1.3650e-10
44	1.4100e-10	1.5250e-10	1.5090e-10	1.4990e-10	1.4880e-10	1.4770e-10	1.4650e-10	1.4540e-10	1.4430e-10	1.4320e-10
45	1.4920e-10	1.6030e-10	1.5790e-10	1.5710e-10	1.5590e-10	1.5470e-10	1.5350e-10	1.5240e-10	1.5120e-10	1.5010e-10

	21	22
1	38	40
2	0.0220	0.0230
3	0.0300	0.0290
4	0.0330	0.0280
5	0.0280	0.0210
6	0.0170	0.0100
7	0.0040	4.0000e-13
8	1.1000e-12	2.1000e-12
9	2.9000e-12	4.0000e-12
10	4.9000e-12	6.1000e-12
11	7.3000e-12	8.3000e-12
12	9.6000e-12	1.0500e-11
13	1.2000e-11	1.2800e-11
14	1.4400e-11	1.5000e-11
15	1.6800e-11	1.7200e-11
16	1.9200e-11	1.9300e-11
17	2.1600e-11	2.1500e-11
18	2.3900e-11	2.3700e-11
19	2.6300e-11	2.6100e-11
20	2.8900e-11	2.8600e-11
21	3.1500e-11	3.1200e-11
22	3.4300e-11	3.4000e-11
23	3.7200e-11	3.6900e-11
24	4.0300e-11	3.9900e-11
25	4.3500e-11	4.3100e-11
26	4.6900e-11	4.6400e-11
27	5.0400e-11	4.9900e-11
28	5.4100e-11	5.3600e-11
29	5.7900e-11	5.7400e-11
30	6.1900e-11	6.1300e-11
31	6.6000e-11	6.5400e-11
32	7.0300e-11	6.9700e-11
33	7.4800e-11	7.4100e-11
34	7.9400e-11	7.8700e-11
35	8.4200e-11	8.3500e-11
36	8.9200e-11	8.8400e-11
37	9.4300e-11	9.3500e-11
38	9.9700e-11	9.8800e-11
39	1.0520e-10	1.0430e-10
40	1.1090e-10	1.1000e-10
41	1.1670e-10	1.1580e-10
42	1.2900e-10	1.2800e-10
43	1.3550e-10	1.3440e-10
44	1.4210e-10	1.4100e-10
45	1.4890e-10	1.4780e-10



CHALMERS