



CHALMERS



Utveckling och implementering av styrlogik för ett hybridkraftssystem i ö-drift

En studie med fokus på Chalmers vindkraftsanläggning med vindkraftverk, solceller och batterier

Kandidatarbete vid Elektroteknik

Seán Berglund, William Blomkvist, Filip Hellstadius,
John Kinnander, Linnéa Ruther och Martin Sandqvist

INSTITUTIONEN FÖR Elektroteknik

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg 2026

www.chalmers.se

KANDIDATARBETE 2026

Utveckling och implementering av styrlogik för ett hybridkraftssystem i ö-drift

En studie med fokus på Chalmers vindkraftsanläggning med
vindkraftverk, solceller och batterier

Seán Berglund, William Blomkvist, Filip Hellstadius, John
Kinnander, Linnéa Ruther och Martin Sandqvist



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2026

Utveckling och implementering av styrlogik för ett hybridkraftsystem i ö-drift

En studie med fokus på Chalmers vindkraftsanläggning med vindkraftverk, solceller och batterier

Seán Berglund, William Blomkvist, Filip Hellstadius, John Kinnander,
Linnéa Ruther och Martin Sandqvist

© S. Berglund, W. Blomkvist, F. Hellstadius, J. Kinnander, L. Ruther, M. Sandqvist
2026.

Handledare: Prof. Ola Carlson, Institutionen för Elektroteknik
Examinator: PA. Jimmy Ehnberg, Institutionen för Elektroteknik

Kandidatarbete 2026
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Skriven i L^AT_EX
Göteborg 2026

Abstract

The purpose of this study is to contribute to the development of a robust power grid by developing and evaluating a control system for a hybrid power system in island mode with a wind turbine, solar cells, and a battery, using Chalmers wind power plant as a basis. This has been achieved through the development of a simulation model, whose control functions were subsequently implemented at the facility to enable islanded operation. The control system was not tested using a battery. Instead, the main grid was used as a simulated battery. Power consumption data for a house in Gothenburg was compiled into three load profiles with distinct characteristics. The control system was evaluated using the load profiles in six tests at the wind power plant. Results show that the simulation model aligns with measured data from the facility and that the control system operates as intended. Furthermore, the study identifies several areas of future development, such as the implementation of a battery at Chalmers wind power plant. The study shows that the control is applicable to the facility and can be adapted to other similar hybrid power systems, marking a step towards the advancement of islanded operation and a resilient and robust power grid.

Sammanfattning

Syftet med detta arbete är att bidra till utvecklingen av ett robust elnät genom att utveckla och utvärdera ett styrsystem för ett hybridkraftsystem i ö-drift med ett vindkraftverk, solceller och ett batteri, med Chalmers vindkraftsanläggning som utgångspunkt. Detta har gjorts genom utveckling av en simuleringsmodell vars styrlogik sedan implementerats på anläggningen för att möjliggöra styrning av ö-drift. Styrningen har inte testats på ett batteri. Istället har det allmänna elnätet använts som ett simulerat batteri. Effektförbrukningen för en villa i Göteborg har sammanställts till tre lastprofiler med olika karaktäristik. Lastprofilerna har använts vid utvärdering av styrmodellen genom sex mätningar vid vindkraftsanläggningen. Resultaten visar att simuleringsmodellen stämmer väl överens med uppmätta värden vid anläggningen och att styrningen fungerar som avsett. En identifiering av framtida utvecklingspunkter presenteras även i arbetet, såsom implementeringen av ett batteri på anläggningen. Rapporten visar att styrningen är applicerbar på anläggningen och kan anpassas till andra liknande hybridkraftsystem, vilket är ett steg mot utvecklingen av ö-drift och ett resilient och robust elnät.

Förord

Tack Ola Carlson för ditt engagemang och vägledning genom hela arbetet, speciellt med din breda kunskap och passion kring vindkraftverk och ö-drift. Tack Magnus Ellsén för att du har implementerat vår styrlogik i LabVIEW på Chalmers vindkraftsanläggning och för att du har tagit dig tid att vara med oss där ute samtidigt som vi testat. Vi vill även tacka katten Zingo för ett väl utfört arbete som glädjespridare.

Seán Berglund, William Blomkvist, Filip Hellstadius, John Kinnander,
Linnéa Ruther och Martin Sandqvist, Göteborg, Maj 2026

Ordlista

- AC - Växelspänning
- DC - Likspänning
- GFM - Nätformande omriktare, även kallad nätbildande omriktare
- Hybridkraftsystem - Ett kraftsystem som kombinerar flera olika energikällor, i detta arbete vindkraft, solenergi och batterilager, för att tillsammans försörja en last med el.
- Lastfrånkoppling - En kontrollerad bortkoppling av elektriska laster för att upprätthålla stabil ö-drift vid effektunderskott.
- Lastprofil - En beskrivning av hur den elektriska lasten i en anläggning varierar över tid. Till exempel hur effektförbrukningen i en villa varierar under ett dygn.
- MAE - Medelabsolutfelet
- RMSE - Rotmedelkvadratfelet
- rpm - Varv per minut
- SoC - State of Charge, även kallat batteriets laddningsnivå.
- Ö-drift - Drift i ett elnät bortkopplat från det allmänna elnätet.

Innehåll

Ordlista	vii
Figurer	xi
Tabeller	xiv
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	3
1.3 Uppgifter	3
1.4 Avgränsningar	3
2 Teoretiskt ramverk	5
2.1 Effektbalans och ö-drift	5
2.2 Vindkraft	6
2.2.1 Vindkraftverkets huvudkomponenter	6
2.2.2 Vindens uppkomst	7
2.2.3 Energi och effekt i vinden	8
2.2.4 Vindkraftverks omvandling av energi	9
2.2.5 Begränsningar i effektuttag	10
2.3 Solceller	11
2.4 Batterier	12
2.5 Omriktare i ö-driftssystem	13
2.6 Hushållslaster och energiförbrukning för villor	14
2.7 Laststyrning och lastfrånkoppling	15
2.8 Modell för vindhastighetsprediktion	15
2.8.1 Tidserieanalys	16
2.8.2 Modeller	16
2.8.3 Validering av modellen	17
3 Chalmers vindkraftsanläggning	18
3.1 Vindkraftsystemets integration	18
3.2 Batterisystemet	20
3.3 Integration av solcellssystemet	20
3.4 Laster	20

4	Metod	21
4.1	Modellutveckling och databearbetning	21
4.1.1	Framtagning av lastprofil	21
4.1.2	Modellutveckling i Simulink	22
4.1.3	Modell för vindhastighetsprediktering	22
4.2	Testning och utvärdering	24
4.2.1	Mätvariabler	24
4.2.2	Uppmätning av lastreläers till- och frånslagstid	26
5	Simuleringsmodell och styrlogik	27
5.1	Översikt av simuleringsmodell och styrlogik	27
5.2	Vindkraftverket i modellen	29
5.3	Batteri- och lastlogik	31
5.3.1	Laststyrning	31
5.3.2	Effektbegränsning	34
5.3.3	Batteri	35
5.4	Uppmätning av lastreläers till-och frånslagningstid	36
6	Resultat	37
6.1	Effektförbrukning över ett dygn för en villa i Göteborg	37
6.2	Resultat från styrlogiken på Chalmers vindkraftsanläggning	39
6.2.1	Höglastmätning 1	39
6.2.2	Höglastmätning 2	42
6.2.3	Mätning med utökad batterikapacitet	46
6.2.4	Medellastmätning	49
6.2.5	Låglastmätning 2	51
6.2.6	Låglastmätning 1	54
6.3	Jämförelse mellan simuleringsmodell och mätning på Chalmers vindkraftsanläggning	56
6.3.1	Simulering av höglastmätning 1	56
6.3.2	Simulering av höglastmätning 2	58
6.3.3	Simulering av utökad batterikapacitet	60
6.3.4	Simulering av medellastmätningen	62
6.3.5	Simulering av låglastmätning 1 och 2	65
6.4	Jämförelse av tidigare vinddata mot vind vid mätning	66
6.5	Resultat av modellen för vindhastighetsprediktion	66
7	Diskussion	69
7.1	Utvärdering av styrlogiken på Chalmers vindkraftsanläggning	69
7.1.1	Laststyrning	69
7.1.2	Batteristyrning	70
7.1.3	Varvtal och bladvinkel	71
7.2	Jämförande diskussion mellan simuleringsmodell och Chalmers vindkraftsanläggning	72
7.2.1	Avsaknad av startfunktion i simuleringen	72
7.2.2	Styrning av fel effekt på Chalmers vindkraftsanläggning	72
7.2.3	Fläktar drar annan effekt än förväntat	73

7.2.4	Användning och framtidssäkring	74
7.3	Analys av lastprofiler och strategi för lastfrånkoppling	74
7.3.1	Tolkning av lastprofiler	74
7.3.2	Strategi för lastfrånkoppling	75
7.4	Utvärdering av modellen för vindhastighetsprediktion	76
7.5	Metoddiskussion och begränsningar	78
7.6	Samhälleliga och etiska aspekter av ö-drift med hybridkraftsystem . .	79
7.7	Framtida arbete	81
8	Slutsats	83
	Referenser	84
A	Bilagor	I
A.1	Alternativ Simuleringsmodell	I

Figurer

2.1	Vindkraftverket och dess olika delar	7
2.2	Effektkoefficientkarta som visar beroendet av C_p på λ och β i Chalmers vindkraftverk på Björkö	10
3.1	Planerat framtida elektriskt schema över Chalmers vindkraftsanläggning, översatt till svenska [48]	18
3.2	Chalmers vindkraftverks varvtal-momentkurva	19
5.1	Effektbalans i systemet	27
5.2	Flödesschema över hur styrlogiken fungerar	28
5.3	Översiktsbild över Simulinkmodellen med ett batteri-och lastblock och ett vindkraftsblock.	29
5.4	Blockschema över vindkraftverket och dess styrsystem.	30
5.5	Blockschema över modellen för vindspillning.	30
5.6	Översiktsbild över batteri-och lastlogiken.	31
5.7	Blockschema över lastdiskretisering.	32
5.8	Blockdiagram som beskriver val av styrsignal till fläktstyrningen.	32
5.9	Fläktstyrning	33
5.10	Simulinkblock som beräknar eventuell lastreducering och effektbegränsning.	33
5.11	Blockschema över hur den generade effekten och systemets last, används för att reglera batteriets SoC. Blocket "Batteri - integreringsdel" innehåller det som visas i figur 5.12.	35
5.12	Blockschema över batteriet i modellen som ger batteriets SoC.	35
6.1	Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg söndagen den 16 februari 2025 som var den dag under 2025 som villan hade högst energiförbrukning	37
6.2	Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg fredagen den 4 april 2025 som var den dag under 2025 som villan hade energiförbrukning närmast medelvärdet	38
6.3	Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg fredagen den 18 juli 2025 som var den dag under 2025 med lägst energiförbrukning	38
6.4	Uppmätt last och lastprofil för höglastmätning 1	39
6.5	Genererad effekt på Chalmers vindkraftsanläggning under höglastmätning 1	40

6.6	SoC och effekt till batteriet under höglastmätning 1	40
6.7	Varvtal och bladvinkel i vindkraftverket under höglastmätning 1	41
6.8	Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden under höglastmätning 1	42
6.9	Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden under höglastmätning 2	42
6.10	Uppmätt last och lastprofil för höglastmätning 2	43
6.11	SoC och effekt till batteriet höglastmätning 2	43
6.12	Genererad effekt från systemet höglastmätning 2	44
6.13	Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket höglastmätning 2	45
6.14	Uppmätt last och lastprofil för mätning med stort batteri	46
6.15	SoC och effekt till batteriet vid mätning med stort batteri.	46
6.16	Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket vid mätning med stort batteri.	47
6.17	Genererad effekt från systemet vid mätning med stort batteri.	47
6.18	Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden vid mätning med stort batteri	48
6.19	Uppmätt last och lastprofil under medellastmätningen	49
6.20	SoC och effekt till batteri under medellastmätningen	50
6.21	Genererad effekt av systemet under medellastmätningen	50
6.22	Uppmätt last och lastprofil låglastmätning 2	51
6.23	Genererad effekt av systemet låglastmätning 2	52
6.24	Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket låglastmätning 2	52
6.25	SoC och effekt till batteriet låglastmätning 2	53
6.26	Uppmätt last och lastprofil för låglastmätning 2	53
6.27	Uppmätta last och lastprofil låglastmätning 1	54
6.28	SoC och effekt till batteriet låglastmätning 1	55
6.29	Genererad effekt av systemet låglastmätning 1	55
6.30	Simulerad och uppmätt SoC vid höglastprofil 1	56
6.31	Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid höglastprofil 1	57
6.32	Simulerad och uppmätt last vid höglastprofil 1	57
6.33	Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från vindkraftverket vid höglastprofil 1	58
6.34	Simulerad och uppmätt SoC vid höglastprofil 2	58
6.35	Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid höglastprofil 2	59
6.36	Simulerad och uppmätt last vid höglastprofil 2	59
6.37	Simulerad och uppmätt SoC vid höglastprofil 2	60
6.38	Simulerad och uppmätt SoC vid utökad batterikapacitet	60
6.39	Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid utökad batterikapacitet	61
6.40	Simulerad och uppmätt last vid utökad batterikapacitet	61
6.41	Simulerad och uppmätt max tillåten effekt från vindkraftverket vid utökad batterikapacitet	62
6.42	Simulerad och uppmätt SoC vid medellastmätning	63
6.43	Simulerad och uppmätt last vid medellastmätning	63

6.44	Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från vindkraftverket vid medellastmätning	64
6.45	Simulerad och uppmätt SoC från låglastmätning 1	65
6.46	Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från låglastmätning 2	65
6.47	Resultat av modellen för vindhastighetsprediktion	67
6.48	MAE jämförelse mellan XGBoost och baselinemodellen för de längre prediktionshorisonterna	68
6.49	Resultat för prediktion med horisont +10 s som jämförs med den faktiska mätdatan	68
A.1	Översiktsbild på den alternativa Simulinkmodellen	I
A.2	Subsystem- P_vind_faktisk	II
A.3	Subsystem- P_last_faktisk	III
A.4	Subsystem- SoC och reläer	IV
A.5	Subsystem- deltaP	IV

Tabeller

2.1	Effektförbrukning för apparater med låg förbrukning [54]	14
2.2	Effektförbrukning för apparater med mellanförbrukning [54]	14
2.3	Effektförbrukning för apparater med hög förbrukning [54]	14
4.1	Mätvariabler från Chalmers vindkraftverksanläggning	25
5.1	Medelvärde för reläers till-och frånslagstid.	36
6.1	Vinddata 23 april på Chalmers vindkraftsanläggning	66
6.2	Vinddata 28 april på Chalmers vindkraftsanläggning. Värden anges i enheten m/s	66
6.3	Värden för MAE och RMSE	67

1

Inledning

I takt med att extrema väderhändelser, cyberattacker och geopolitiska konflikter blir vanligare, ökar risken för störningar och långvariga strömavbrott, vilket gör behovet av tillförlitlig elförsörjning allt viktigare [1]. För att säkerställa en stabil elproduktion vid sådana kritiska situationer behöver kraftsystemen bli bättre på att motstå och snabbt återhämta sig från störningar. Hybridkraftsystem som kombinerar vindkraft, solenergi och batterier erbjuder en möjlighet att uppnå detta. Smart styrning av ett sådant system möjliggör en kontinuerlig elförsörjning bortkopplad från det allmänna elnätet, så kallad ö-drift.

Detta kandidatarbete utgår från Chalmers vindkraftsanläggning på Björkö i Göteborgs skärgård, där ett system studeras som består av ett vindkraftverk, solceller, kontrollerbara laster, samt ett batterilager i implementationsfas. En tidigare simuleringsmodell av anläggningen har erhållits som startpunkt för arbetet [2]. Arbetet ska förbereda anläggningen för framtida ö-drift genom simulering och styrlogikutveckling samt mätningar på anläggningen där det allmänna elnätet nyttjas som ett simulerat batterilager.

1.1 Bakgrund

Ö-drift har fått en allt större betydelse som ett sätt att öka elsystemets resiliens [3]. Ö-drift är ett drifttillstånd i elnätet där elproducenter och elanvändare i ett geografiskt område driver produktion och förbrukning utan anslutning till det omkringliggande elnätet. Begreppet kommer från att elnätet i området drivs som på en ö, isolerat från det större elnätet och opåverkat av dess tillstånd.

Traditionellt har ö-drift använts som en tillfällig lösning vid strömavbrott, där förbränningsmotorer kopplade till generatorer försörjer en avgränsad anläggning tills spänningen i det omkringliggande nätet har återkommit [4]. Denna form av ö-drift har framför allt tillämpats för att upprätthålla samhällsviktiga verksamheter såsom sjukhus, mobilmaster och polisstationer, så att dessa ska förses med el även när omkringliggande fastigheter står strömlösa. I takt med att andelen förnybara energikällor ökat har även intresset vuxit för en modern form av ö-drift, där exempelvis vindkraft, solceller och batterilager kan användas för att balansera lokal produktion och förbrukning [5].

Modern ö-drift medför tekniska utmaningar i jämförelse med nätansluten drift [6]. När stödet från det stora elnätet försvinner, måste spännings- och frekvenshållning hanteras lokalt. Effektbalansen, det vill säga balansen mellan produktion och förbrukning, är väsentlig för att undvika instabilitet i systemet. I system med begränsad roterande massa, såsom vindturbiner, reduceras den naturliga trögheten i elnätet, vilket medför en känslighet för snabba förändringar och störningar. Detta ställer höga krav på styrning, reglerstrategier och samverkan mellan produktion, last och energilagring.

En central utmaning vid ö-drift med vind- och solkraft är att effektproduktionen varierar över tid och inte kan regleras fritt på samma sätt som i konventionella kraftverk. Variationerna kan delas in i snabba, medelsnabba och långsamma förändringar [7]. Snabba variationer kan exempelvis orsakas av vindbyar eller passerande moln, medan dygnsvariationer i solinstrålning och vindförhållanden sker över längre tid. Därutöver behöver säsongsvariationer, såsom skillnader mellan sommar och vinter beaktas. Dessa variationer skapar ett behov av energilagring och styrning för att kontinuerligt balansera producerad och förbrukad effekt i ö-drift [8]. Vikten av balansen grundar sig i elnätets stabilitet där en obalans mellan produktion och konsumtion direkt leder till att frekvensen ändras från sitt önskade värde.

I ett storskaligt elnät, som det allmänna, dämpas frekvensförändringar delvis av stora kraftverk med hög roterande tröghet [9]. Vid ö-drift saknas detta stöd, vilket innebär att effektbalansen måste hanteras lokalt genom exempelvis batterilagring, laststyrning och begränsning av produktionen [3]. Batteriet kan ta upp överskottseenergi och leverera effekt vid underskott, medan vindkraftverkets produktion kan begränsas genom exempelvis bladvinkelstyrning. Tillsammans bidrar dessa åtgärder till att hålla frekvens och spänning inom säkra gränser och därmed undvika instabil drift [10], [11], [12].

När den tillgängliga elproduktionen och energilagret inte räcker för att möta efterfrågan kan effektbalansen upprätthållas genom att förbrukningen reduceras. Detta kan ske genom laststyrning eller lastfrånkoppling, där vissa laster tillfälligt begränsas eller kopplas bort. I detta arbete behandlas lastfrånkoppling som en del av styrstrategin för att anpassa hushållslaster till den tillgängliga effekten i ö-drift.

1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att bidra till utvecklingen av ett robust elsystem genom att utveckla och utvärdera en styrlogik för ett hybridkraftssystem i ö-drift, med Chalmers vindkraftsanläggning som utgångspunkt. Styrlogiken ska möjliggöra balansering mellan produktion, energilagring och last. Dessutom syftar arbetet till att undersöka hur hushållslaster kan anpassas till systemets tillgängliga effekt genom laststyrning och lastfrånkoppling.

1.3 Uppgifter

För att uppfylla arbetets syfte delas arbetet in i ett antal uppgifter kopplade till modellering, styrlogik, simulering och utvärdering av hybridkraftssystemet. Arbetet omfattar också framtagning av olika hushållsbaserade lastprofiler samt analys av hur verktyg som laststyrning och lastfrånkoppling kan användas för att anpassa systemets tillgängliga effektförbrukning. För att uppfylla arbetets syfte definieras följande uppgiftspunkter:

- Vidareutveckla och anpassa en simuleringsmodell av elsystemet vid Chalmers vindkraftsanläggning i MATLAB/Simulink, så att modellen kan användas för att studera ö-drift i ett hybridkraftssystem.
- Utveckla och utvärdera en styrlogik för batteri, produktion och last så att batteristyrningen bidrar till att begränsa batteriets SoC, det vill säga laddningsnivå, inom ett förutbestämt intervall. Lasten ska kunna anpassas efter systemets tillgängliga effekt.
- Utvärdera simuleringen genom jämförelse med mätningar från Chalmers vindkraftsanläggning.
- Kartlägga en normal effektförbrukning över ett dygn för en villa i Göteborg och använda denna som underlag för lastprofiler i simulering och test.
- Simulera systemets beteende vid varierande genererad effekt samt vid olika lastprofiler.
- Föreslå och diskutera en strategi för lastfrånkoppling av hushållslaster utifrån systemets tillgängliga effekt.
- Skapa en modell som genom maskininlärning förutsäger framtida vindhastigheter baserat på vindhistorik från Chalmers vindkraftsanläggning och utvärdera denna.

1.4 Avgränsningar

För att tydliggöra omfattningen av arbetet har ett antal avgränsningar gjorts. Simuleringen och styrlogiken avgränsas till Chalmers vindkraftsanläggning. Det är denna anläggning som används för modellering och validering. Chalmers vindkraftsanläggning är enbart i bruk under bevakad drift av ansvarig ingenjör, och därför måste mätningarna begränsas till kortare tidsperioder.

Komponentutveckling ingår inte i arbetet, och de komponenter som används i simuleringen är de som ingår i eller planeras för Chalmers vindkraftsanläggning. På grund av att batteriet inte var färdiginstallerat vid mättillfällena genomförs ingen fullständig experimentell ö-drift med batteri. I de fysiska testerna används istället det externa elnätet som ett batterilager för att efterlikna effektutbyte med batteriet. Arbetet behandlar enbart litiumjonbatterier, då det är de som är aktuella för Chalmers vindkraftsanläggning. Inte heller långtidseffekter som batteriets degradering, åldrande och temperaturpåverkan över tid kommer att kunna valideras. Detta kräver mer detaljerad batterimodellering än vad arbetet omfattar. Ingen ekonomisk analys kommer att genomföras i arbetet, då arbetet enbart undersöker den tekniska möjligheten att styra ö-driften.

Lastprofiler som används i studien kommer att begränsas till villor och därför kommer inga industriella laster att undersökas, eftersom det är den storleken som vindkraftsanläggningen är dimensionerad för. I de fysiska mätningarna representeras dessa hushållslaster av byggfläktar, vilket innebär att enskilda hushållsapparaters dynamik inte undersöks.

Arbetet fokuserar på styrningen av aktiv effekt, batteriets laddningsnivå och lastanpassning. Detaljerad modellering och reglering av spänning, frekvens och anläggningens omriktares interna styrsystem undersöks inte i studien, men ingår i det teoretiska ramverket då dessa är centrala för ö-drift. Den tidigare simuleringsmodellen som arbetet använder som grund antas fungera som avsett. Därför avgränsas studien till att vidareutveckla modellen genom tillägg av funktioner för batteri- och solstyrning samt laststyrning. Detta snarare än att omarbeta eller validera det befintliga styrsystemet.

2

Teoretiskt ramverk

I detta avsnitt presenteras relevant teori som ligger till grund för arbetet. Avsnittet omfattar effektbalans för ett system, vindkraftens funktion och begränsningar, solceller, batteriers roll för energilagring, SoC, hur spänning och frekvens hålls stabilt i ö-drift och frekvensomriktare. Även effektförbrukningen i en villa och lastfrånkoppling kommer att presenteras här samt teori rörande modellen för vindhastighetsprediktion.

2.1 Effektbalans och ö-drift

I ett elsystem måste den aktiva effekten som produceras vid varje tidpunkt balanseras med den aktiva effekten som förbrukas [13]. Skillnaden mellan produktion och förbrukning kan skrivas som

$$\Delta P = P_{\text{gen}} - P_{\text{load}}, \quad (2.1)$$

där P_{gen} representerar producerad aktiv effekt och P_{load} är den totala aktiva lasten. För stabil drift hålls ΔP nära noll, då effektbalansen är direkt associerad med systemets frekvens. Denna koppling mellan effektbalans och ett systems rotationshastighet kan beskrivas av generatorns svängkvation [14]

$$T_{\text{mec}} - T_{\text{el}} = J \frac{d\omega}{dt}. \quad (2.2)$$

Där T_{mec} är det mekaniska vridmomentet från turbinen, T_{el} är det elektriska vridmomentet, J systemets tröghetsmoment och ω är rotationshastigheten. Om produktionen ökar, så att $T_{\text{mec}} > T_{\text{el}}$, kommer frekvensen i systemet att öka och vid effektunderskott kommer frekvensen i systemet att minska. Vid nätansluten drift kan ett lokalt system erbjuda stöd från det externa elnätet vid variationer i produktion och last. Detta stöd saknas i ö-drift, vilket gör systemet beroende av den lokala produktionen, energilagring och laststyrning [5], [15]. Ö-driftssystem är därför mer känsliga för snabba förändringar i produktion och förbrukning [5], särskilt i system med hög andel av exempelvis solceller och vindkraft, där produktionen till stor del är omriktaransluten och den naturliga roterande trögheten därför är begränsad [16]. Moderna vindkraftverk kan i stället bidra till frekvensreglering genom att styra den producerade effekten vid frekvensförändringar, exempelvis med hjälp av bladvinkelstyrning [17].

För att jämna ut skillnader mellan produktion och last för ett ö-driftsystem kan ett batterilager användas [18]. Vid effektöverskott laddas batteriet, medan det vid effektunderskott levererar aktiv effekt till systemet. På så sätt kan batteriet agera som en lokal effektreserv, dock begränsad av dess laddningsnivå, State of Charge (SoC). Om den tillgängliga produktionen och effektreserven inte räcker för att försörja lasten behöver förbrukningen reduceras [15]. Detta kan göras genom laststyrning, där lasten anpassas efter tillgänglig effekt, eller genom lastfrånkoppling, där vissa laster kopplas bort.

2.2 Vindkraft

Vindkraftverket utgör en av produktionskällorna i hybridkraftsystemet och omvandlar vindens rörelseenergi till elektrisk energi. Eftersom vinden varierar med tiden så varierar även effektproduktionen, vilket påverkar effektbalansen i ö-drift. Vindkraftverkets roll är central för att möjliggöra stabil reglering mellan produktion och last. För att förstå vindkraftverkets roll i styrningen behandlas därför dess huvudkomponenter, sambandet mellan vindhastighet och tillgänglig effekt, samt hur effektuttaget kan begränsas genom exempelvis bladvinkelstyrning.

2.2.1 Vindkraftverkets huvudkomponenter

Ett vindkraftverk har flera beståndsdelar som tillsammans möjliggör omvandlingen från vind till elektrisk energi där figur 2.1 visar några av dessa delar. De är relevanta då de avgör hur vindens rörelseenergi omvandlas till elektrisk effekt och hur effektuttaget kan regleras. I ett hybridkraftsystem är framför allt rotorn, bladvinkelsystemet, generatoren och kraftelektroniken centrala, eftersom de påverkar såväl den producerade effekten som möjligheten att begränsa produktionen vid överskott.

Rotor

Rotorn består av rotorblad, nav och bladvinkelsystem, se figur 2.1 [19]. Det är rotorbladen på ett vindkraftverk som interagerar med vinden och omvandlar luftens rörelse till mekaniskt moment [20]. Navet är delen av rotorn som bladen är kopplade till och sitter samman med huvudaxeln [19]. När bladen snurrar roterar även navet och därmed huvudaxeln. Bladvinkelsystemet möjliggör vridning av bladen kring sin längdaxel och reglerar på så sätt effekten som tas ut från vindkraftverket [19]. Detta är viktigt för ö-drift, där produktionen kan behöva begränsas vid effektöverskott [5], [15].

Huvudaxel och drivlina

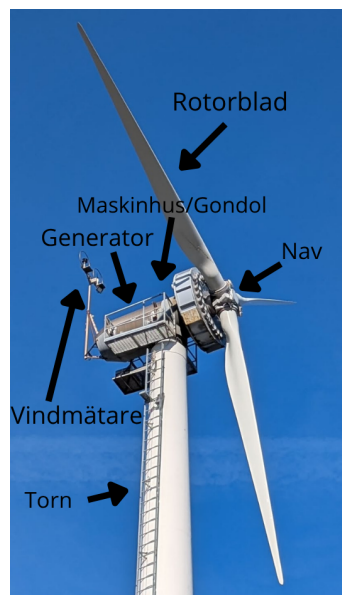
Den mekaniska rotationen från rotorn överförs via huvudaxeln, som utgör en del av drivlinan och vidare till generatoren [19]. Drivlinan innehåller ibland en växellåda som ökar rotationshastigheten till generatoren för att säkerställa effektiv drift [21]. För detta arbete är drivlinan främst relevant eftersom den utgör länken mellan vindens mekaniska energi och den elektriska effekt som senare modelleras och styrs.

Generator och kraftelektronik

Generatoren, se figur 2.1 omvandlar den mekaniska rotationsenergin till elektrisk energi [19]. Kraftelektroniken omvandlar generatorns variabla spänning och frekvens till en nätanpassad spänning med elnätets nominella frekvens och möjliggör samtidigt reglering av aktiv och reaktiv effekt. Det möjliggör noggrann styrning av spänning och ström samt anpassning till elnätets frekvens [22]. I ö-drift blir kraftelektronikens reglerande funktion därför särskilt viktig, eftersom systemet behöver kunna hantera variationer i produktion utan stöd från det externa elnätet.

Maskinhus, torn och fundament

Dessa komponenter utgör vindkraftverkets yttre struktur. Maskinhuset, även kallad gondol, innehåller de flesta tekniska komponenterna, såsom generator, drivlina och styrutrustning [23]. Maskinhuset kan vridas, vilket gör att vindturbinen kan riktas mot den rådande vindriktningen. Tornet placerar rotorn på en höjd där vindarna är starkare och mer stabila. Fundamentet förankrar vindkraftverket och dimensioneras för att klara de höga mekaniska belastningar som uppstår under drift [24]. Det finns även en vindmätare placerad på gondolens bakre ände [23]. Dessa delar är viktiga för vindkraftverkets funktion, men behandlas inte vidare i styrlogiken.



Figur 2.1: Vindkraftverket och dess olika delar

2.2.2 Vindens uppkomst

För att studera styrningen av vindkraft är det gynnsamt att besitta grundläggande kunskap om vind och hur den skapas. Vind är i sin enklaste beskrivning ett flöde av luft i atmosfären [25]. Tryckskillnader i atmosfären utgör grunden för detta flöde. Luften rör sig från områden med högtryck till områden med lågtryck. Rörelsen liknar hur vatten rinner från högre nivå till lägre nivå när det ges möjlighet att göra det. Genom Corioliseffekten blir vinden efterhand nästan vinkelrät mot tryckskillnadens riktning. Detta skapar en virvelliknande bana av flöde mellan hög- och lågtryck.

Det som orsakar tryckskillnaderna i atmosfären är solens ojämna uppvärmning [26]. Jorden värms upp som mest runt ekvatorn. Varm luft stiger på grund av lägre densitet och skapar därigenom ett lågtryck. På ett liknande sätt sjunker den kalla luften kring polerna, vilket leder till högtryck. Trycksystemen kan sedan förflytta sig genom stora jetströmmar och atmosfärens cirkulationsmönster [27].

2.2.3 Energi och effekt i vinden

För att beskriva vindkraftverkets produktion i simuleringsmodellen behövs ett samband mellan vindhastighet och tillgänglig effekt i vinden. Vindens kinetiska energiflöde ligger till grund för att beräkna vindkraftverkets effektuttag i den tidigare simuleringsmodell som detta arbete vidareutvecklar. Vindens energi kommer från en luftmassas förflyttning, det vill säga den rörelseenergi som är förknippad med denna [28]. Det är således luftens hastighet och massa som avgör hur mycket energi som finns tillgänglig. När luft passerar genom ett område, exempelvis en vindturbin, kan en del av luftens rörelseenergiflöde omvandlas till mekanisk och därefter elektrisk energi.

Eftersom vindkraftverk kontinuerligt omvandlar energi från passerande luft, är det framför allt vindens effektinnehåll, alltså energi per tidsenhet, som behandlas i modellen. Den tillgängliga effekten i vinden erhålls som tidsderivatan av luftens kinetiska energi enligt ekvation (2.3). Med hjälp av formler från *Physics Handbook* [29] kan effekten skrivas som

$$P = \frac{dE_k}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{mv^2}{2} \right) \quad (2.3)$$

där v är vindens hastighet mot rotorn och antas vara konstant enligt stationärt flöde. E_k representerar rörelseenergin hos luftmassan som passerar genom rotorns svepta area och m är luftmassan. Under antagande om stationärt och inkompressibelt flöde ges massflödet av

$$\frac{dm}{dt} = \rho Av. \quad (2.4)$$

I ekvationen (2.4) är A arean som luften passerar genom och ρ luftens densitet. Ett uttryck för den kinetiska energin per sekund som passerar genom arean A , under de idealiserade antaganden som angavs ovan, ges av

$$P_{\text{luft}} = \frac{1}{2} \rho Av^3. \quad (2.5)$$

Uttrycket visar att den tillgängliga effekten i vinden ökar linjärt med luftens densitet och svept area, men kubiskt med vindhastigheten. Den energi som finns i vinden kan beräknas antingen som den kinetiska energin hos en viss luftmassa eller som den effekt, energi per tidsenhet, som transporteras genom en given area. För vindkraftverk är den senare beskrivningen särskilt relevant, eftersom den anger hur mycket effekt som finns tillgänglig för turbinen varje sekund och är den som är härledd ovan. Detta representerar den totala tillgängliga effekten i vinden innan hänsyn tas till turbinens aerodynamiska begränsningar.

2.2.4 Vindkraftverks omvandling av energi

Ett vindkraftverk utvinner energi ur vinden genom att omvandla dess rörelseenergi till mekanisk energi [30]. När luften träffar vindkraftverkets rotorblad uppstår aerodynamisk lyft- och tryckkraft. Bladen kan liknas vid vingarna på ett flygplan, där lyftkraften är den huvudsakliga kraften som driver turbinens rotation. Det vridmoment som uppstår runt rotorns axel överförs till en generator, där den mekaniska rotationsenergin omvandlas till elektrisk energi som sedan kan användas.

För att kvantitativt beskriva hur mycket energi som kan utvinnas används ofta en idealiserad actuator-disk-modell, där luftflödet antas vara stationärt, inkompressibelt och endimensionellt samt utan förluster och rotation i vakströmmen [31]. I modellen betraktas rotorn som en skiva som bromsar luftflödet och därigenom tar ut energi ur vinden. Genom att jämföra vindens hastighet före och efter turbinen kan den kraft som vinden överför till rotorn bestämmas. Med en omskrivning av Newtons andra lag från rörelsemängdsbalans över rotorskivan kan kraften uttryckas enligt

$$F = \frac{dm}{dt}(v_1 - v_2), \quad (2.6)$$

där v_1 är vindhastigheten framför rotorn, v_2 hastigheten bakom rotorn och \dot{m} massflödet genom rotorskivan. Den effekt som turbinen utvinner ges då av

$$P = Fv', \quad (2.7)$$

där v' är lufthastigheten i rotorskivan. Uttrycket representerar den mekaniska effekten som överförs till rotorn. Samma effekt kan även skrivas som förändringen i luftens kinetiska energi enligt

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt}(v_1^2 - v_2^2) \quad (2.8)$$

som efter likhet med ekvation (2.7) kombinerad med ekvation (2.8) med utbrytning av v' ger

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.9)$$

Detta innebär att hastigheten i rotorskivan motsvarar medelvärdet av hastigheterna uppströms och nedströms. Med massflödet som beskrivs enligt

$$\frac{dm}{dt} = \rho Av' \quad (2.10)$$

erhålls slutligen ekvation (2.11) som beskriver det energiflöde som turbinen extraherar ur vinden där A representerar arean som vindturbinens blad sveper. Detta uttryck fås genom insättning av massflödet i effektuttrycket

$$P_{turbin} = \rho A \frac{(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{4}. \quad (2.11)$$

Effektkoefficienten C_p definieras som förhållandet mellan utvunnen effekt och den tillgängliga effekten i vinden enligt

$$C_p = \frac{P_{turbin}}{\frac{1}{2} \rho A v^3}, \quad (2.12)$$

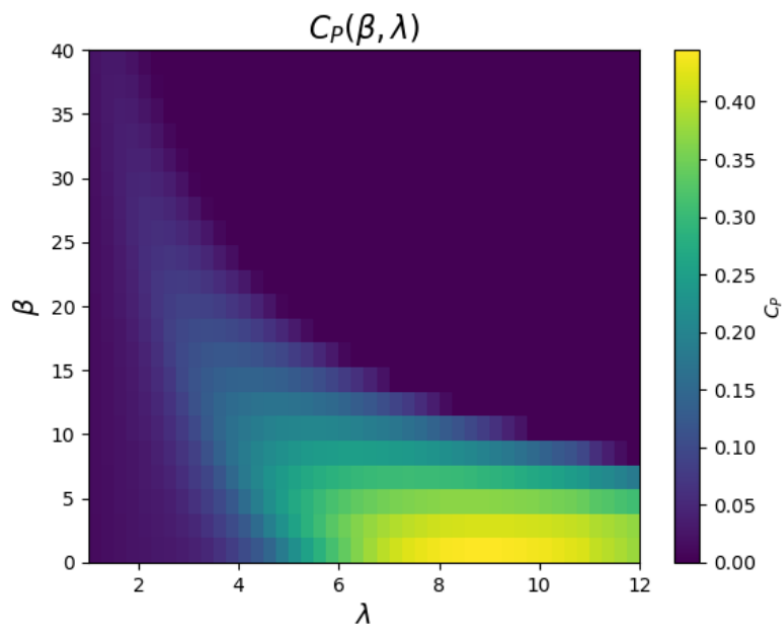
där v avser den obehindrade strömmens hastighet mot turbinen (v_1). Detta uttryck utgör grunden för den maximala verkningsgrad som behandlas i följande avsnitt. Resultatet gäller under de idealiserade antaganden som actuator-disk-modellen bygger på.

2.2.5 Begränsningar i effektuttag

Det finns begränsningar för hur stor effekt som vid varje tillfälle kan utvinnas från ett vindkraftverk [32]. Dessa begränsningar beror dels på hur stor andel av vindens tillgängliga effekt som teoretiskt kan omvandlas till mekanisk effekt, dels på praktiska begränsningar i turbin, generator och kraftelektronik. De huvudsakliga begreppen kopplade till dessa begränsningar är effektkoefficienten C_p , bladvinkel β och förhållandet mellan vindkraftverkets bladspets hastighet och vindens hastighet, det så kallade löptalet, λ som ges av

$$\lambda = \frac{v_{spets}}{v_{vind}}. \quad (2.13)$$

Effektkoefficienten C_p beskriver hur stor andel av vindens kinetiska effekt som kan omvandlas till mekanisk effekt i turbinen och är en funktion av lufthastigheten innan och efter turbinen, vilken i sin tur beror på bladvinkeln β och löptalet λ . Det finns ett teoretiskt maximalt värde för C_p på cirka 0,59, samt ett optimalt värde på λ . Denna övre gräns följer av Betz lag. Betz lag beskriver hur kravet på att luften måste fortsätta strömma genom rotorn begränsar hur stor andel av vindens energi som kan utvinnas. I praktiska tillämpningar kan vindkraftverk inte nå det maximala värdet på grund av förluster [33]. På Chalmers vindkraftsanläggning är effektkoefficienten 0,45 och löptalet λ 9. Relationen mellan C_p , β och λ finns i figur 2.2.



Figur 2.2: Effektkoefficientkarta som visar beroendet av C_p på λ och β i Chalmers vindkraftverk på Björkö

Vindkraftverk är konstruerade för en specificerad märkeffekt, där komponenter såsom generator och kraftelektronik dimensioneras efter denna effektnivå [34]. Vid drift är det önskvärt att begränsa den producerade effekten till turbinens märkeffekt. Det är därför nödvändigt att spilla vind när effektuttaget riskerar att bli för högt, vilket innebär att effektkoefficienten C_p reduceras [35]. Detta åstadkoms vanligtvis genom att styra vinkeln på rotorbladen, alltså bladvinkeln β . Vid låga vindhastigheter optimeras vinkeln för maximalt effektuttag, medan den vid höga vindhastigheter justeras för att begränsa effekten och skydda turbinen från överbelastning.

För ö-driftsystem är effektbegränsning också relevant när den tillgängliga produktionen överstiger den effekt som kan tas upp av lasten och batterilagret [3]. Om batteriet exempelvis är nära sin övre SoC-gräns och lasten är låg, kan vindkraftverkets effektuttag behöva reduceras för att upprätthålla effektbalans. På så sätt kan bladvinkelstyrning användas som en del av styrstrategin för att hantera effektöverskott i ett hybridkraftsystem [32], [35].

2.3 Solceller

Solen är en av de största tillgängliga förnybara energikällorna [36]. Solceller består av ett material med halvledaregenskaper som kan omvandla solens strålar till elektricitet genom den fotovoltaiska effekten [37]. En solcell ger låg spänning, och därför används solpaneler som är en sammansättning av flera solceller.

De faktorer som har störst påverkan på effektuttaget är var solpanelen placeras geografiskt, i vilket väderstreck panelen monteras och vilken lutning den har [38]. Utöver dessa parametrar varierar produktionen kraftigt beroende på tid på året och tid på dygnet. Månaderna April till Augusti står för 65-75 % av den årliga elproduktionen. Förutom kortvariga faktorer som varierande molnighet är det solens höjd över horisonten som avgör hur mycket solinstrålning som når solpanelen vid en given tidpunkt. För solpaneler i söderläge blir produktionen vanligtvis som störst mitt på dagen.

Solenergi producerar likström. Eftersom elnätet är baserat på växelström måste denna likström omvandlas innan den kan matas in i systemet [37]. Därför ingår en växelriktare som omvandlar likströmmen till växelström och kopplar samman solpanelerna med övriga komponenter i systemet.

I ett hybridkraftsystem i ö-drift innebär variationer i solcellsproduktion att systemet behöver kunna hantera både effektöverskott och effektunderskott, eftersom variationer i vind- och solproduktion skapar ett behov av energilagring och styrning för att balansera producerad och förbrukad effekt [8]. Vid hög solinstrålning och låg last måste energi lagras genom en batterireserv eller hanteras genom annan styrning såsom att koppla från solceller eller öka lasten. Vid låg solinstrålning måste energitillförseln hanteras av andra energikällor som vindkraft eller batterilagring. Annars måste lasten reduceras. På grund av dess varierande produktion sätter solcellerna krav på batteristyrning och lastanpassning [3], [8].

2.4 Batterier

Ett batteri är en elektrokemisk energilagringseenhet som omvandlar kemisk energi till elektrisk energi [39]. Batteriet i ett hybridkraftsystem i ö-drift används som en lokal effektreserv. Batteriet laddas vid effektöverskott och levererar vid effektunderskott aktiv effekt till systemet. Det ser på så sätt till att minska skillnaden mellan produktion och last, vilket är centralt för att upprätthålla effektbalans när produktionen från vindkraft och solceller varierar.

För att veta hur mycket energi det finns i ett batteri används begreppet State of Charge, SoC [40]. SoC anger hur mycket energi som finns kvar i ett batteri och är ett indirekt mått på laddningstillståndet i förhållande till dess maximala kapacitet och uttrycks i procent. För att användas som en effektreserv bör batteriets SoC hållas inom ett lämpligt driftintervall [41]. Om SoC är för låg kan batteriet inte leverera effekt, och om SoC är för hög kan inte batteriet ta emot effekt. Dessutom bör driftintervallet begränsas då batteriets livslängd påverkas negativt vid fullständig uppladdning eller urladdning. I ett ö-driftssystem är det alltså SoC som avgör hur styrningen ska ske, exempelvis om batteriet kan laddas, laddas ur eller om lasten behöver reduceras.

I detta arbete behandlas litiumjonbatterier, eftersom det är den batterityp som är aktuell vid Chalmers vindkraftsanläggning. Litiumjonbatterier är vanligt förekommande i moderna energisystem och kännetecknas av hög energitäthet och lång livslängd jämfört med flera andra batterityper. Verkningsgraden hos litiumjonbatterier ligger på omkring 96,4 % vilket innebär att en liten del av energin går förlorad vid laddning och urladdning av batteriet [42]. Även temperaturen påverkar verkningsgraden där den sjunker något vid låga temperaturer.

Ett batteris livslängd påverkas bland annat av dess laddnings- och urladdningsmönster. Det är negativt för livslängden att ladda batteriet till mycket hög SoC-nivå ofta eller ladda ur det [43]. För att förlänga batterilivslängden kan batteriladdningen begränsas till ett driftintervall inom ett lämpligt SoC. Vid urladdning av ett litiumjonbatteri oxideras anoden i batteriet, vilket frigör litiumjoner som vandrar mot katoden genom elektrolyten [44]. Samtidigt rör sig elektroner genom den yttre kretsen och utför ett elektriskt arbete. Vid laddning sker det omvända, där litiumjonerna återvänder till anoden med hjälp av tillförd elektrisk energi. Batteriets spänning påverkas av skillnaden i elektrokemisk potential mellan anod och katod, vilket beror på jonernas fördelning i batteriet [45]. Vid laddning lagras energi genom att jonerna förflyttas till anoden, och vid urladdning frigörs energin när de återvänder till katoden. Detta skapar en koncentrationsdifferens av joner mellan anod och katod, och det är denna skillnad i koncentration som driver spänningen. Detta innebär att batteriets utspänning påverkas av SoC. Om ett batteris SoC är för låg kan utspänningen bli för låg för att vara användbar, vilket motiverar en undre gräns för driftintervallet.

Batterier kan även användas för frekvensreglering och stabilisering av elnät då de kan bidra med snabba förändringar i effektutbyte [46], [47]. I moderna elsystem där

andelen växelriktarbaserad förnybar elproduktion ökar är detta särskilt relevant. Dessa system saknar den naturliga svängmassa som finns i traditionella kraftverk med stora roterande generatorer. I det studerade hybridkraftsystemet har batteriet dessutom en central funktion genom att försörja en nätbildande, Grid-forming, GFM, omriktare [48]. Den nätbildande omriktaren etablerar det lokala nätets spänning och frekvens vid ö-drift och fungerar därmed som en referens för nätföljande, grid-following, GFL, enheter. För att kunna injicera effekt i systemet är vindkraftverket och solcellerna beroende av denna nätreferens. Vid för låga SoC-nivåer har GFM-omriktaren inte längre förmågan att upprätthålla nätet. De nätföljande omriktarna kan då inte heller fortsätta leverera effekt. I detta arbete ligger fokus på batteriets roll i aktiv effektbalans och styrning av SoC, snarare än detaljerad frekvensreglering, men nedan ingår ett avsnitt om frekvensen i ett elnät som teoretisk bakgrund till varför effektbalans är viktig.

2.5 Omriktare i ö-driftssystem

Historiskt har synkronmaskiner använts för att skapa och stabilisera spänning och frekvens i elsystem, men i takt med att nya resurser såsom vindkraft, batterier och solkraft har tillkommit har andra alternativ blivit relevanta [49]. Traditionella kraftverk är direkt synkronkopplade till nätets frekvens via roterande maskiner [50], alltså att generatorns rotor roterar i takt med nätets elektriska frekvens. Detta kräver dock både hög naturlig tröghet och ett stabilt drivande moment från kraftkällan. Ett alternativ till synkronmaskiner är nätformande omriktare, vars uppgift, likt synkronmaskinen är att stabilisera spänning och frekvens i elnätet, fast genom kraftelektronikens inverterare [51]. Nätformande omriktare har sedan sin utveckling i början av 2000-talet blivit en viktig beståndsdel i mikronät, såsom ö-driftssystem bestående av kraftverk utan synkrongenerator.

Det finns två huvudsätt att styra en omriktare: nätföljande eller nätformande. En nätformande omriktare har till uppgift att själv sätta spänningens amplitud, frekvens och fas [52]. Därigenom skapas nätet lokalt, och omriktaren beter sig som en kontrollerbar spänningskälla vars egenskaper liknar en synkrongenerator. En nätföljande omriktare har istället till uppgift att mäta nätspänningen och anpassa sin ström efter nätet. Nätföljande omriktare fungerar som kontrollerbara strömkällor och möjliggör enkel reglering och snabb respons i nätet, men kan inte skapa nätet på egen hand.

I elnät kombineras vanligen nätformande och nätföljande omriktare. Att öka antalet nätformande omriktare bidrar till förhöjd stabilitet i systemet, men det sker till priset av ökad komplexitet och högre kostnader, vilket kan orsaka driftbegränsningar [53]. Däremot kan nätföljande omriktare inte fungera utan ett etablerat elnät med fast frekvens och spänning. Att kombinera de två styrningsmetoderna ger därför god stabilitet utan att medföra onödigt ökade kostnader.

2.6 Hushållslaster och energiförbrukning för villor

För att kunna analysera och styra ett ö-driftssystem med hushållslaster krävs en förståelse för hur en villas effektförbrukning varierar. Med effektförbrukning avses den momentana elektriska effekt som en last använder och anges vanligtvis i kW. Energiförbrukning beskriver den totala mängden energi som används över tid och anges i kWh. En lastprofil beskriver hur effektförbrukningen varierar över tid. I villor förekommer såväl laster med låg och jämn effektförbrukning som kylskåp, frys och belysning, som laster med högre och mer tillfällig effektförbrukning, exempelvis spis, vattenkokare och elbilsladdning. För att få en uppfattning av effektförbrukningen för olika apparater presenteras några utvalda laster. Apparaterna kan delas in i tre grupper: ”låg”, ”mellan” och ”hög” effektförbrukning [54]. Låg effektförbrukning avser upp till 1 kW, mellan effektförbrukning ligger mellan 1-3 kW och hög effektförbrukning är över 3 kW. Noterbart är att apparaterna inte drar en konstant effekt utan varierar i effekt under användning. I tabell 2.1, 2.2, 2.3 listas de utvalda apparaterna med en ungefärlig effektförbrukning.

Tabell 2.1: Effektförbrukning för apparater med låg förbrukning [54]

Låg	
Apparat	kW
LED-lampa	0,01
TV	0,15
Kylskåp	0,15
Frys	0,20

Tabell 2.2: Effektförbrukning för apparater med mellanförbrukning [54]

Mellan	
Apparat	kW
Mikro	1,00
Kaffebryggare	1,20
Dammsugare	1,40
Vattenkokare	2,00
Tvättmaskin	1,00
Diskmaskin	1,00
Induktionshäll	2,00
Ugn	3,00
Spis	3,00
Varmvattenberedare	3,00
Värmepump	2,50

Tabell 2.3: Effektförbrukning för apparater med hög förbrukning [54]

Hög	
Apparat	kW
Elbilsladdning(1-fas)	3,70
Elbilsladdning(3-fas)	11
Spis(flera plattor igång)	7
Bastu	6

Den genomsnittliga energiförbrukningen för en eluppvärmd villa i Sverige är 20 000 kWh per år [55]. En stor del av energiförbrukningen är uppvärmningen av rum och vatten. Detta drar i genomsnitt 14 000 kWh per år för en villa i Sverige [56]. Per kvadratmeter är detta 90 kWh/m² per år. Genomsnittet är uträknat på alla villor oavsett byggår. Statistiskt har hus från 2011 och framåt en lägre energiförbrukning per kvadratmeter än äldre villor. För en eluppvärmd villa ligger energiförbrukningen vintertid kring 100-150 kWh/dygn [57].

Lastprofilens variation är viktig i ö-driftsystem då den påverkar hur väl produktion och förbrukning kan balanseras. Exempelvis kan en hög momentan effektförbrukning resultera i att batteriet behöver leverera mer effekt. Samtidigt kan vissa laster behöva begränsas eller kopplas bort om systemets tillgängliga effekt inte räcker. Hushållslaster kan indelas efter effektbehov och flexibilitet, där vissa laster är mer lämpade för laststyrning än andra.

2.7 Laststyrning och lastfrånkoppling

Lastfrånkoppling är en åtgärd för att bibehålla ett kontrollerat elnät i fall av låg elproduktion, där laster manuellt stängs av [58]. På så sätt kan systemkollaps av elnätet förhindras. Lastfrånkoppling aktiveras när nätfrekvensen eller nätspänningen riskerar att underskrida en säker nivå för att upprätthålla stabilitet. Frekvensbaserad lastfrånkoppling (UFLS) och spänningsbaserad lastfrånkoppling (UVLS) är två reaktiva metoder för att stabilisera elsystemet genom att koppla bort last. UFLS aktiveras vid låg frekvens och används för att hantera obalans mellan produktion och förbrukning, medan UVLS aktiveras vid låg spänning och används för att motverka spänningsinstabilitet. Därutöver existerar proaktiv lastfrånkoppling, som ofta används i mikronät, där lastreducering baseras på systemets aktuella batterinivå [59].

Elnätets spänning styrs huvudsakligen av inmatning och uttag av reaktiv effekt, som uppstår i följd av lasternas karaktär och tillgången till spänningsreglerande resurser [12]. Brist på reaktiv effekt eller otillräckliga reglerresurser kan leda till spänningsinstabilitet och i värsta fall spänningskollaps. Elnätets frekvens påverkas som tidigare nämnts av balansen mellan produktion och förbrukning av aktiv effekt [11]. Trots att frekvensen styrs av aktiv effekt och spänningen av reaktiv effekt, delar de den gemensamma grunden som är balans mellan produktion och förbrukning. När produktionen inte motsvarar förbrukningen uppstår ett underskott av aktiv effekt, vilket leder till frekvensfall. Systemets stabilitet påverkas därigenom, vilket indirekt kan försämra spänningsregleringen, exempelvis genom ökade strömmar och minskad tillgång till reaktiv effekt. På så sätt kan både frekvens- och spänningsproblem uppstå som följd av samma grundläggande obalans i systemet.

I denna studie betraktas laststyrning och lastfrånkoppling som en metod för att anpassa hushållslaster till hybridkraftsystemets tillgängliga effekt. Vid begränsad tillgång på effekt kan vissa laster prioriteras efter flexibilitet och samhällsnytta. Exempelvis kan komfort- eller tidsförskjutbara laster kopplas bort före mer kritiska baslaster.

2.8 Modell för vindhastighetsprediktion

I följande avsnitt presenteras de teoretiska grunderna för modellen som använder maskininlärning för vindhastighetsprediktion. Med vindprediktion kan vindkraftverkets laster minskas via bättre styrning, och det ges bättre möjlighet till ett bättre utnyttjande av batterier och minimal lastreduktion. Eftersom vindhastighet är tids-

beroende och uppvisar såväl korta som långa variationer betraktas problemet som en tidsserie. I avsnittet behandlas relevanta begrepp inom tidsserieanalys samt modeller som används för att förutsäga framtida vindhastigheter. Slutligen presenteras de mått som används för att validera modellen och utvärdera dess prediktionsförmåga.

2.8.1 Tidserieanalys

En tidsserie är en sekvens av mätvärden som är ordnade i tid där varje observation är kopplad till en viss tidpunkt [60]. Ett tydligt exempel på en tidserie där värdena kontinuerligt varierar är vindhastighetsmätningar. För att modellen ska finna mönster i tidserien och kunna skapa prognoser används autokorrelation vilket betyder att det finns statistiska samband mellan ett värde och dess föregående värde.

Vid analys av tidsserier används ofta dataläckage, vilket innebär att det sker en strikt kronologisk uppdelning av data så att modellen inte får tillgång till information från data som är tänkt att användas för att utvärdera modellen. [61]. Därför används de äldre observationerna uteslutande för träning och de nyare för utvärdering av modellen.

2.8.2 Modeller

För att jämföra och bedöma avancerade modellers mervärde används ofta persistence modellen som en så kallad baseline [62]. Modellen antar att vindhastigheten vid en framtida tidpunkt $t + h$ är identisk med den senaste observerade hastigheten vid tidpunkt t :

$$\hat{v}(t + h) = v(t) \tag{2.14}$$

Eftersom vindhastighet sällan ändras drastiskt från minut till minut är denna modell svårslagen i sin enkelhet vid korta prediktionshorisonter [63].

Ett beslutsträd är en modell som delar upp data i mindre grupper genom en serie villkorliga frågor [61]. Modellen börjar med en övergripande fråga och förgrenar sig via noder i trädet, vilket representerar ett test av en variabel, och mynnar ut i ett löv, vilket representerar det predikterade värdet. Ett enskilt beslutsträd tenderar ofta att lära sig datans brus istället för det generella mönster. Därför används ofta ensemblemetoder för att motverka detta där man kombinerar flera träd för att i slutändan förbättra modellens generaliseringsförmåga [64].

En vanlig ensemblemetod är ”gradient boosting” där träd byggs efter en bestämd ordning [64]. Istället för att träden är oberoende av varandra tränas varje nytt träd för att minimera det fel som de föregående träd har lämnat efter sig. En vidareutveckling av denna metod kallas ”eXtreme Gradient Boosting” som är särskilt effektiv för tabellformad data eftersom den introducerar regularisering för att motverka överanpassning samt en mekanism som avbryter träningen om modellens prestanda på valideringsdatan slutar förbättras vilket sparar tid [64], [65].

2.8.3 Validering av modellen

För att möjliggöra utvärdering av modellen och dess prestanda används mått som noggrant anger skillnaden mellan det predikterade värdet \hat{v} och det faktiska utfallet v [62]. I denna studie har två sådana betraktats, som är medelabsolutfelet, ”MAE Mean Absolute Error”, och rotmedelkvadratfelet, ”RMSE Root Mean Square Error”. Medelabsolutfelet beräknar det genomsnittliga absolutvärdet av prediktionsfelet gentemot den riktiga datan och uttrycks i samma enhet som datan, i detta fall m/s [62].

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{v}_i - v_i| \quad (2.15)$$

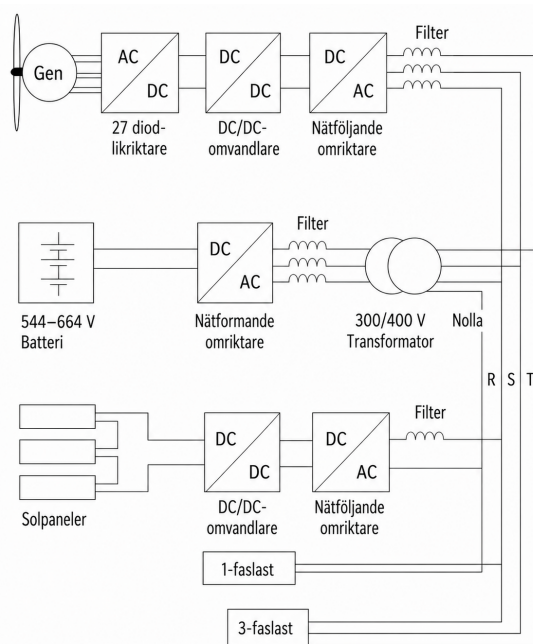
Rotmedelkvadratfelet beräknar kvadratroten av medelvärdet av de kvarstående felen. Eftersom felen beräknas innan de medelvärdesbildas straffas stora avvikelser mer än små. Ett stort gap mellan MAE och RMSE tyder på att modellen oftare ger större fel [62].

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{v}_i - v_i)^2} \quad (2.16)$$

3

Chalmers vindkraftsanläggning

Chalmers vindkraftsanläggning består av ett vindkraftverk, solceller, ett planerat men ännu inte implementerat batteri, omriktare och kontrollerbara laster enligt figur 3.1 [48]. Systemet är uppbyggt för att möjliggöra forskning på integration av vind- och solenergi med hjälp av energilagring. Det är uppbyggt kring ett trefasigt AC nät på 400 V. Vindkraftverket och solcellerna är anslutna till nätet via en nätföljande omriktare, medan batterierna är anslutna via en nätformande omriktare och en transformator.



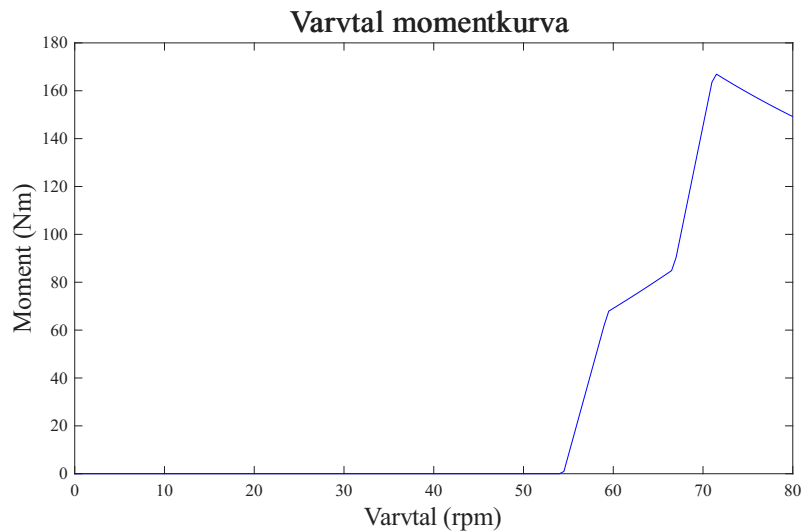
Figur 3.1: Planerat framtida elektriskt schema över Chalmers vindkraftsanläggning, översatt till svenska [48]

3.1 Vindkraftsystemets integration

Chalmers vindkraftverk har ett variabelt varvtal och en direktkopplad generator [66]. Den kan producera en maxeffekt på 30 kW och ett märkvarvtal på 75 rpm. Själva vindkraftverket är ett 30 m högt trätorn där bladen är 7,5 m långa, gjorda av kolfiber, och rotordiametern är 15,9 m. Bladens vinkel kan regleras mellan 2° och 90° där 2° motsvarar att vindkraftverket utvinner maximal effekt ur vinden och 90° motsvarar att vindkraftverket inte utvinner någon effekt ur vinden. Styrsystemet är

byggt kring hårdvaran Compact Rio från National Instruments och har en samlingsfrekvens på 10 ms, där en del mätningar även görs på 5 ms.

Förhållandet mellan vindkraftverkets varvtal och dess belastande elektriska moment presenteras i figur 3.2. Momentkurvan visar att vindkraftverket inte kan generera något moment när dess varvtal understiger 55 rpm. Under drift regleras vindkraftverkets rotorvarvtal mellan 55 rpm och 80 rpm.



Figur 3.2: Chalmers vindkraftverks varvtal-momentkurva

Vindkraftverkets utgående spänning likriktas först med hjälp av en 27 diodlikriktare. Likriktaren omvandlar de variabla AC-spänningarna från generatoren till likspänning. Diodlikriktaren är en passiv komponent och kan därför inte styra effektflödet, utan följer istället spänningen från generatoren. Därför matas den likriktade spänningen senare vidare till en DC/DC-omvandlare som används för att reglera spänningsnivån och leverera en stabil likspänning till den efterföljande nätföljande DC/AC-omriktaren [67]. Denna omriktare ansluter vindkraftssystemet till det trefasiga elnätet. Innan nätet används ett filter för att reducera övertoner från omriktaren och därigenom säkerställa elkvalitet.

Chalmers vindkraftverksanläggning uppskattar den tillgängliga effekten som vindkraftverket kan utvinna ur vinden med hjälp av ett Kalmanfilter. Kalmanfiltret på anläggningen används för att beräkna vindkraftverkets upplevda vindhastighet med hjälp av dess rotorvarvtal, moment och genererade effekt [68]. Den upplevda vindhastigheten är ett mått på den effektiva vindhastigheten för luftflödet genom rotorskivan, och är mer användbar vid effektberäkningar än data som kommer från en vindmätare som enbart ger vindhastigheten vid en punkt istället för hela vindkraftverkets svepta area.

3.2 Batterisystemet

Det planerade batteripaketet, som ännu inte är implementerat på anläggningen kommer att bestå av litiumjonbatterier och har en total kapacitet på 42 kWh och en effekt på 20 kW, där spänningsintervallet som batteriet kan producera ligger mellan 544-664 VDC [48]. Batteripaketet kommer att bestå av 166 seriekopplade celler, där varje kedja är parallellkopplad i tre grenar. Varje cell har en nominell spänning på 3,3-4,0 VDC. Vid batteriet finns en nätformande omriktare som skapar ett lokalt trefasigt AC-nät på 300 V från batteriets likspänning. Omriktaren är en standardiserad tvånivåomriktare, uppbyggd med IGBT-transistorer, som omvandlar 500-700 VDC till 300 VAC. Till skillnad från den nätföljande omriktaren kan den nätformande omriktaren själv etablera och reglera nätets spänning och frekvens [69]. Även här sitter ett filter på utgången av omriktaren. Men eftersom huvudnätet för ett trefasigt system är dimensionerat för 400 V, behöver spänningen transformeras upp från 300 V till 400 V med hjälp av en transformator.

3.3 Integration av solcellssystemet

Solpanelerna är av modellen Naps Pallas 230 SM3 PBB med en total märkeffekt på 3450 W [70]. Verkningsgraden för solpanelerna är 16 % och de är tillverkade av polykristallina solceller. Solcellerna är anslutna till en DC/DC-omvandlare som reglerar solpanelernas utspänning till en lämplig och stabil likspänning för den efterföljande DC/AC-omriktaren [67]. Solpanelernas utspänning varierar beroende på solstrålning och temperatur, vilket gör att den mellanliggande DC/DC-omvandlaren behövs för att kunna leverera en reglerad och stabil likspänning till den efterföljande nätföljande DC/AC-omriktaren. Denna omriktare ansluter solcellssystemet till det trefasiga elnätet. Även här sitter ett filter på utgången av omriktaren.

3.4 Laster

Systemet är kopplat till både enfas- och trefaslaster via det gemensamma AC-nätet. Dessa laster slås till och från via styrbara reläer. För att påverka systemets totala effekt har varje fläkt förmågan att varieras mellan hel- och halveffekt. De kontrollerbara lasterna utgörs av resistiva byggfläktar med nominella effekter på 2 kW, 6 kW och 9 kW. Totalt finns tre laster på 2 kW, en på 6 kW och en på 9 kW. Genom att variera lastnivån kan olika driftfall i energisystemet studeras i intervallet 0-21 kW. Lasterna kan elektriskt ses som resistanser vilket innebär att effekten i lasten kan beräknas enligt

$$P = \frac{U^2}{R} \quad (3.1)$$

där P är effekten i lasten, U är nätspänningen och R är resistansen i lasten. Ekvation (3.1) visar att en förändring i spänning gör att effekten ändras i kvadrat.

4

Metod

Genomförandet av detta projekt delades in i två huvudsakliga delar som var modellutveckling och databearbetning samt testning och utvärdering. Den första delen omfattade bearbetning av last och vinddata, framtagning av lastprofiler, vidareutveckling av en simuleringsmodell i MATLAB/Simulink samt utveckling av en modell med maskininlärning för vindhastighetsprediktion.

I den andra delen testades och utvärderades den framtagna modellen genom simuleringar samt mätningar på Chalmers vindkraftsanläggning. Eftersom batteriet inte var färdiginstallerat implementerades det externa elnätet som ett virtuellt batterilager. Resultaten från mätningarna jämfördes med simuleringarna för att validera simuleringsmodellen.

4.1 Modellutveckling och databearbetning

I detta avsnitt beskrivs hur arbetet med att utveckla simuleringsmodellen och styrlogiken i Simulink genomfördes och hur dataunderlag för lastprofilerna och modellen med maskininlärning framställdes. Simuleringsmodellen behandlas utförligt i kapitel 5.

4.1.1 Framtagning av lastprofil

Vid framtagningen av lastprofilen kontaktades Göteborgs Energi varpå data från tre slumpvis utvalda villor i Göteborg erhöles. Datan innefattade villornas effektförbrukning under året 2025, representerat i enheten kWh/kvart, som sedan omvandlades till kWh. Därefter summerades den totala energiförbrukningen för samtliga villor och jämfördes med den genomsnittliga energiförbrukningen för en villa i Sverige på 20 000 kWh per år, vilket presenteras i avsnitt 2.6. Därefter valdes villan med en energiförbrukning som liknade den genomsnittliga mest och granskades ytterligare. En MATLAB-kod skapades som plottade en graf över samtliga av årets dagar och dess effektförbrukning för den utvalda villan. Ur grafen kunde två extremdagar urskiljas, dagen med högst respektive lägst energiförbrukning. Ett medelvärde över årets energiförbrukning beräknades, varpå en dag med samma förbrukning i grafen hittades. En ny MATLAB-kod skapades för att plotta de tre utvalda dagars effektförbrukning enskilt över ett dygn med kvartsintervall.

En skalningsfaktor togs fram för att utnyttja anläggningens maximala kapacitet under testerna. Skalningsfaktorn togs fram genom att ta reda på hur många villor byggfläktarna på 20 kW kan representera. Den högsta effekttoppen togs ut från dagen med högst effektförbrukning. Sedan beräknades antalet villor genom att ta fläktarnas maximala effekt dividerat med effekttoppen, varpå en skalningsfaktor erhöles. För att hålla testerna på de tre lastprofilerna konsekventa och jämförbara multiplicerades samtliga lastprofiler med denna skalningsfaktor.

4.1.2 Modellutveckling i Simulink

En simuleringsmodell av elsystemet vid Chalmers vindkraftsanläggning skapades i MATLAB:s verktyg Simulink. Modellen baserades delvis på en tidigare simuleringsmodell utvecklad av Markus Eriksson vid Chalmers [2], som fokuserade på frekvensstyrning vid samma anläggning. Delar som inte var relevanta för detta arbete, såsom frekvensreglering, togs bort och modellen anpassades för ö-drift genom att solceller och batterilager tillades. Parallellt med den slutgiltiga simuleringsmodellen utvecklades en andra simuleringsmodell med en annan struktur. Syftet med att arbeta med två modeller parallellt var att utforska olika tillvägagångssätt gällande både systemarkitektur och specifika tekniska lösningar, för att slutligen komma fram till den bäst utformade modellen för projektets mål. Även om modellen inte implementerades i några mätningar på den fysiska anläggningen utgör den ett viktigt jämförelsematerial och återfinns i bilaga A.1, som komplement till den använda modellen.

För att möjliggöra laststyrning i den fysiska anläggningen utvecklades även en algoritm för styrning av byggfläktarna, som reglerade vilka fläktar som skulle vara aktiva och vid vilken tidpunkt. Denna laststyrning möjliggjorde att fläktarna styrdes efter de framtagna lastprofilerna. Fläktarnas sammanlagda effekt togs fram så att varje heltals kW-steg från 1 kW till 20 kW kunde skapas av fläktarna. Dessa heltalssteg kunde genomföras genom att halvera effekten på en 2 kW fläkt.

Det bestämdes att batteriets SoC-nivå skulle begränsas till 20-80 %. Batteriets spänning sjunker snabbt vid en SoC-nivå understigande 10%. För att undvika detta spänningsfall i battericellerna och ha marginal till den nivån så valdes den lägre gränsen till 20 %. Batteriets livslängd minskar om det ofta laddas högt, exempelvis till 100 %. Därför valdes den övre gränsen till 80 %.

Mer om styrmodellens detaljer går att läsa i kapitel 5. Efter att simuleringsmodellen var färdigställd implementerades styrlogiken från simuleringen i Chalmers vindkraftsanläggnings styrsystem, LabVIEW, av ansvarig ingenjör på anläggningen.

4.1.3 Modell för vindhastighetsprediktering

Mätdata till modellen samlades in från det meteorologiska mätsystemet vid Chalmers vindkraftsanläggning. Det tillgängliga datasetet från anläggningen sträcker sig

från november 2021 till maj 2026 där det totalt finns 1663 mätfiler vilket motsvarar 4,5 års mätning. Loggern registrerar värdena med en samplingsfrekvens på ett mätvärde per sekund. De parametrar som användes från mätfilerna var vindhastighet, vindriktning, atmosfärstryck och luftfuktighet.

För att modellen skulle fungera behövde rådata omvandlas till informativa egenskaper, så kallade funktioner. Data aggregerades från en sekund till en-minutsmedelvärden för att minska beräkningsbördan och reducera brus. Vindriktningen beräknades som ett cirkulärt medelvärde via enhetsvektorer och kodades med sin- och cosinuskomponenter. Detta undvek problemet att modellen uppfattade 1° och 359° som avlägsna värden, trots att de representerade nästan identiska vindriktningar. Tid på dygnet hanterades på samma sätt.

Kortare dataluckor under fem minuter fylldes i genom att värden uppskattades linjärt över tid. Perioder med dataluckor längre än fem minuter togs bort från datasetet. Eftersom vindhastighet har hög autokorrelation används laggade variabler, vilket innebär att modellen använder tidigare mätvärden som indata. Genom att mata in vindhastigheten från 1, 2, 3, 5, 10, 15, 20 och 30 minuter tillbaka i tiden får modellen en bild av trenden på vinden. För att öka precisionen vid längre prediktionstid inkluderades lufttryck och dess förändringstakt. En snabb förändring i lufttryck ger ett tydligt tecken på en drivkraft för vind. Genom dess förändringstakt kan modellen skilja på bris och kommande by.

Datasetet delades upp där 80 % av datan användes för träning och resterande 20 % sparades för utvärdering. För att optimera träningen och motverka överanpassning användes en del av datan för träningen som ett valideringsset för modellens funktion att avbryta träningen om ingen förbättring sker. Fyra separata modeller tränades med algoritmen XGBoost, som är beskriven i kapitel 2.8.2, en för varje prediktionshorisont 10 s, 15 minuter, 30 minuter och 60 minuter. Dessa horisonter valdes på grund av deras skilda tillämpningar i styrsystemet, 10-sekundershorisonten syftar till att minska slitage på systemet vid kortvariga vindförändringar, medan 15, 30 och 60-minutershorisonterna används för planering av batteriets laddning och urladdning vilket gör systemet mer effektivt. Modellerna konfigurerades med 500 beslutsträd, där varje träd tilläts ha ett djup på högst 5 noder. Träningsprocessen avbröts automatiskt om ingen förbättring skedde under 30 träd. Modellernas prestanda utvärderades med de statistiska måtten MAE och RMSE, och för att visualisera resultatet plottades modellernas predikterade vindhastigheter mot de faktiska mätvärdena.

Modellens kod utvecklades med hjälp av AI-verktyget Claude, som användes både för att generera samt optimera koden. Som underlag till koden bifogades mätfilerna från Chalmers vindkraftsanläggning samt information om vilka kolumner som innehåller vindhastighet, vindriktning, atmosfärstryck och luftfuktighet. Det bifogades även information till AI-verktyget om två olika tidsformat i mätfilerna, LabVIEW och Excel. Vidare instruerades AI-verktyget om metod för hur den stora datamängden skulle hanteras. Det begärdes även av AI-verktyget vilken modell med tillhörande funktioner som skulle användas, där parametrarna lämnades öppna för

framtida justeringar. Slutligen definierades vilka två statistiska mått som modellen skulle utvärderas efter och vilken typ av resultat som plottades.

4.2 Testning och utvärdering

Arbetet testades och utvärderades i två primära steg där styrlogiken testades på Chalmers vindkraftsanläggning och utvärderades mot de uppsatta målen. Därefter jämfördes simuleringsmodellens resultat med mätdata från anläggningen.

Styrlogiken utvärderades utifrån de två huvudsakliga målen: att batteristyrlogiken säkerställer att batteriet håller en SoC-nivå, mellan 20 % och 80 %, samt att laststyrningslogiken möjliggör att en given lastprofil följs och anpassas efter elsystemets rådande förmåga att leverera effekt.

Det utvecklade styrsystemet som implementerats på vindkraftsanläggningen testades genom att låta systemet följa en av lastprofilerna som framtagits ur data från Göteborgs Energi. På grund av att batteriet inte var färdiginstallerat på anläggningen vid tidpunkten för mätningen kördes anläggningen inte i formell ö-drift. Istället användes elnätet som ett simulerat batteri, där nätet användes för att simulera batteriets beteende genom att reglera effektlödet in och ut. För att undersöka effekten av ett större batteri på styrlogikens funktion gjordes en mätning där det simulerade batteriets kapacitet ökades från 42 kWh till 126 kWh.

För att undvika att testa de framtagna lastprofilerna under ett helt dygn komprimerades de så att en sekund av mätningen motsvarade en minut av lastprofilen. Denna förändring i tidsskala applicerades även på det simulerade batteriet så att dess kapacitet delades med 60 och förändrades från 42 kWh till 0,7 kWh eller från 126 kWh till 2,1 kWh för mätningen med ökad batterikapacitet.

Simuleringsmodellen jämfördes med styrlogikens funktion på Chalmers vindkraftsanläggning genom att ge simuleringsmodellen de mätvärden som anläggningens styrlogik använder för att beräkna styrsignaler, det vill säga effekt från vindkraftverket och solcellerna, samt lastprofil. Då båda system utgick från samma ingångsparametrar jämfördes deras resultat, alltså batteriets SoC, effekt från vindkraftverket, last efter lastreducering och maximal tillåten effekt från vindkraftverket.

4.2.1 Mätvariabler

Under mätningarna på Chalmers vindkraftsanläggning mättes ett antal parametrar som presenteras i tabell 4.1. Den tillgängliga effekten i vinden, estimerad vindhastighet, SoC och maximal effekt från vindkraftverket är parametrar som beräknas av styrsystemet på Chalmers vindkraftsanläggning.

Den tillgängliga effekten i vinden är den uppskattade maximala effekten som vindkraftverket kan ta ur vinden och beräknas med hjälp av ett Kalmanfilter. Kalmanfiltret använder kraftverkets tröghet för att ta hänsyn till den effekt som kan behövas

för att accelerera vindkraftverket ifall att dess varvtal skulle öka. Detta innebär att om varvtalet är noll och vindkraftverket är avstängt visar denna signal en mycket låg tillgänglig effekt i vinden även om den uppskattade vindhastigheten är hög.

Tabell 4.1: Mätvariabler från Chalmers vindkraftverksanläggning

Variabel	Enhet	Beskrivning
Tillgänglig effekt i vinden	W	Uppskattad maximal effekt som kan tas från vinden
Estimerad vindhastighet	m/s	Vindkraftverkets upplevda vindhastighet
Vindhastighet	m/s	Signal från vindmätare 30 m över marken
Effekt från vindkraftverket	W	Beräknad från ström och spänning innan vindkraftverkets omriktare
Bladvinkel	°	Erhållen från sensor på ett rotorblad
Rotorvarvtal	rpm	Mätsignal i vindkraftverket
Effekt från solpanelerna	W	Signal från effektmätare i solcellsomriktaren
Effekt till det simulerade batteriet	W	Effektsignal som ger effekten som går ut på lokalnätet
SoC	%	Beräknad SoC i det simulerade batteriet
Frekvens	Hz	Nätfrekvens
Spänning	V	Nätspänning
Ström	A	Alla fasströmmar som försörjer lasterna
Last	W	Uppmätt last i systemet
Maximal effekt från vindkraftverket	W	Styrsignal för att spilla vind
Lastprofil	W	Begärd effekt från systemet

Den estimerade vindhastigheten i tabell 4.1 beräknas med hjälp av vindkraftverkets bladvinkel, rotorhastighet och effekten som den ger ut. Om vindkraftverkets rotor står stilla används istället den uppmätta vindhastigheten från vindmätaren som är i höjd med vindkraftverkets maskinhus. Då det inte direkt går att mäta det simulerade batteriets SoC-nivå används logiken som presenteras i kapitel 5.3.3 för att beräkna den baserat på effekten till och från det simulerade batteriet.

”Maximal effekt från vindkraftverket” är en styrsignal som används för att spilla vind när batteriet inte kan ta emot ytterligare effekt och den genererade effekten överskrider systemets behov. Signalen beräknas av Chalmers vindkraftsanläggning via ekvation (4.1)

$$P_{vindmax} = P_{batteri} + P_{last} - P_{sol} \quad (4.1)$$

där $P_{vindmax}$ representerar den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket, P_{last} är effekten till lasterna, $P_{batteri}$ är effekten som batteriet klarar av att ta emot och

P_{sol} är effekten från solcellerna. Om SoC överstiger 75 % används istället ekvation (4.2)

$$P_{vindmax} = P_{batteri} \cdot (-20 \cdot SoC + 16) + P_{last} - P_{sol} \quad (4.2)$$

för att beräkna $P_{vindmax}$. I ekvation (4.2) är SoC är State of Charge för batteriet. $(-20 \cdot SoC + 16)$ är en rät linje med nollpunkt då SoC är 80 %. Det gör att SoC inte kommer överskrida 80 % om vindkraftverket följer styrsignalen.

4.2.2 Uppmätning av lastreläers till- och frånslagstid

En inneboende skillnad mellan simulering av elektriska system och drift av fysiska anläggningar är de tidsfördröjningar som uppstår vid till- och frånslagning av komponenter. I simuleringsmodellen antas responsen vara momentan medan fysiska system uppvisar en viss tröghet hos komponenter, exempelvis lastreläer. En stor tidsfördröjning mellan de olika lastreläerna i Chalmers vindkraftsanläggning kan både skapa en situation som gör att mätningarna avviker från simuleringsmodellen och orsaka problem för laststyrningen. Om det är stor skillnad mellan de olika lastreläernas tidsfördröjning finns risken att laster bygger på varandra oavsiktligt under omkopplingsfasen. Om lasterna överlappar finns risken att effekten momentant blir mycket stor, vilket skulle kunna rubba nätfrekvensen eller att spänningen skulle falla, vilket inte är önskvärt. Ett annat scenario är att lasten tillfälligt blir 0 om det går snabbare att slå av en fläkt än det går att sätta på nästa. Det är oklart vad som skulle bli konsekvensen av ett sådant scenario men risken för frekvenssvängningar eller spänningstoppar finns, i värsta fall kan något säkerhetssystem gå in och stänga ned nätet, vilket bör undvikas om möjligt. I ett försök att utreda vidden av skillnaden mellan till- och frånslagstiderna och undersöka om styrlogiken stördes, så gjordes en undersökning av till- och frånslagstiderna för de olika lastreläerna i anläggningen. Reläerna styrs med en logisk 0-24 V DC-signal. Reläet är frånslaget då spänningen är 0 V och påslaget då spänningen är 24 V.

Mätningarna genomfördes med ett oscilloskop, där fyra kanaler kopplades upp till respektive lastfläkt. För varje försök mättes enbart en fläkt. Första kanalen till oscilloskopet kopplades till styrsignalen för det aktuella reläet. Övriga tre kanaler kopplades med strömtänger till respektive av de tre faser som matade lastfläktarna. För att mäta tillslagstiden konfigurerades kanal 1 att trigga vid 10 V på positiv flank. Därefter uppmättes tiden mellan att triggeren aktiverades och att strömmen ökade. Frånslagstiden mättes på liknande sätt, med skillnaden att kanal 1 sattes att trigga vid 10 V på negativ flank och att tiden mättes mellan trigger och att strömmen började minska.

Resultat och diskussion för denna del av utvecklingsarbetet presenteras i avsnitt 5.4.

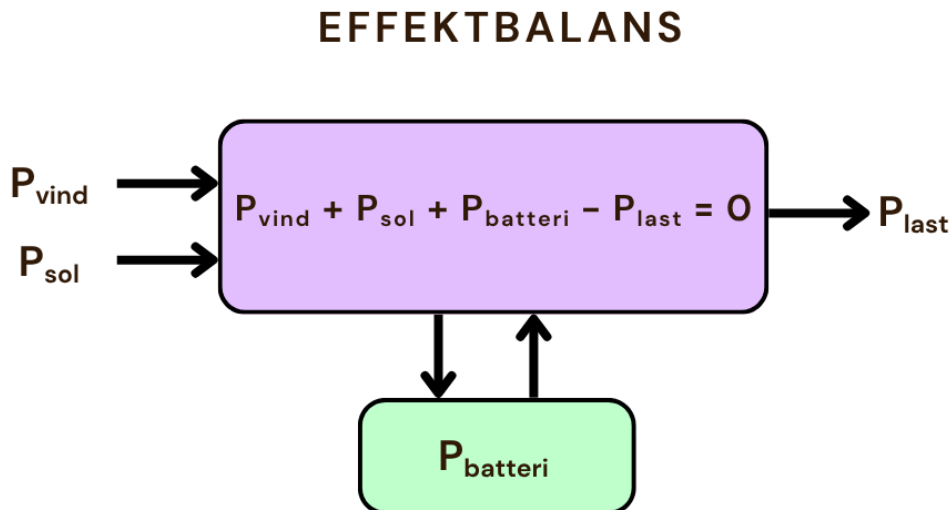
5

Simuleringsmodell och styrlogik

För att simulera driften av Chalmers vindkraftsanläggning i samband med ett batteri har en simuleringsmodell i Simulink skapats som från vindkraftverkets spets hastighet och bladvinkel kan simulera vindkraftverkets effektproduktion och batteriets drift i relation till en lastprofil. Det presenteras även en översikt bild av effektbalansen och styrlogiken i modellen.

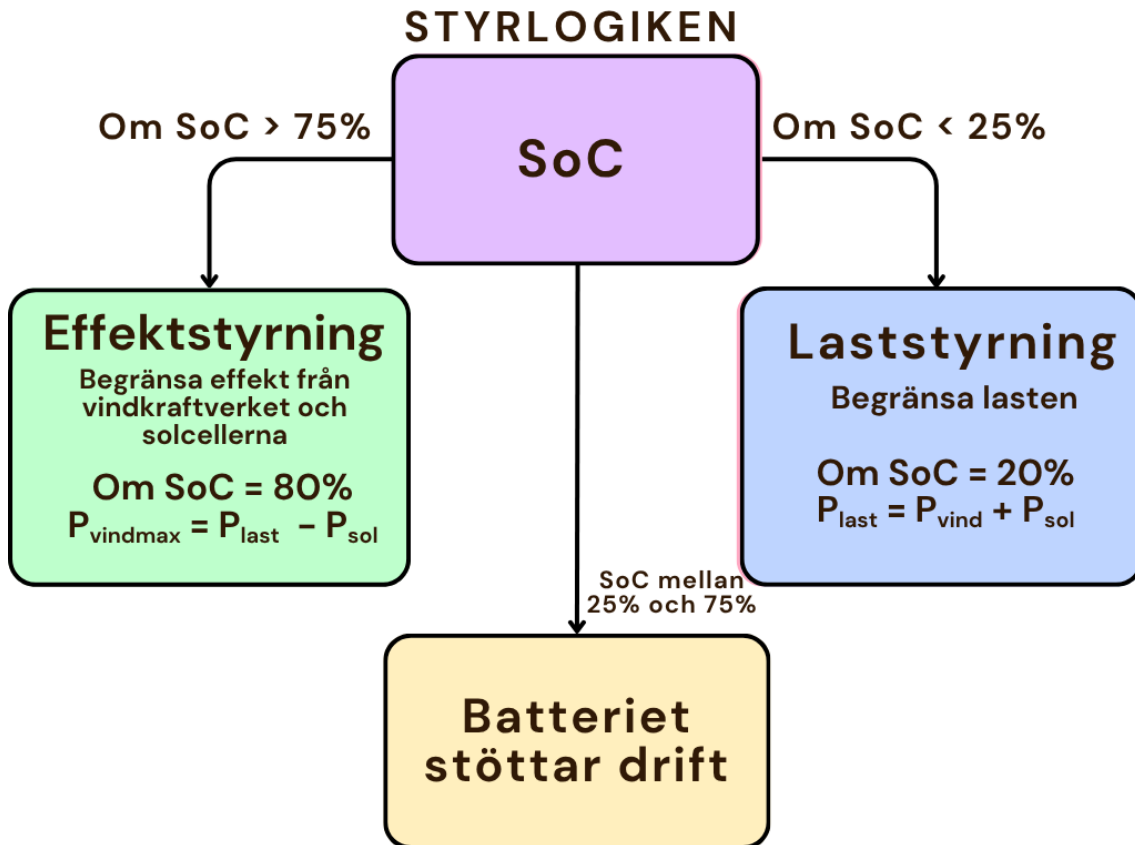
5.1 Översikt av simuleringsmodell och styrlogik

Hybridkraftsystemets alla komponenter verkar tillsammans enligt figur 5.1 för att bibehålla systemets effektbalans. Det är utefter den som logiken till simuleringsmodellen är uppbyggd.



Figur 5.1: Effektbalans i systemet

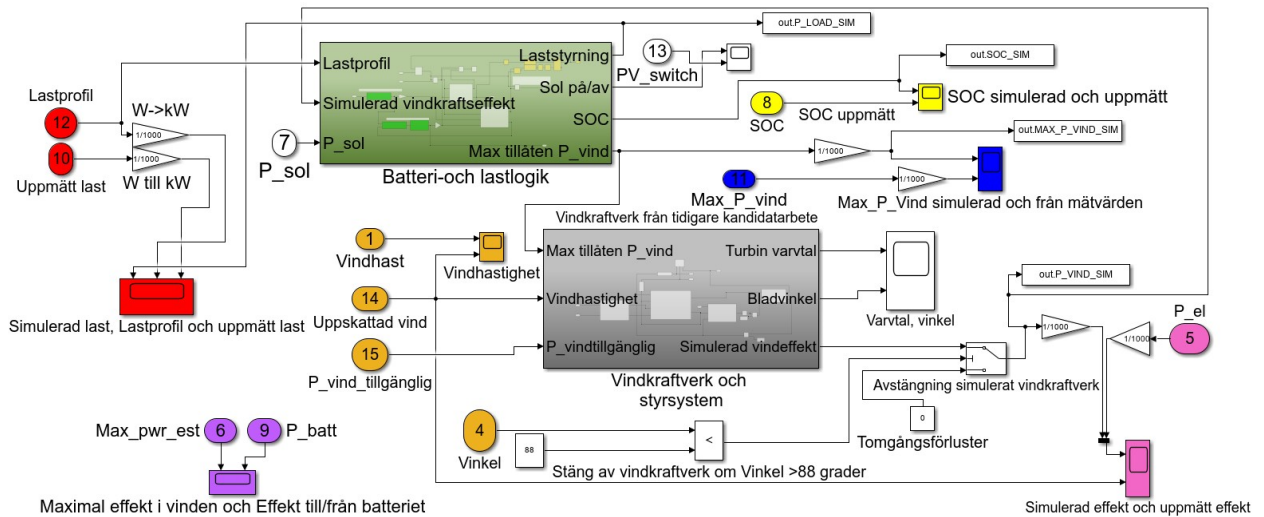
Styrlogiken har som funktion att hålla effektbalansen som visas i figuren. Nedan, i figur 5.2, visas en överblick av styrlogiken för Simulinkmodellen, i form av ett flödesschema.



Figur 5.2: Flödesschema över hur styrlogiken fungerar

Den parameter som styrningen utgår ifrån är batteriets SoC-nivå. Om batteriet börjar bli fullt aktiveras effektstyrningen, med begränsning av framförallt vindkraftverket. Om batteriet börjar bli tomt aktiveras laststyrningen, där laster fränkopplas för att minska effektförbrukning i systemet. Annars, under normaldrift, då varken effektstyrningen eller laststyrningen är aktiverad, fungerar batteriet som en energireserv som både kan ta emot och tillföra effekt till systemet.

Figur 5.3 visar en översiktsbild av simuleringsmodellen i Simulink. Modellen har två huvudsakliga block som fyller olika funktioner i modellen. De huvudsakliga blocken betecknas "Vindkraftverk och styrsystem" och "Batteri- och lastlogik".



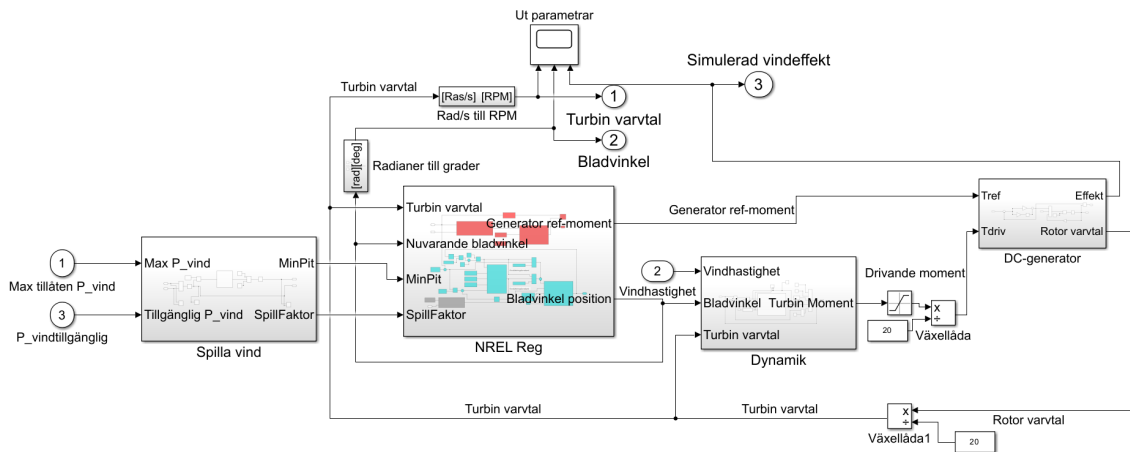
Figur 5.3: Översiktsbild över Simulinkmodellen med ett batteri-och lastblock och ett vindkraftsblock.

Modellen är i huvudsak baserad på en simuleringsmodell utvecklad av Eriksson [2]. Erikssons modell utvecklades med syfte att undersöka ett vindkraftverks möjlighet att bidra med stödtjänster till samhälls nätet i form av frekvensreglering. Den har i arbetet modifierats för att tillåta simulering av en vindkraftsanläggning i ö-drift. Från Erikssons redan existerande modell används blocket som benämns "Vindkraftverk och styrsystem". "Vindkraftverk och styrsystem" är nästan oförändrad från tidigare modell. Dess uppgift är att simulera vindkraftverkets interna funktioner för att bestämma dess varvtal, bladvinkel och den simulerade effekt som produceras. På den högra sidan finns en brytare som heter "Avstängning simulerat vindkraftverk" som stänger av vindkraftverket helt om bladvinkeln överskrider 88°. Inom arbetet med Simulink har den huvudsakliga inriktningen varit att utveckla det block som benämns "Batteri och lastlogik". Blocket skickar ut styrsignaler som begränsar den maximala effekten som vindkraftverket kan generera, reglerar SoC-nivån i batteriet och begränsar den elektriska lasten om elproduktionen är för låg.

5.2 Vindkraftverket i modellen

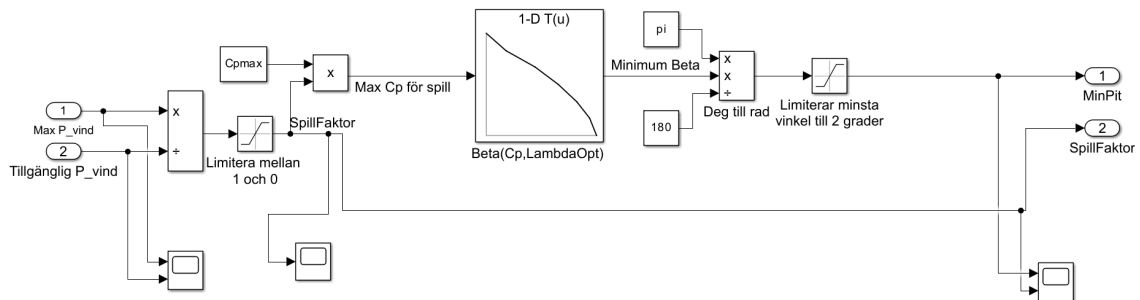
Detta avsnitt om vindkraftverket i Simulink avser att översiktligt beskriva det block som i figur 5.3 heter "Vindkraftverk och styrsystem". För en mer detaljerad beskrivning finns Erikssons modell [2].

Det grå blocket i figur 5.3 som simulerar vindkraftverket och dess styrsystem består av fyra block, se figur 5.4. Dessa block är "Spilla vind", "NREL Reg", "Dynamik" och "DC-generator".



Figur 5.4: Blockschemat över vindkraftverket och dess styrsystem.

Blocket "Spilla vind" används för att spilla vind då effekten begränsas, se figur 5.5.



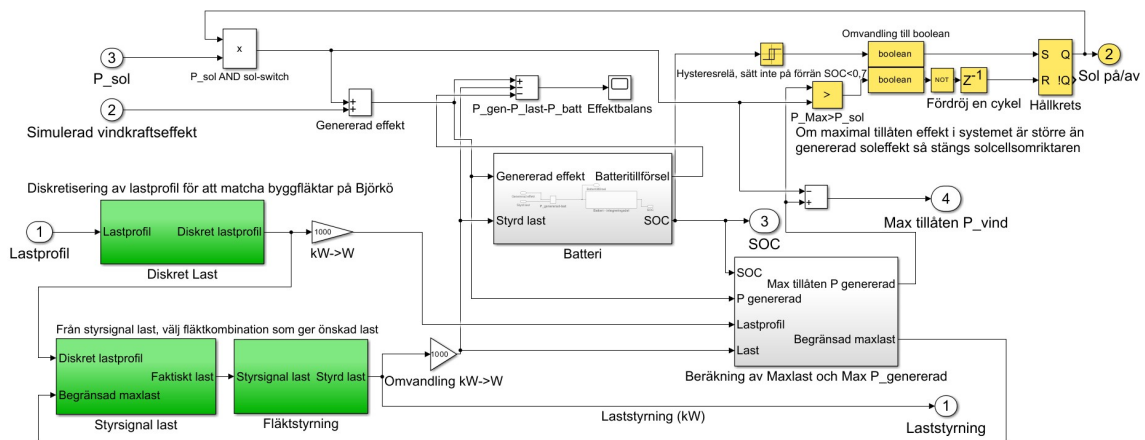
Figur 5.5: Blockschemat över modellen för vindspilling.

Insignalerna till blocket är den maximalt tillåtna effekten från vindkraftverket och hur mycket effekt det för närvarande finns i vinden. En spillfaktor mellan 0 och 1 beräknas, varpå spillfaktorn skickas som styrsignal till styrsystemet. Spillfaktorn används också för att beräkna den minsta bladvinkeln som vindkraftverket tillåts ha, vilket verkställs genom att den maximala effektfaktorn C_p för spillfaktorn beräknas. Därefter hämtas den minsta tillåtna bladvinkeln β ur en tabell som bygger på informationen i figur 2.2. β omvandlas sedan från radianer till grader och begränsas till att vara större än 2° innan den framtagna minsta bladvinkeln används som styrsignal i styrsystemet.

De övriga tre blocken "NREL Reg", "Dynamik" och "DC-generator" beskrivs utförligt i Erikssons rapport [2]. "NREL Reg" är ett reglerblock som beräknar generatorns referensmoment, med hjälp av momentkurvan i figur 3.2, och faktisk bladvinkel till vindkraftverket. Blocket "Dynamik" tar in vindhastigheten, turbinvarvtalet och bladvinkeln för att räkna ut det drivande moment som turbinen genererar. Detta momentvärde används sedan som insignal i blocket "DC-generator". "DC-generator" beräknar den genererade elektriska effekten och rotorvarvtalet med tidigare nämnda momentvärden som ingångsvärden.

5.3 Batteri- och lastlogik

Blocket ”batteri- och lastlogik” som syns i figur 5.3 är ett av huvudblocken i arbetet och använder en given lastprofil, tillgänglig effekt från generatoren samt effekten som erhålls från solcellerna och beräknar laststyrningen, den maximalt tillåtna utgivna effekten, solcellernas styrning samt batteriets nuvarande laddningstillstånd. Därutöver ingår en effektbalansberäkning, vars uppgift är att säkerställa att ingångseffekten motsvarar utgångseffekten. En översiktsbild över logiken syns i figur 5.6. I översiktsnivån ingår block för laststyrningen och laddningstillståndet samt logiken för solcellernas styrning.



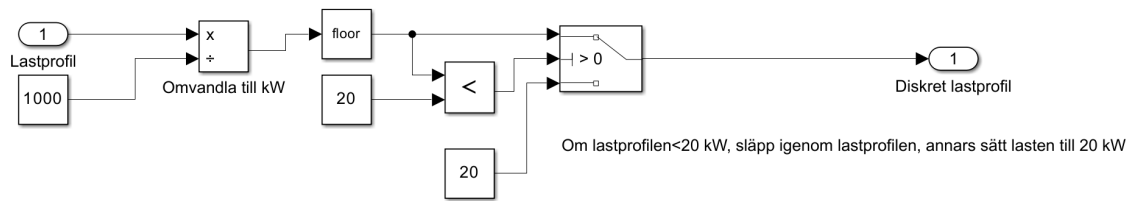
Figur 5.6: Översiktsbild över batteri- och lastlogiken.

Solcellernas effekt kan, utifrån förutsättningarna på Chalmers vindkraftsanläggning, enbart styras på eller av. Vindkraftverkets styrning är mer precis, och därför förenklas styrningen genom att alltid låta solcellerna vara påslagna. Detta gäller under förutsättning att solcellernas effekt inte överstiger lastens effektbehov, samt att batteriet inte befinner sig nära sitt maximala laddningstillstånd. Logiken illustreras i den övre delen av figur 5.6.

Effektbalansen som finns i en del av figur 5.6 beskriver skillnaden mellan genererad effekt hos generatoren och förbrukad effekt, både till lasten och batteriet. Signalens uppgift är att kontrollera att differensen alltid är 0, vilket är en förutsättning för att modellen ska fungera som avsett. Eventuella avvikelser tyder på att den inmatade effekten försvinner i modellen, vilket i det fallet bör felsökas.

5.3.1 Laststyrning

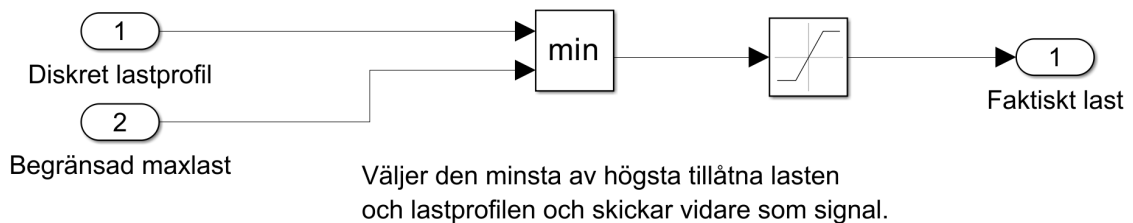
För att bibehålla SoC inom ett bestämt intervall behöver lasterna kunna styras. Problemet har lösts genom att först diskretisera lastprofilen som simuleras, vars logik ingår i figur 5.6 som ”Diskret Last”. Enligt figur 5.7 verkställs diskretiseringen genom att först enhetsomvandla lastsignalen från W till kW.



Figur 5.7: Blockschema över lastdiskretisering.

Därefter avrundas lasten nedåt för att översätta lastprofilen till en av de laster som är möjliga att köra vid Chalmers vindkraftanläggning. Lasten avrundas nedåt för att det inte ska vara möjligt för batteriet att laddas ur helt. Den avrundade lasten jämförs därefter med anläggningens maxlast på 20 kW. Om lasten inte överskrider 20 kW skickas den vidare, annars skickas 20 kW till utgången.

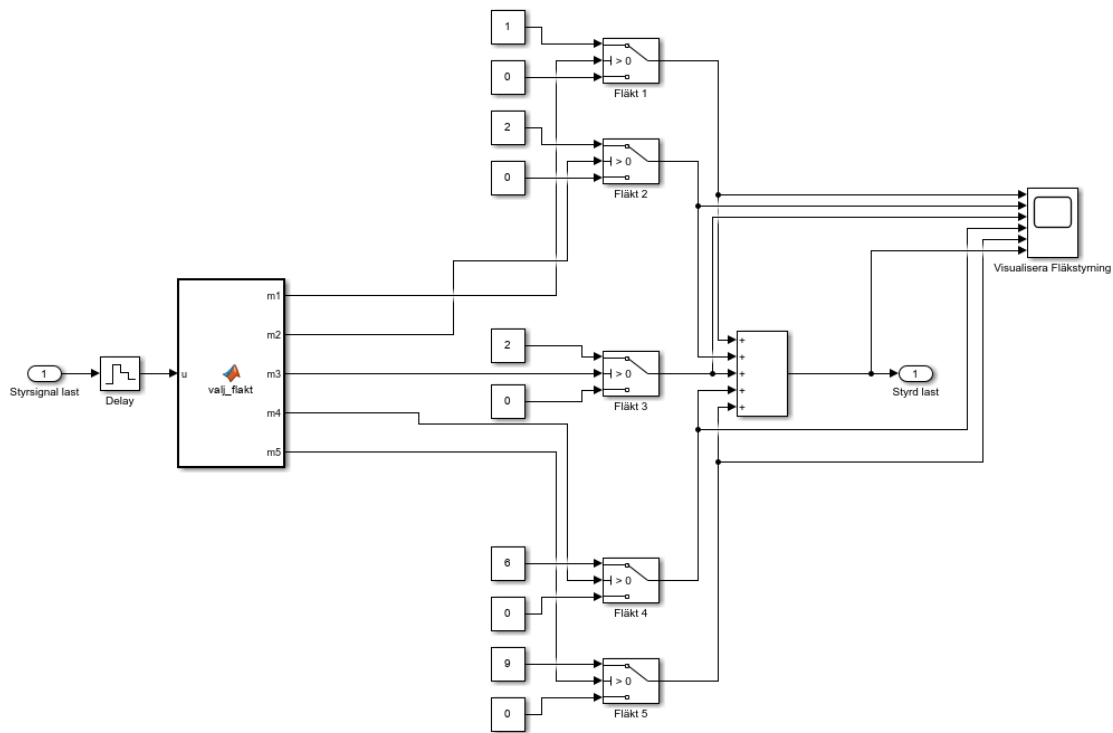
Styrsignalen för den diskretiserade lasten kopplas därefter till ett block som kallas "Styrsignal last" i figur 5.6, vars logik redovisas i figur 5.8.



Figur 5.8: Blockdiagram som beskriver val av styrsignal till fläktstyrningen.

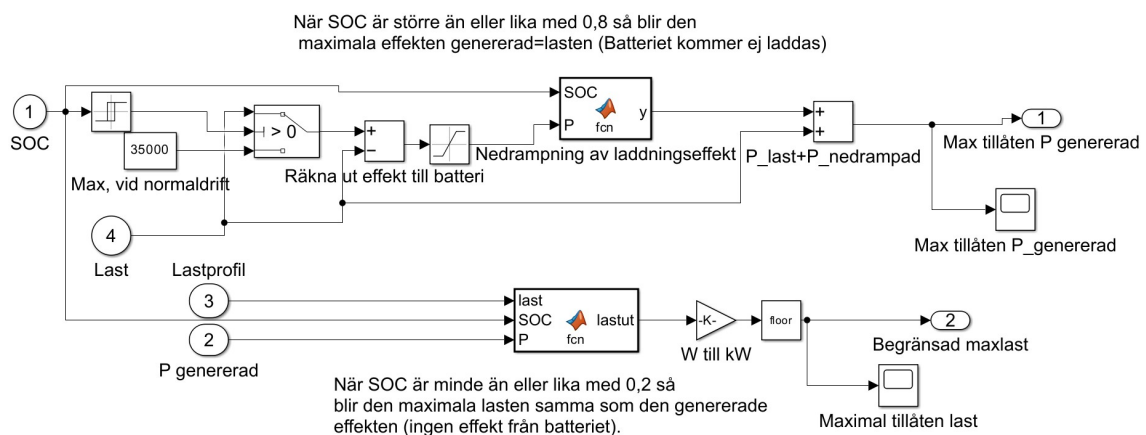
Blocket tillförs ytterligare en styrsignal, "Begränsad last", som representerar den störst tillåtna belastningen. Denna styrsignal kommer från blocket "Beräkning av Maxlast och Max P_genererad", se figur 5.6, och är en återkopplad signal. Därefter väljs det minsta av värdena som styrsignalerna innan det begränsas till att alltid vara större än 0.

Nästa del av signalgrenen är fläktstyrningen, vars uppgift är att översätta lastsignalen till styrvärden för de fem fläktar som används som laster, se figur 5.9.



Figur 5.9: Fläktstyrning

För att undvika att fläktarna slås av eller på för ofta appliceras en tidsfördröjning på 10 s på den kommanderade styrsignalen. För att inte simuleringsmodellen ska ändra lasten varje sekund så sätts denna fördröjning, en högfrekvent ändring av lasten gör systemet svårare att reglera. Det är inte heller önskvärt med en last som ändras för ofta, eftersom simuleringsmodellen är tänkt att likna det faktiska elsystemet vid Chalmers vindkraftanläggning och där förändras inte lasterna mer än några gånger per minut som mest. För att i nästa steg beräkna maximal tillåten last och maximal tillåten effekt används block "Beräkning av Maxlast och Max P_genererad", se figur 5.10.



Figur 5.10: Simulinkblock som beräknar eventuell lastreducering och effektbegränsning.

Den genererade effekten, diskretiserade lastprofilen och SoC används som insignaler till en MATLAB-funktion som finns i nedre delen av figur 5.10. Om SoC är större än 25 % sker ingen begränsning av lasten. När SoC är mindre än 25 % beräknas effektskillnaden mellan last och genererad effekt varpå utsignalen beräknas som en linjär funktion med nollställe i $SoC = 20\%$. Därigenom kommer ett SoC-värde på 20 % motsvara att lasten är lika stor som den genererade effekten. Därav hindras SoC från att underskrida 20 %. Därefter omvandlas enheten till kW och signalen avrundas nedåt. Signalen skickas ut som "Begränsad last", vilket också representerar den vid en tidpunkt maximalt tillåtna lasten. Ekvationen i MATLAB-blocket då SoC underskrider 25 % är ekvation (5.1)

$$lastut = (lastprofil - P_{genererad}) \cdot (20 \cdot SoC - 4) + P_{genererad} \quad (5.1)$$

där $lastut$ är den maximalt tillåtna lasten, $lastprofil$ är styrsignalen från lastprofilen. SoC är batteriets State of Charge och $P_{genererad}$ är den totala genererade effekten. Faktorn $(20 \cdot SoC - 4)$ är en rät linje med nollställe i $SoC = 20\%$. Det gör att lasten inte kan ladda ur batteriet mer när SoC blir 20 %.

Simuleringens funktion för effektbegränsning då SoC börjar närma sig 80 %, som kan ses i övre delen av figur 5.10, förklaras i nästa avsnitt.

5.3.2 Effektbegränsning

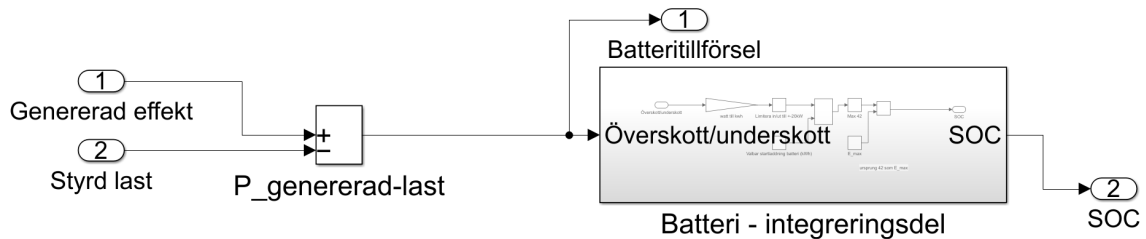
I avsnitt 5.3.1 beskrivs hur logiken i blocket "Beräkning av Maxlast och Max $P_{genererad}$ " används för att begränsa lasten när SoC närmar sig 20 %, vilket kan ses i figur 5.10. Samma block används även för att begränsa den effekt som kan utvinnas vid ett givet tillfälle. Dess funktion är att reducera effekten när batteriets laddningstillstånd närmar sig den övre gränsen på 80 %.

I logiken skickas först SoC-signalen genom ett reläblock, vars uppgift är att ge värdet 1 när $SoC > 80\%$ och 0 när $SoC < 75\%$. Signalen skickas därefter vidare till en brytare som för $SoC > 80\%$ släpper igenom lasten och för $SoC < 75\%$ släpper igenom det maximala effektvärdet vid normaldrift. Det gör att om SoC når 80 %, stängs laddningen till batteriet av genom att subtrahera lasten med sig själv, vilket genererar en signal som hindrar systemet att ladda batteriet mer innan SoC återgått till 75 %. Ekvationen som används då SoC är över 75 % är ekvation (4.2).

Den resulterande nettoeffekten används sedan som insignal till en MATLAB-funktion tillsammans med SoC. När $SoC > 75\%$ beräknas effektskillnaden mellan last och genererad effekt, varpå utsignalen erhålls som en linjär funktion med ett nollställe vid $SoC = 80\%$. Denna logik är lika men omvänd med fallet då SoC går mot 20 % i avsnitt 5.3.1.

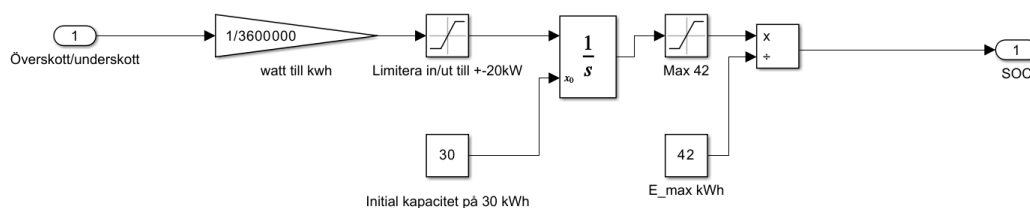
5.3.3 Batteri

I detta avsnitt förklaras batterilogiken som kan ses i figur 5.11. Figuren motsvarar blocket "Batteri" i figur 5.6. Den tar emot den styrda lasten och effekten som genereras av vind- och solcellsanläggningen, benämnd "Genererad effekt". Skillnaden mellan dessa blir den effekt som batteriet tar emot eller avger och som i figur 5.6 representeras av utsignalen "Batteritillförsel".



Figur 5.11: Blockschemat över hur den genererade effekten och systemets last, används för att reglera batteriets SoC. Blocket "Batteri - integreringsdel" innehåller det som visas i figur 5.12.

För att överföra över- eller underskottet av energi till batteriets laddningstillstånd används logiken i figur 5.12 som motsvarar blocket "Batteri" i figur 5.11. Lasteffekten subtraheras från den genererade effekten och differensen går in i en integrator som summerar effektlödet över tid. Integrationen i simuleringen börjar vid ett initialvärde som kan ändras utefter scenariot som undersöks. Effektöverföringen begränsas till 20 kW efter specifikationerna hos batteriets omriktare. Den maximala energin i batteriet är ställbart i modellen och i figur 5.12 syns en storlek på 42 kWh, vilket motsvarar storleken på det batteri som planeras installeras vid Chalmers vindkraftsanläggning.



Figur 5.12: Blockschemat över batteriet i modellen som ger batteriets SoC.

I alla mätningar förutom den med större batteri, är batteristorleken satt till 0,7 kWh och med större batteri är storleken satt till 2,1 kWh. Värdet i simuleringsmodellen är en SoC-nivå som är ett tal mellan 0 och 1, men i detta avsnitt uttrycks det i procent för att vara konsekvent med tidigare delar av texten.

5.4 Uppmätning av lastreläers till-och frånslagningstid

I detta avsnitt presenteras mätresultat över de olika reläernas till-och frånslags tid. Avsnittet behandlar både resultat och diskussion för mätningen och är placerad här i rapporten eftersom det är en del av utvecklingen av styrmodellen till Chalmers vindkraftsanläggning som bygger på simuleringsmodellen. Samtidigt är det inte en viktig del av slutresultat eller slutdiskussion. I tabell 5.1 presenteras den genomsnittliga till-och frånslagstiden för respektive relä.

Tabell 5.1: Medelvärde för reläers till-och frånslagstid.

Relä	Fläkt (kW)	Tillslagstid (ms)	Frånslagstid (ms)
1	1	9,3	19,4
2	2	9,1	17,8
3	2	8,6	21,3
4	6	15,4	24,0
5	9	13,6	26,5

Mätningarna visar att tidsfördröjningar är korta i förhållande till systemets hastighet. Det är alltså inte så stora tidsskillnader mellan simulering och anläggning. Den högsta tillslagstiden är 13,6 ms och den högsta frånslagstiden är 26,5 ms.

Utöver det kan noteras att det är liten skillnad mellan de olika fläktreläernas tidsfördröjningar. Den största tidsskillnaden är mellan relä 5 och 2 med en skillnad i frånslagstid på 8,7 ms.

Värddatorn på Chalmers vindkraftsanläggning kör styrsystemet med frekvensen 200 Hz, det innebär ett samplingsintervall på 5 ms. Simuleringen i Simulink körs med frekvensen 1 Hz. Då skillnaden mellan lägsta och högsta tillslagstiden aldrig i genomsnitt är större än 8,7 ms, vilket motsvarar 1,74 samplingsintervall på vindkraftsanläggningen så togs beslutet att inte införa någon fördröjning i varken simuleringsmodell eller i den faktiska implementeringen på Chalmers vindkraftsanläggning. Simuleringsmodellen hade inte kunnat simulera en så kort fördröjning och 1,74 samplingsintervall ansågs vara för litet för att märkbart påverka styrningen på Chalmers vindkraftsanläggning. En annan anledning till att mätningarna gjordes var för att se om det fanns risk för överlapp mellan laster under omkopplingsfasen. Resultatet här visar att så visserligen är fallet, men överlappet varar sällan mer än en halv elektrisk period, vilket är 10 ms i ett 50 Hz-system. När testerna gjordes hade strömmarna i systemet hamnat i sitt nya normaltillstånd mindre än 20 ms efter att reläet aktiverats. Det ansågs därför att risken för större problem kopplat till att laster oavsiktligt överlappar under omkopplingsfasen var låg och ingen fördröjning ansågs nödvändig.

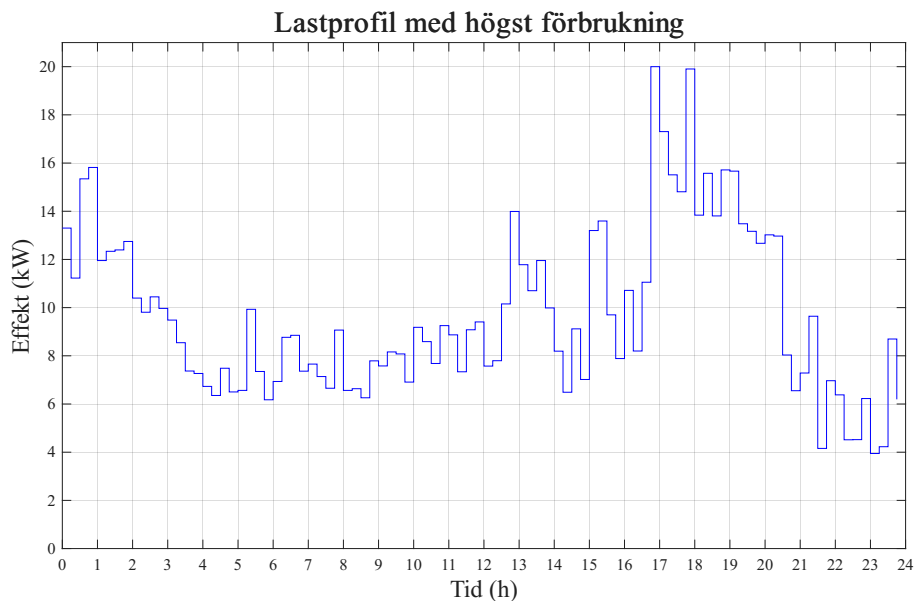
6

Resultat

I detta avsnitt redovisas resultat från arbetet. Resultaten innefattar de lastprofiler som kartlagts, mätdata från tester av styrlogiken vid Chalmers vindkraftsanläggning, styrlogikens simulerade beteende vid samma väderförhållanden som testerna och resultat från modellen som förutsäger vind.

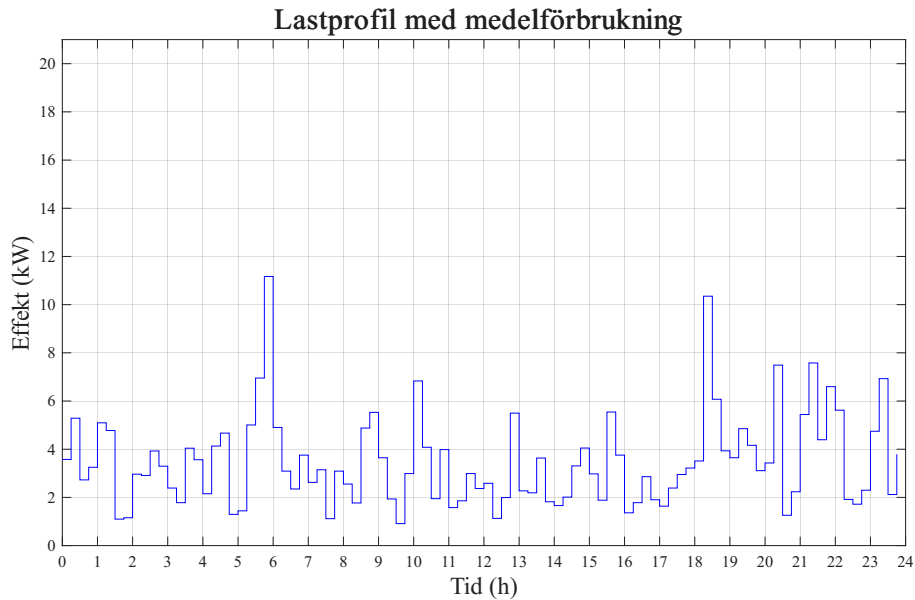
6.1 Effektförbrukning över ett dygn för en villa i Göteborg

I detta avsnitt redovisas de tre lastprofilerna som sammanställdes för att kunna utföra tester och utvärdera styrlogiken på Chalmers vindkraftsanläggning med verkliga lastscenarion. Figurerna nedan visar lastprofilerna som sammanställdes från en villa i Göteborg. De visar förbrukningen, efter modifiering, under olika dagar på året. I figur 6.1 visas lastprofilen över det dygn villan hade högst förbrukning. I figur 6.3 visas det dygn villan hade lägst förbrukning. Under dygnet med högst last förbrukades 145,5 kWh och under dygnet med lägst förbrukning 9,9 kWh. Slutligen visas, i figur 6.2, en lastprofil med det dygn närmast medelvärdet över årets energiförbrukning, där förbrukningen var 52,3 kWh. Skalningsfaktorn som togs fram och multiplicerades med alla lastprofilerna beräknades fram till 1,6.



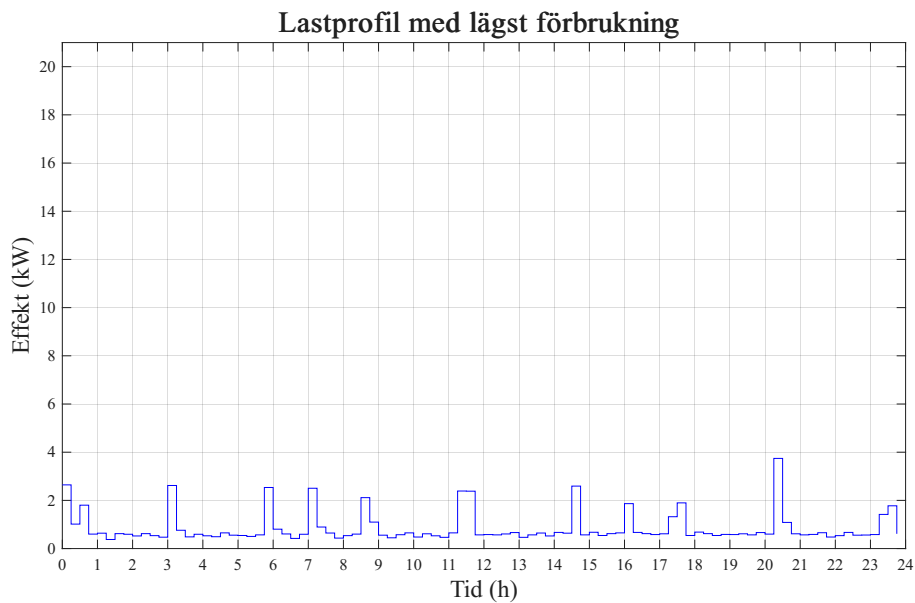
Figur 6.1: Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg söndagen den 16 februari 2025 som var den dag under 2025 som villan hade högst energiförbrukning

Lastprofilen i figur 6.1 har en högre effektförbrukning på natten. Förbrukningen går upp igen på eftermiddagen runt kl. 13 och ytterligare på kvällen vid kl. 17 för att sedan gå ner igen efter kl. 20. På kvällen ligger effektförbrukningen som lägst på 13 kW och som högst på 20 kW.



Figur 6.2: Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg fredagen den 4 april 2025 som var den dag under 2025 som villan hade energiförbrukning närmast medelvärdet

Lastprofilen i figur 6.2 har två tydliga effekttoppar, en på morgonen runt kl. 6 på 11 kW och en på kvällen runt kl. 18-19 på strax över 10 kW. Utöver dessa toppar går effektförbrukningen upp och ner över hela dygnet mellan 1 kW och nästan 8 kW.



Figur 6.3: Lastprofilen beskriver en villa i Göteborg fredagen den 18 juli 2025 som var den dag under 2025 med lägst energiförbrukning

I figur 6.3 syns endast mindre variationer av effektförbrukningen, den varierar mellan 0,5 kWh och nästan 4 kWh. Topparna är även utspridda jämt under dygnet.

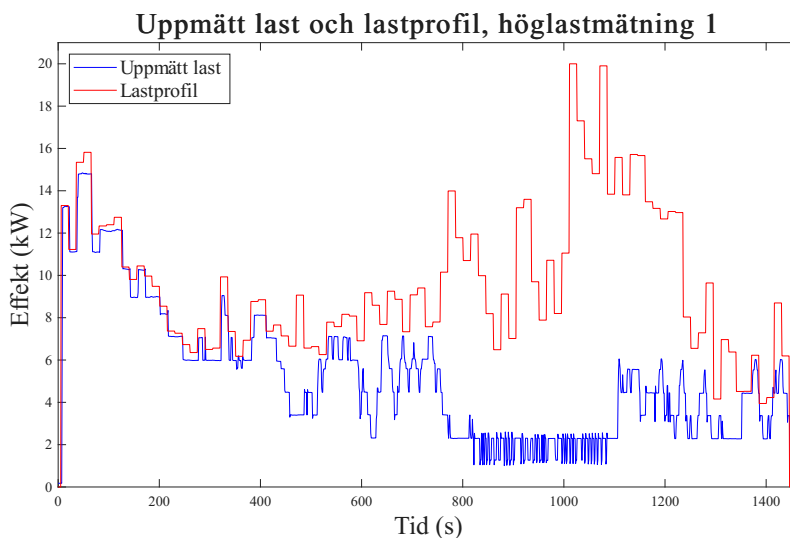
6.2 Resultat från styrlogiken på Chalmers vindkraftsanläggning

I detta avsnitt redovisas resultat från test av styrlogiken, som utvecklades i Simulink och redovisas i kapitel 5, vid Chalmers vindkraftsanläggning. De parametrar som mättes under alla mätningar finns beskrivna i kapitel 4.2.1.

Det genomfördes totalt sex mätningar på Chalmers vindkraftsanläggning, fyra mätningar den 23 april och två mätningar den 28 april. Den 23 april gjordes mätningar med varje lastprofil för att undersöka hur väl Chalmers vindkraftsanläggning kunde hantera olika lastfall. Den 28 april undersöktes hur systemet presterade under andra vindförhållanden än de som rådde den 23 april. I detta avsnitt presenteras även mätningen som gjordes för att undersöka hur styrlogiken påverkades av en ökad batterikapacitet på 126 kWh.

6.2.1 Höglastmätning 1

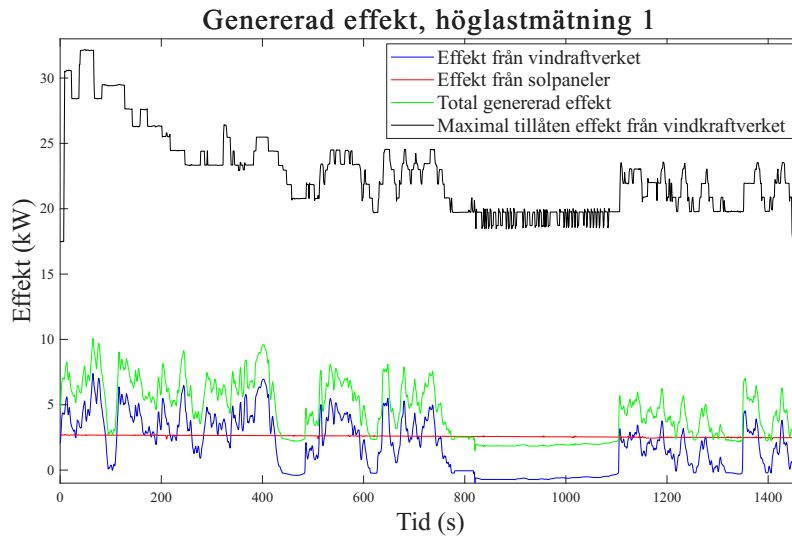
Den 23 april testades styrlogiken med den höga lastprofilen som presenteras i figur 6.1. I figur 6.4 illustreras den uppmätta lasten gentemot lastprofilen.



Figur 6.4: Uppmätt last och lastprofil för höglastmätning 1

Figur 6.4 visar att Chalmers vindkraftsanläggning kunde följa lastprofilen fram till cirka 450 s då systemet började lastreducera. Vid ungefär 500 s avtog lastreduceringen och den uppmätta lasten steg. Vid ungefär 770 s reducerades lasten ner igen och oscillerade då mellan ungefär 2,3 kW och 1,3 kW fram till cirka 1100 s.

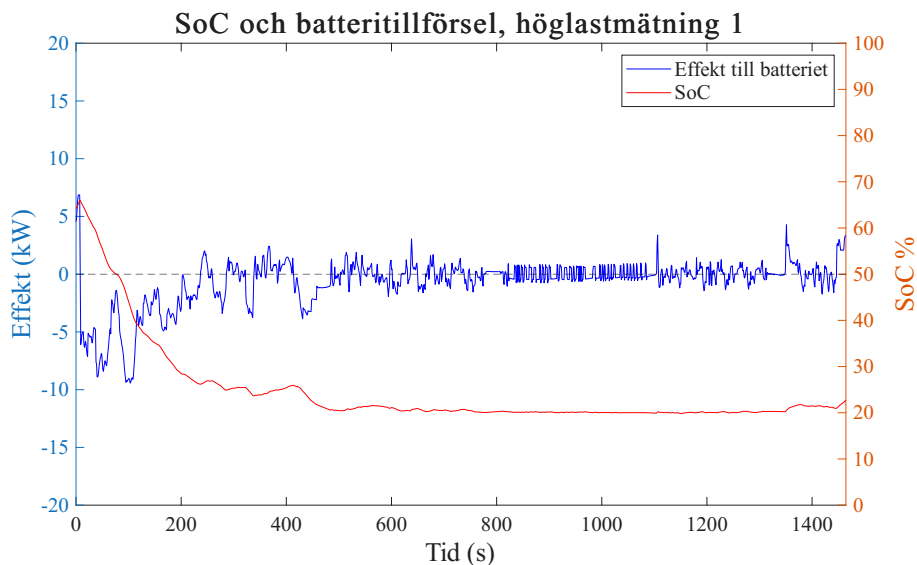
Figur 6.5 illustrerar fyra parametrar: den totalt genererade effekten som anläggningen producerade, uppdelad i effekt från vindkraftverket och effekt från solcellerna, samt den maximalt tillåtna effekten från vindkraftverket.



Figur 6.5: Genererad effekt på Chalmers vindkraftsanläggning under höglastmätning 1

Ur figur 6.5 och figur 6.4 kan det utläsas att under denna mätning genererades för lite effekt för att tillgodose effektförbrukningen samt ladda batteriet fullt. Detta ses från att det är en förhållandevis stor skillnad på cirka 15 kW mellan maximal tillåten effekt från vindkraftverket och effekt från vindkraftverket. Ur figuren kan även utläsas att vinden var så pass svag att vindkraftverket var avstängt under mätningen mellan cirka 800 s och 1100 s. Området 800 s till 1100 s då ingen effekt genereras av vindkraftverket överensstämmer med den största lastreduceringen i figur 6.4.

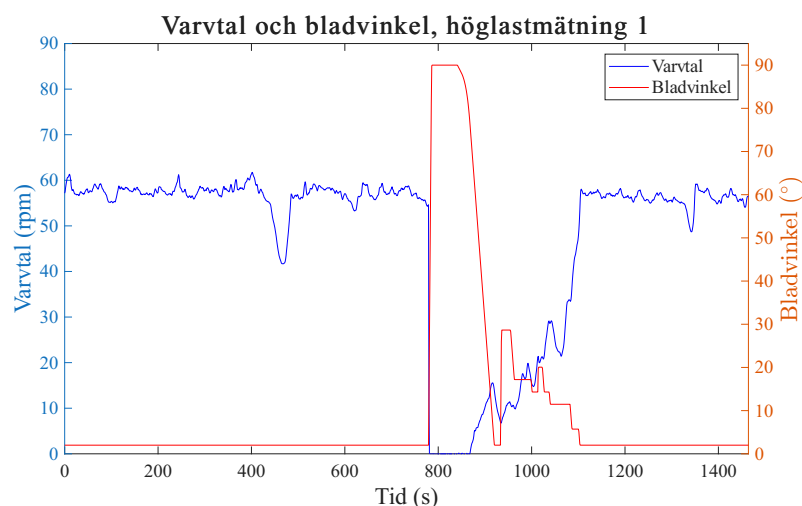
I figur 6.6 illustreras batteriets SoC-nivå och effekt till och från batteriet under mätningen.



Figur 6.6: SoC och effekt till batteriet under höglastmätning 1

I linje med figur 6.5 visar figur 6.6 att systemet under mätningen hade för lite effektproduktion för att kunna tillgodose effektförbrukningen och ladda batteriet. Tvärtom fungerade batteristyrningen genom att batteriet tillförde effekt till systemet vilket gjorde att SoC-nivån sjönk. Batteristyrningen tillät inte SoC-nivån att sjunka mer än till 20 %. Att batteriet gav effekt till systemet kan ses genom att studera figur 6.6 som illustrerar effekttillförseln till batteriet. Den visar ett negativt värde fram till tidpunkten då SoC når 20 % vid cirka 500 s. Efter 500 s hålls effekten till och från batteriet nära 0 kW med enstaka toppar för att stabilisera effektbalansen på Chalmers vindkraftsanläggning.

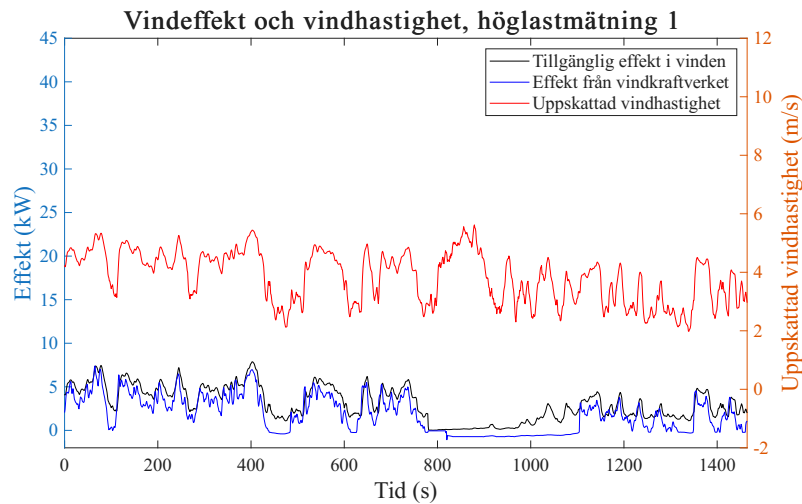
I figur 6.7 illustreras vindturbinens varvtal och vindkraftverkets bladvinkel under mätningen.



Figur 6.7: Varvtal och bladvinkel i vindkraftverket under höglåstmätning 1

Figur 6.7 visar att vindkraftverket stängdes av under mätningen vid cirka 800 s till följd av otillräcklig vindhastighet. Avstängningen skedde genom en justering av bladvinkeln. Vid cirka 850 s visar figuren att vindkraftverket startas manuellt genom att minska sin bladvinkel. Vid återstarten kan det utläsas att varvtalet tar en kort tid på sig att återgå till driftsnivå, och det är först därefter som vindkraftverket återigen bidrar med effekt till systemet, vilket kan bekräftas genom att jämföra med figur 6.5. Bladvinkeln reglerades manuellt för att öka vindkraftverkets varvtal. Kring 450 s visar figur 6.7 att vindkraftverkets varvtal sjönk till 41 rpm och sedan återgick till cirka 58 rpm. Detta sammanföll med att vindhastigheten sjönk till omkring 2,1 m/s i figur 6.8.

I figur 6.8 visas den uppskattade vindhastigheten tillsammans med effekten från vindkraftverket och den teoretiskt tillgängliga effekten i vinden. Figuren inkluderas för att ge kontext till den låga effektproduktionen som observerades i föregående figur.

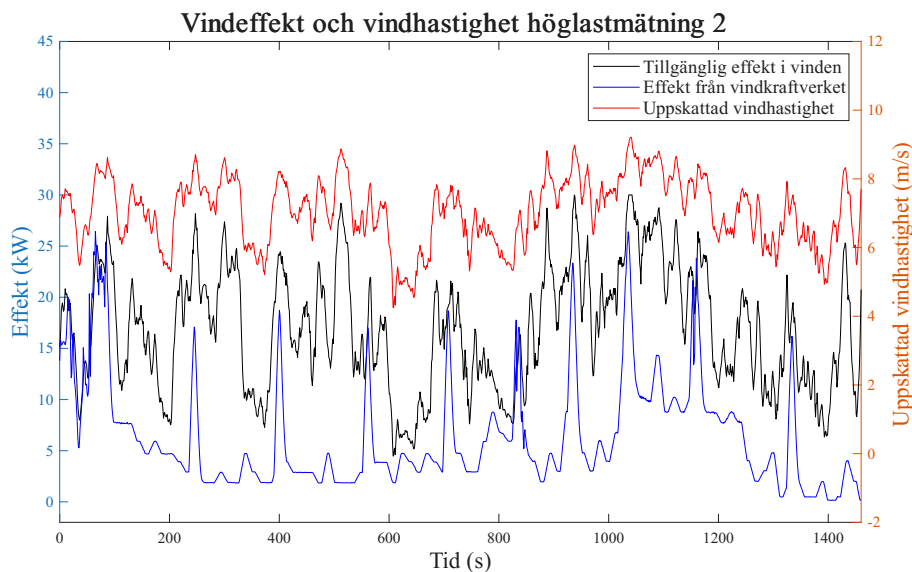


Figur 6.8: Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden under höglasmätning 1

Av vindhastigheten framgår att vinden under mätningen var otillräcklig för att hålla vindkraftverket i drift, vilket resulterade i att verket stängde av sig. Den tillgängliga effekten i vinden följer vindhastigheten och bekräftar att det effektunderskott som uppstod under mätningen var en direkt följd av de rådande vindförhållandena.

6.2.2 Höglasmätning 2

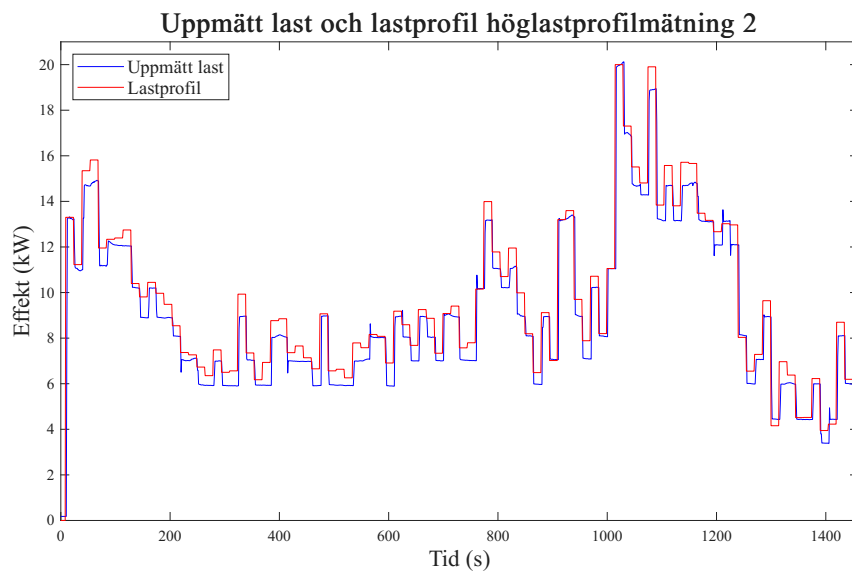
I detta avsnitt presenteras resultat från mätningen gjord den 28 april med hög lastprofil. Till skillnad från föregående höglasmätning fanns det under denna mätning ett effektöverskott från vindkraftverket på grund av starkare vind. Detta innebar att styrlogiken aktivt behövde begränsa effektproduktionen. I figur 6.9 visas vindhastigheten vid mätningen tillsammans med effekten från vindkraftverket.



Figur 6.9: Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden under höglasmätning 2

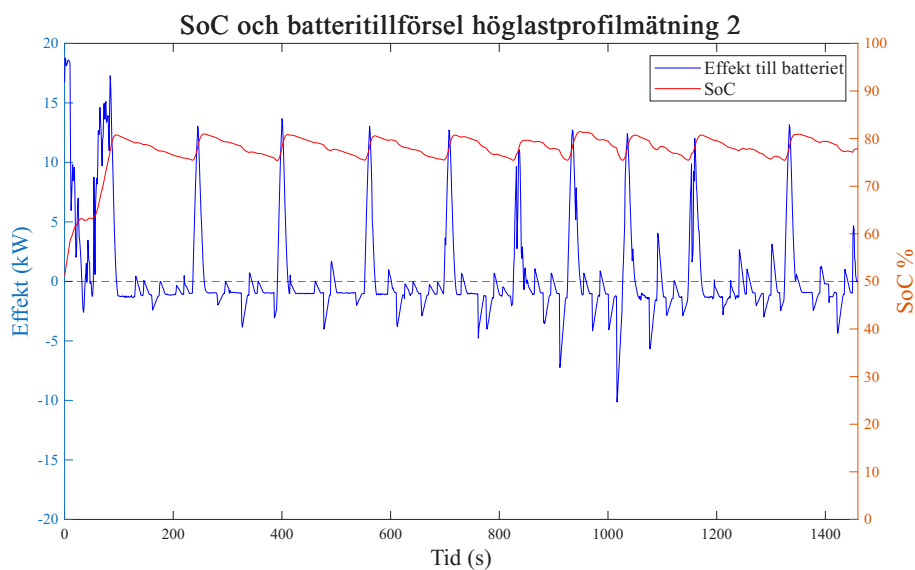
Figur 6.9 visar tydligt att den tillgängliga effekten i vinden följde vindens beteende. Vid den högre vindhastigheten visar figur 6.9 att den tillgängliga effekten i vinden är hög. Mätdata visar att vid 933 s uppgår den till 29,8 kW. Även effekten från vindkraftverket är hög men den begränsas kraftigt under denna mätning. Effekten från vindkraftverket var begränsad men ökade i tydliga toppar som bland annat syns vid 241 s, 396 s, 556 s, och 700 s.

Figur 6.10 visar den uppmätta lasten på Chalmers vindkraftsanläggning jämfört med den höga lastprofilen som syns i figur 6.1. Figur 6.10 visar att styrlogiken inte måste begränsa lasten under denna mätning.



Figur 6.10: Uppmätt last och lastprofil för höglastmätning 2

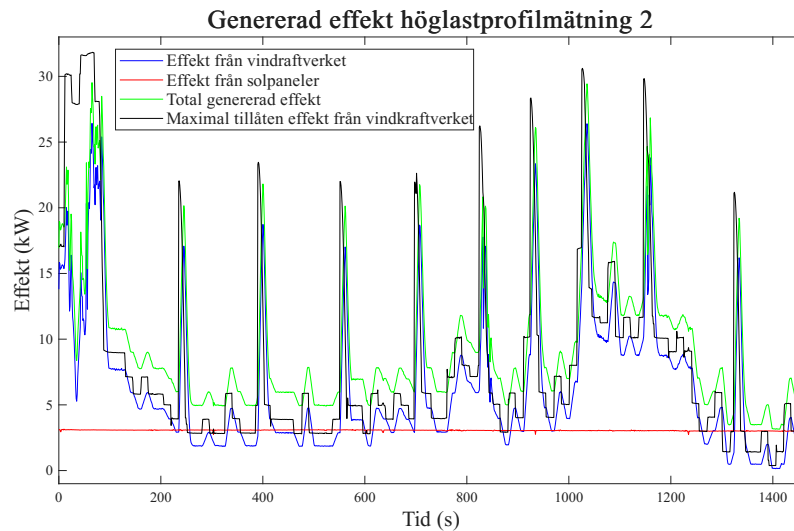
Det simulerade batteriets SoC och effekten till batteriet visas i figur 6.11.



Figur 6.11: SoC och effekt till batteriet höglastmätning 2

Mätdata visar att batteriets SoC initialt ökade till 80,8 % vid 91 s och sjönk sedan till 75 % vid 228 s då det återigen ökade till 80,9 % vid 254 s. Detta mönster av fulladdning och urladdning till 75 % fortsatte under hela mätningen. Det syns att effekt fördes till batteriet i korta intensiva toppar vid cirka 13 kW.

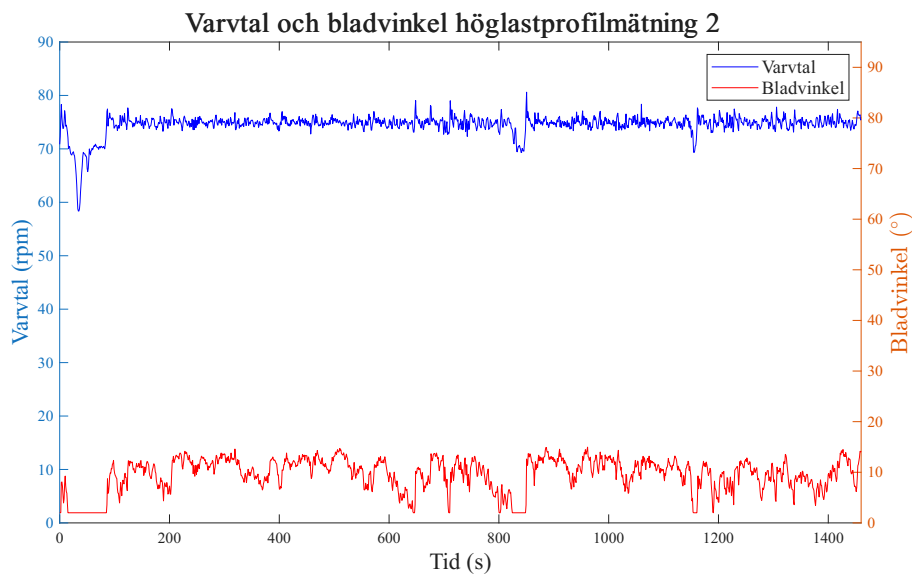
Figur 6.12 visar den totala genererade effekten från mätningen som anläggningen producerade återigen uppdelad i fyra parametrar.



Figur 6.12: Genererad effekt från systemet höglastmätning 2

Figur 6.12 illustrerar att den maximala effekten från vindkraftverket minskade från 28 kW vid 71 s till 9,1 kW och vid 86 s. Efter den skarpa minskningen ökade den maximala effekten från vindkraftverket även skarpt från under 10 kW till över 20 kW i toppar vid 230 s, 385 s och 547 s, bland andra. Dessa maxima sammanfaller ungefär i tid med att batteriets SoC når 75 % då även maxima av effekt in i batteriet kunde ses i figur 6.11. Effekten från vindkraftverket i figur 6.12 demonstrerade även toppar som sammanföll i tid med att effekt flödade in i batteriet, dessa toppar skedde cirka 10 s efter att den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket nått sin topp. Vid dessa tillfällen var den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket momentant lägre än effekten från vindkraftverket.

I figur 6.13 kan man även se hur varvtalet och bladvinkeln ändras under mätningen.

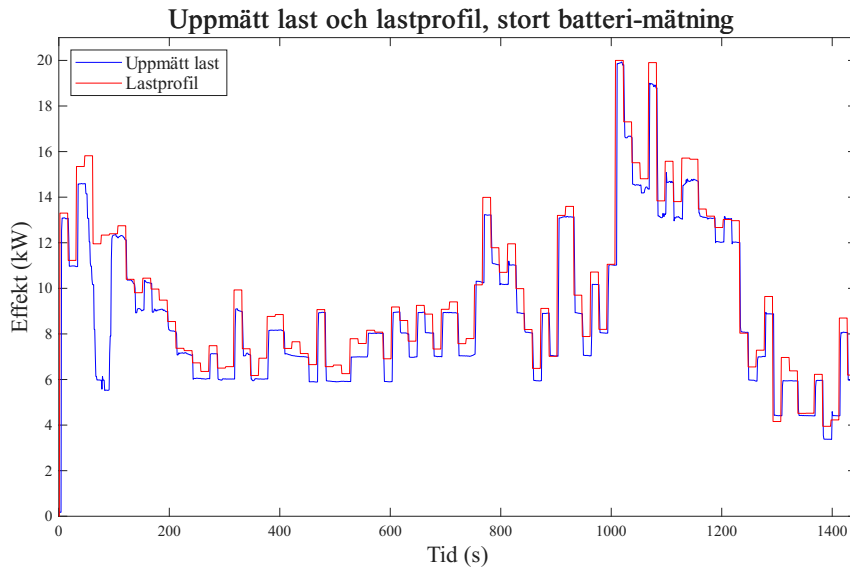


Figur 6.13: Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket höglastmätning 2

Under denna mätning var varvtalet relativt konstant som var 58 rpm kring 30 s och sedan ökade till ungefär 75 rpm vid 80 s. Varvtalet hade två minima vid 830 s och 1150 s, där varvtalet sjönk till 70 rpm respektive 69 rpm. Dessa sammanföll med två maxima i figur 6.12, där effekten från vindkraftverket ökade. Bladvinkeln i figur 6.13 varierar mellan 2° och 14° och sammanfaller med att Chalmers vindkraftverk måste spilla vind och begränsa den maximala effekten från vindkraftverket, vilket syns i figur 6.12.

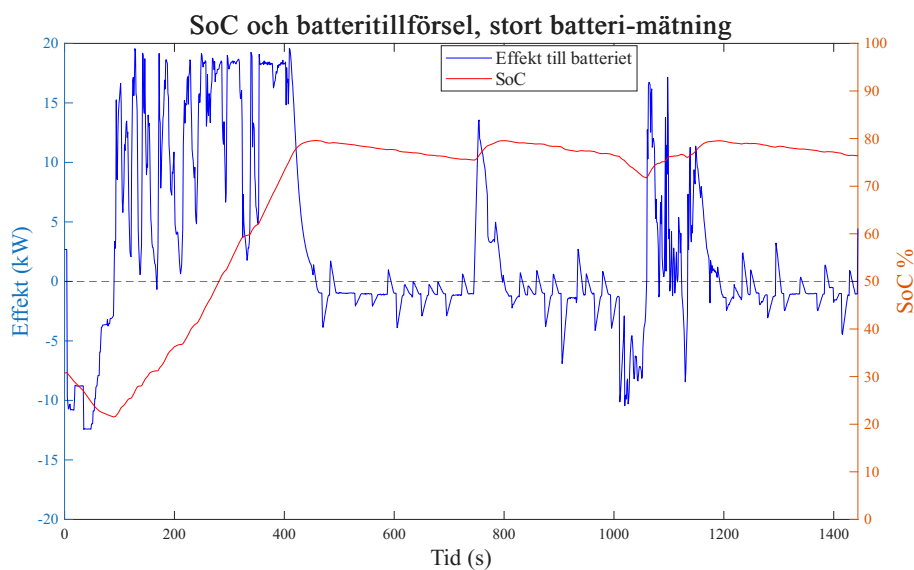
6.2.3 Mätning med utökad batterikapacitet

Nedan presenteras resultat från mätningen gjord den 28 april där storleken av det simulerade batteriet ökades från 42 kWh till 126 kWh. Vid mätningens början var vindkraftverket avstängt och batteriets SoC var 30 %. Det utvidgade batteriet undersöktes med den höga lastprofilen i figur 6.1. Figur 6.14 visar den uppmätta lasten tillsammans med lastprofilen.

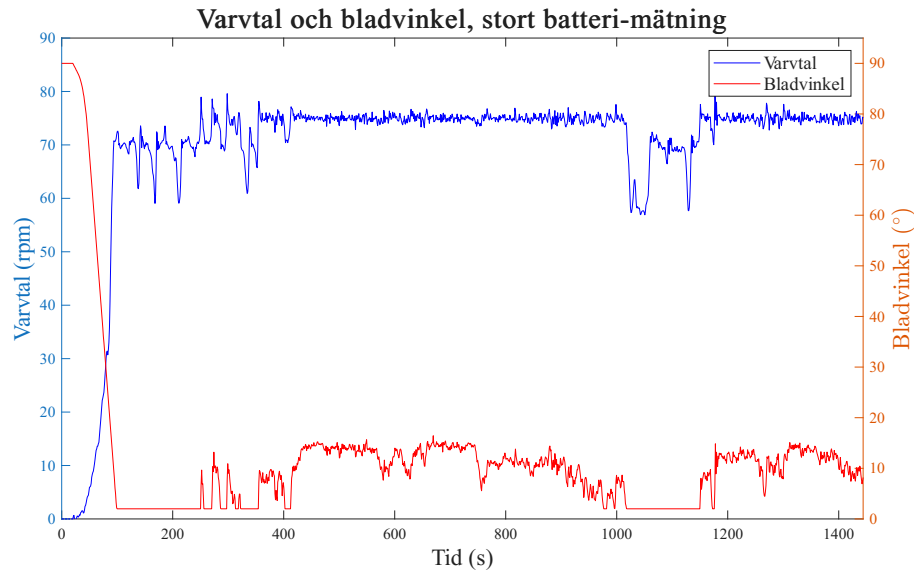


Figur 6.14: Uppmätt last och lastprofil för mätning med stort batteri

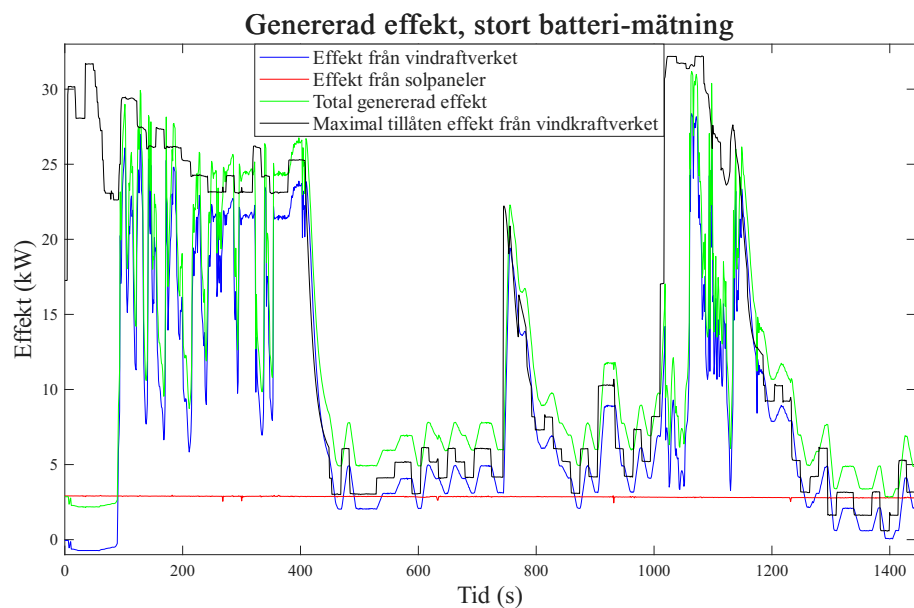
Lasten begränsades av styrlogiken vid 60 s efter mätningens start, vilket sammanföll med att batteriets SoC sjunkit under 25 % och effekten ur batteriet begränsades. Batteriets SoC och effektförbrukning till och från batteriet under mätningen med utökad batterikapacitet presenteras i figur 6.15. Vindkraftverkets varvtal och bladvinkel illustreras i figur 6.16, medan den genererade effekten och styrsignalen för att spilla vind visas i figur 6.17.



Figur 6.15: SoC och effekt till batteriet vid mätning med stort batteri.



Figur 6.16: Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket vid mätning med stort batteri.



Figur 6.17: Genererad effekt från systemet vid mätning med stort batteri.

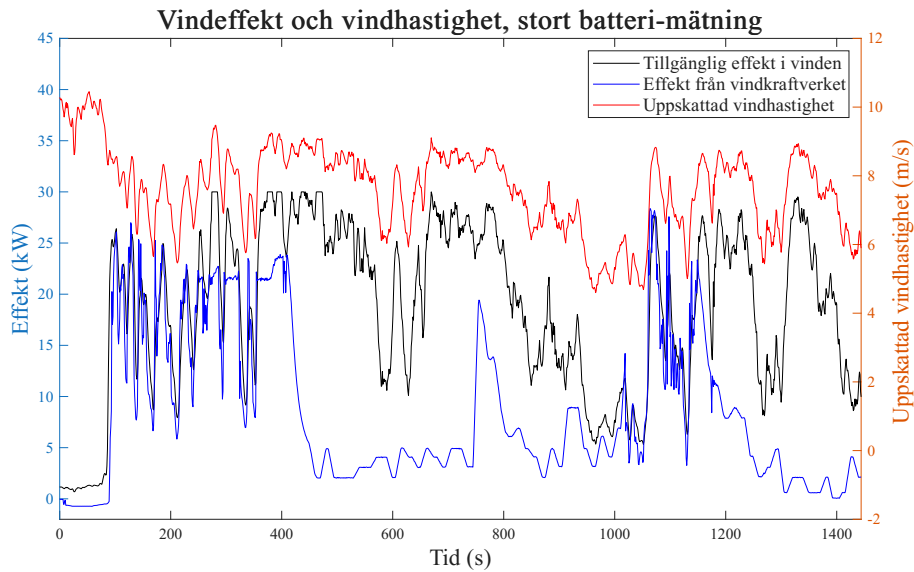
I början av mätningen var vindkraftverket avstängt vilket visas tydligt i figur 6.16. Då vindkraftverket inte var i drift sjönk drift batteriets SoC till cirka 21 % vid 90 s. Kort därefter vid 96 s började vindkraftverket generera effekt, figur 6.17, vilket sammanföll med att varvtalet ökade och bladvinkeln minskade i figur 6.16. När vindkraftverket uppnådde full drift kring 100 s upphörde styrlogiken att begränsa lasten eftersom den genererade effekten översteg systemets effektbehov.

Mellan cirka 100 s och 250 s spilldes ingen vind och bladvinkeln var konstant vid 2°. Efter cirka 250 s började bladvinkeln regleras för att begränsa effekten från vindkraftverket. Detta överensstämmer med figur 6.17, där effekten från vindkraftverket

begränsades till under cirka 24 kW mellan 250 s och 400 s. Under samma tidsintervall låg batteritillförseln kring 19 kW, vilket är nära batteriets effektgräns på 20 kW.

Vid cirka 420 s översteg batteriets SoC 75 %, vilket sammanföll med att effekten från vindkraftverket reducerades från cirka 24 kW till 2 kW. Den begränsade effekten kvarstod fram till cirka 750 s då batteriets SoC åter sjunkit till 75 %. Därefter ökade den maximalt tillåtna effekten från vindkraftverket till cirka 22 kW. Vid ungefär 800 s reducerades den åter till cirka 7 kW då batteriets SoC åter nått 80 %.

Figur 6.18 illustrerar att vindhastigheten och den tillgängliga effekten i vinden vid mätningen.

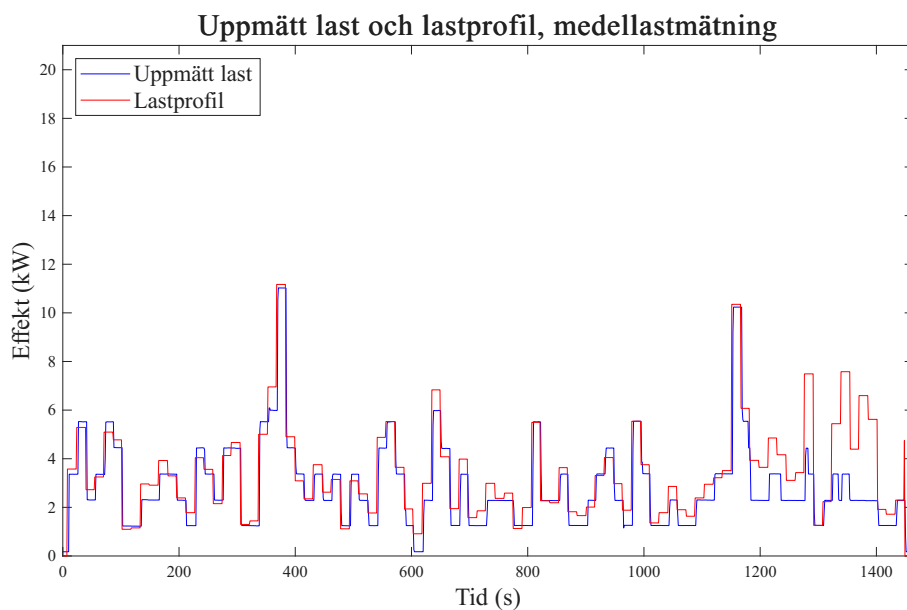


Figur 6.18: Vindhastighet och den tillgängliga effekten i vinden vid mätning med stort batteri

I figuren visas det att vinden varierade mellan cirka 10 m/s och 5 m/s, vilket tillät att effekt upp till 28 kW kunde genereras.

6.2.4 Medellastmätning

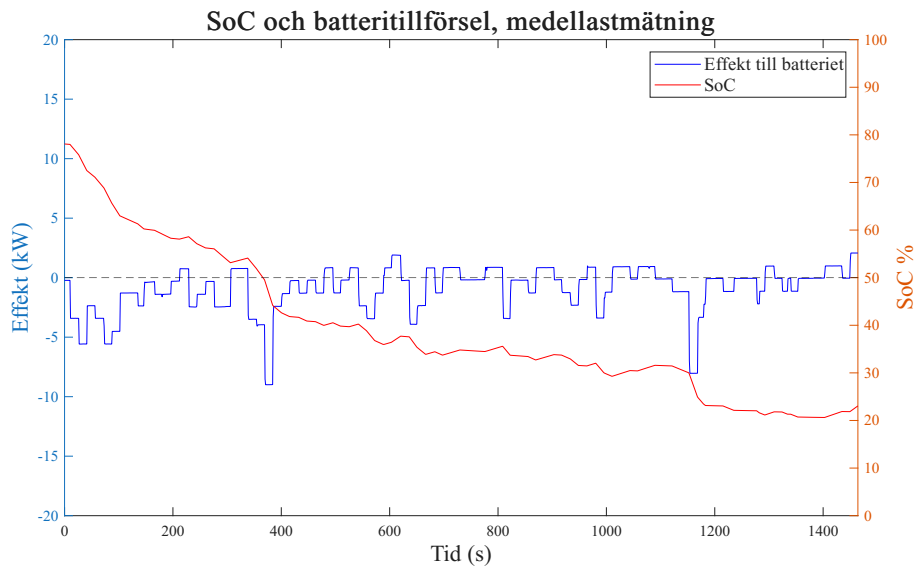
Styrlogikens prestanda undersöktes även med hjälp av medellastprofilen som syns i figur 6.2. Medellastprofilen undersöktes vid en tid då det inte blåste tillräckligt mycket för att vindkraftverket skulle kunna nyttjas vilket innebar att lasten behövde begränsas då SoC i det simulerade batteriet sjönk för lågt. Figur 6.19 visar hur lastprofilen och den uppmätta lasten såg ut på Chalmers vindkraftsanläggning under mätningen.



Figur 6.19: Uppmätt last och lastprofil under medellastmätningen

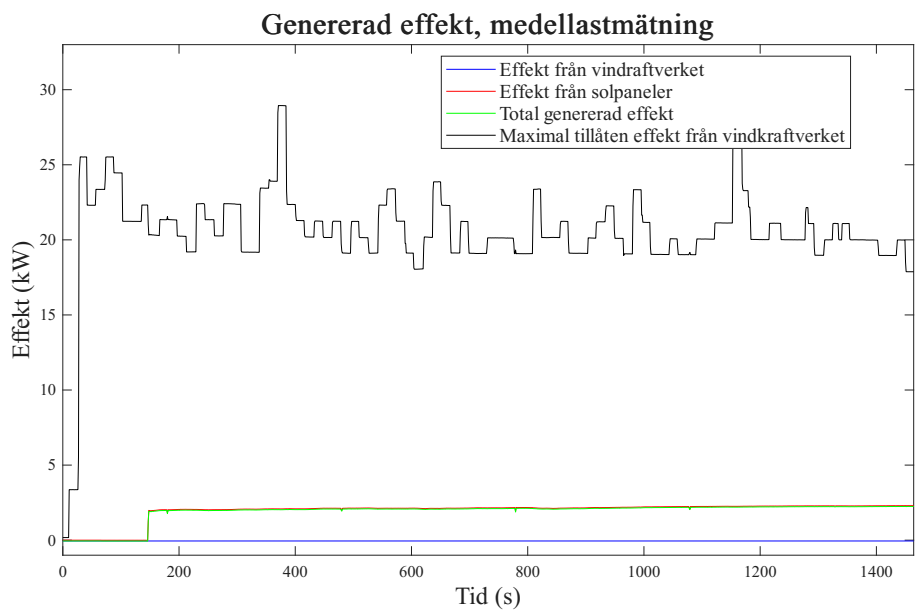
Som illustreras i grafen behöver styrlogiken begränsa systemets last efter 1200 s till slutet av mätningen. Vid påbörjad mätning hade batteriet en hög SoC, se figur 6.20, och stod för majoriteten av effekten som levererades under mätningen. Vid 1180 s började styrlogiken att begränsa lasten vilket sammanföll med att batteriets SoC understeg 25 % och styrlogiken begränsade lasten med hjälp av den linjära funktion som presenteras i kapitel 5.3.1.

Figur 6.20 visar att batteriets SoC sjönk till 20 % och understeg inte 20 %.



Figur 6.20: SoC och effekt till batteri under medellastmätningen

Den genererade effekten under mätningen syns i figur 6.21 där effekten som genereras kom ifrån solcellerna.



Figur 6.21: Genererad effekt av systemet under medellastmätningen

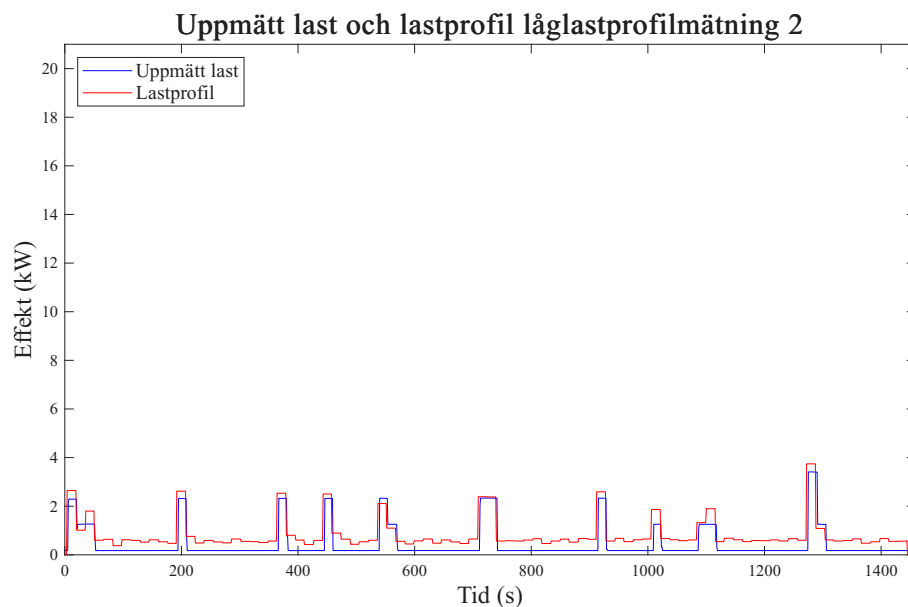
Innan mätningen fanns inget effektbehov och batteriets SoC var 80 %, vilket innebar att solcellerna och vindkraftverket var avstängda. När mätningen påbörjades slog solcellsomriktaren på vid 11 s. Det dröjde till 147 s innan systemet registrerade att solcellerna genererade effekt.

När vindkraftverket var avstängt kom all effekt som uppfyllde systemets behov från det simulerade batteriet och solcellerna. Figur 6.20 visar hur batteriets SoC minskade

i takt med att effekt lämnade batteriet. Figuren illustrerar även hur stor effekten som lämnade batteriet var, och att batteriet stundtals kunde laddas då lasten var lägre än effekten från solcellerna. Variationen i effekt från batteriet är samma variation som syns i figur 6.19 där lasten förändras. När batteriets SoC närmade sig 20 % vid 1300 s begränsade styrlogiken systemets last, vilket sammanfaller med att den uppmätta lasten skilde sig ifrån lastprofilen i figur 6.19. Efter att batteriets SoC nått 20 % begränsades lasten till den effekt som producerades och SoC steg då lasten var mindre än solcellernas genererade effekt.

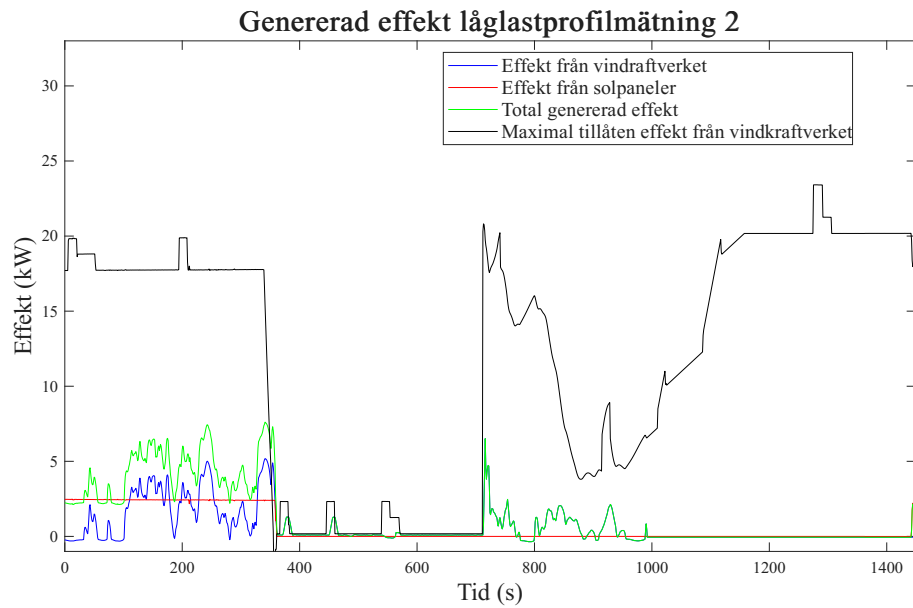
6.2.5 Låglastmätning 2

Styrlogiken undersöktes även med den låga lastprofilen som visas i figur 6.3. I figur 6.22 syns hur den uppmätta lasten på Chalmers vindkraftsanläggning förhåller sig till den låga lastprofilen.



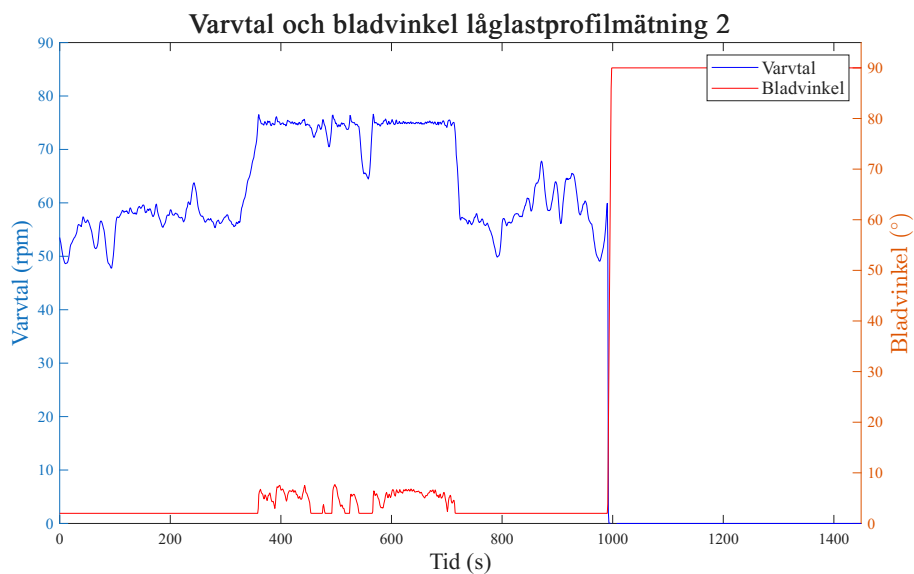
Figur 6.22: Uppmätt last och lastprofil låglastmätning 2

Vid de tillfällen då lasten i lastprofilen understiger 1 kW styrs byggfläktarnas last till 0 kW då styrlogiken avrundar lasten nedåt till närmsta heltal. Lasten på Chalmers vindkraftsanläggning behöver aldrig begränsas eftersom det alltid finns tillräckligt med genererad effekt eller elenergi som kan tas ur batteriet. Den låga lasten som syns i figur 6.22 innebar att styrlogiken begränsade effekten som Chalmers vindkraftsanläggning producerade för att hålla SoC i det simulerade batterisystemet inom korrekta nivåer. I figur 6.23 visas den genererade effekten under mätningen.



Figur 6.23: Genererad effekt av systemet låglastmätning 2

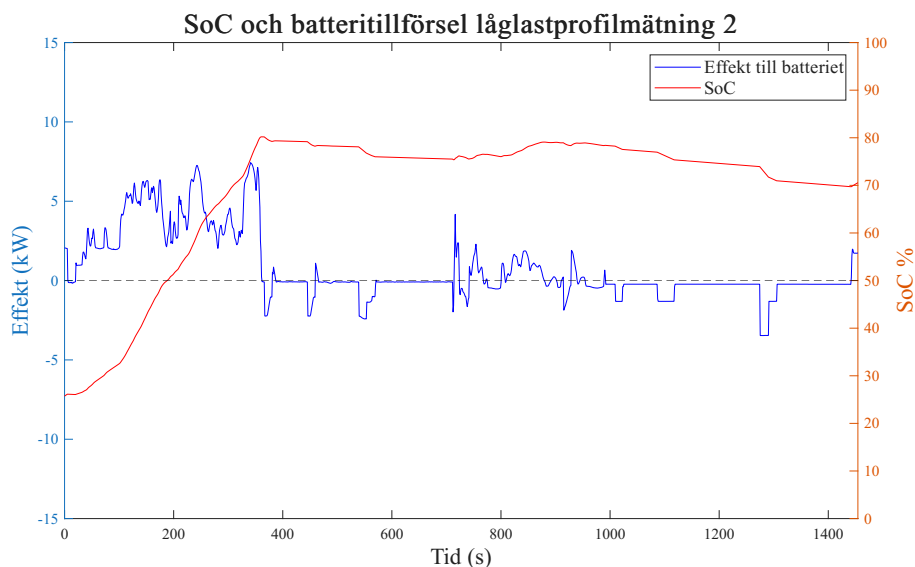
Vid 350 s styrs den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket skarpt ned. Eftersom lasten vid detta tillfälle var noll stängdes solcellsomriktaren av och vindkraftverket styrdes till att inte generera någon effekt. Hur detta påverkade vindkraftverkets varvtal och bladvinkel framgår av figur 6.24.



Figur 6.24: Varvtal och bladvinkel för vindkraftverket låglastmätning 2

Som en följd av att effektproduktionen stängdes av ökade vindkraftverkets varvtal från 55 rpm till 75 rpm mellan 350 s och 700 s, vilket illustreras i figur 6.24. Då lasten ökade igen under samma period reglerades bladvinkeln för att öka effekten. I samband med att effekt åter togs ur vinden vid 700 s minskade rotorns varvtal, vilket framgår av figur 6.24. Varvtalsminskningen vid 700 s gjordes av anläggningens styrsystem för att ta ut maximal effekt vid rådande vindförhållanden. Vid 1000 s

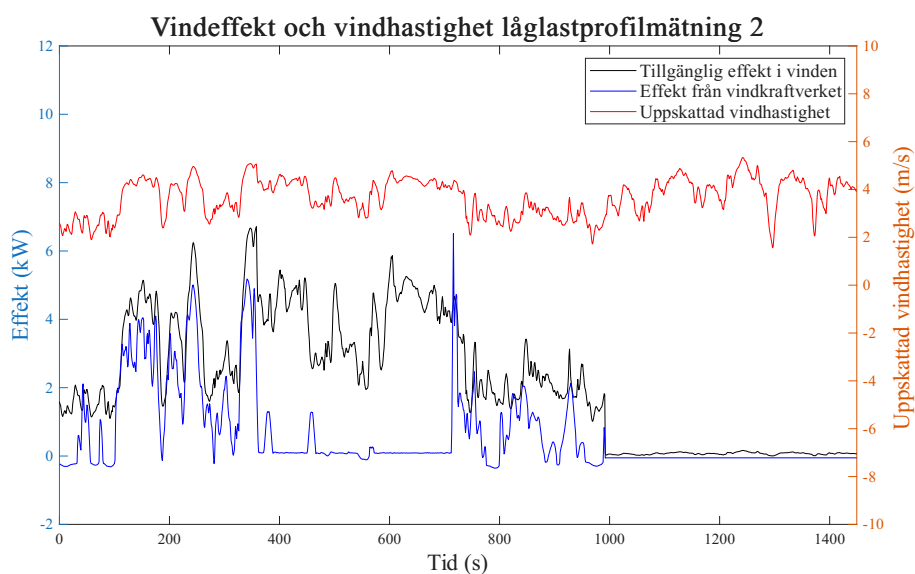
sjönk vindhastigheten till den nivå där vindkraftverkets eget styrsystem stannade verket genom att ändra bladvinkeln till 90° , varefter vindkraftverket inte startade igen. Batteriets SoC-förlopp och effektbidrag under denna period visas i figur 6.25.



Figur 6.25: SoC och effekt till batteriet låglastmätning 2

Figur 6.25 visar hur batteriets SoC ökade initialt då vindkraftverket och solcellerna producerade effekt, för att sedan stabiliseras vid 80 %. Vid 700 s hade SoC sjunkit till 75 %, vilket innebar att styrlogikens hysteresbrytare som tillåter laddning av batteriet till 80 % och sedan enbart tillåter att laddning påbörjas när SoC sjunkit till 75 % slog ifrån och åter tillät vindkraftverket att ladda batteriet. Detta syns även i figur 6.23 där den maximala tillåtna effekten ökade kraftigt vid 700 s.

Figur 6.26 visar hur effekten från vindkraftverket varierade med den uppskattade vindhastigheten och den tillgängliga effekten i vinden.

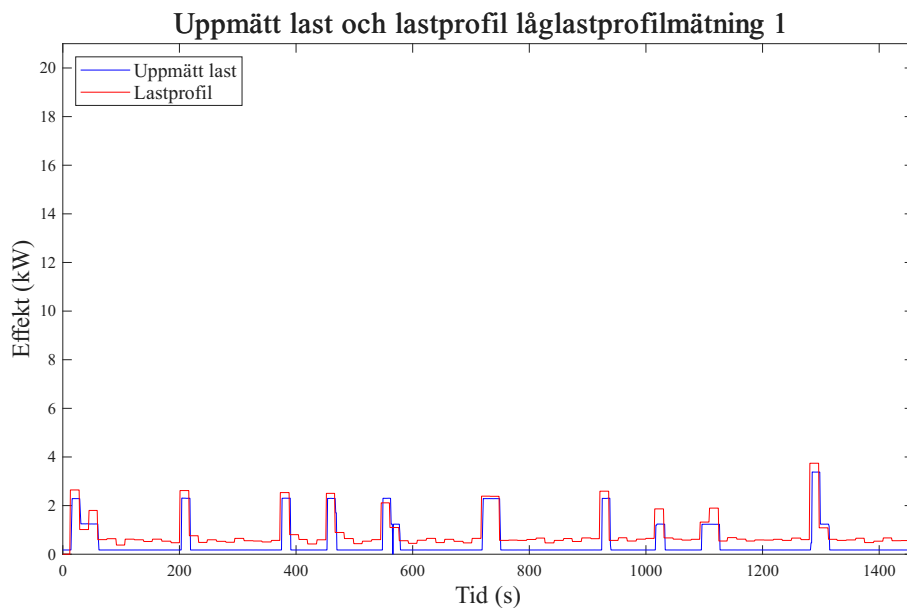


Figur 6.26: Uppmätt last och lastprofil för låglastmätning 2

Det framgår tydligt att vindkraftverkets effekt var nära noll mellan 350 s och 700 s, i linje med att styrlogiken under denna period enbart begärde effekt i korta spann. Det kan även noteras att effekten från vindkraftverket understiger den tillgängliga effekten i vinden även när full effekt begärdes, samt att effekten tidvis är negativ då vindkraftverket konsumerade effekt.

6.2.6 Låglastmätning 1

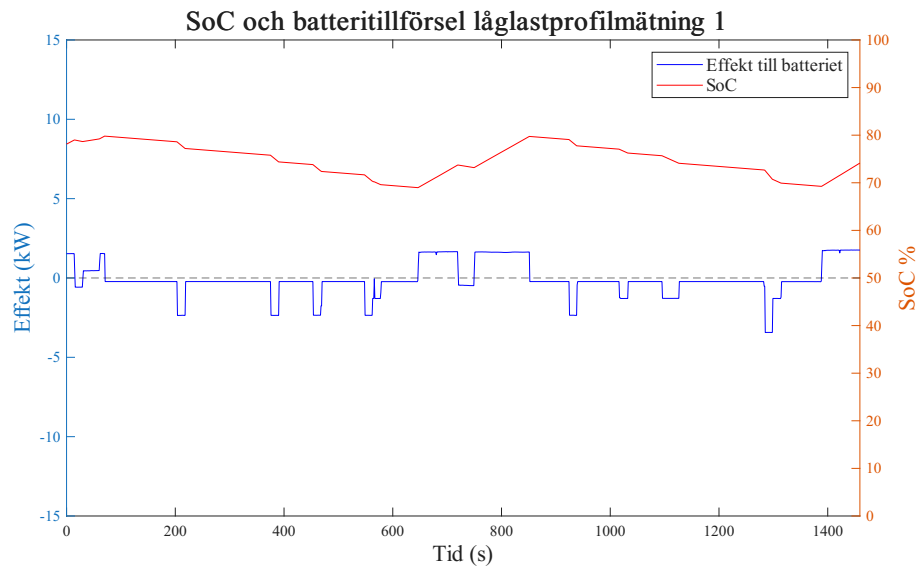
I detta avsnitt presenteras resultat från en mätning med den låga lastprofilen, som presenteras i figur 6.3. Under denna mätning var vindkraftverket inte i drift då vindhastigheten var för låg. Figur 6.27 visar lasten och lastprofilen under mätningen.



Figur 6.27: Uppmätta last och lastprofil låglastmätning 1

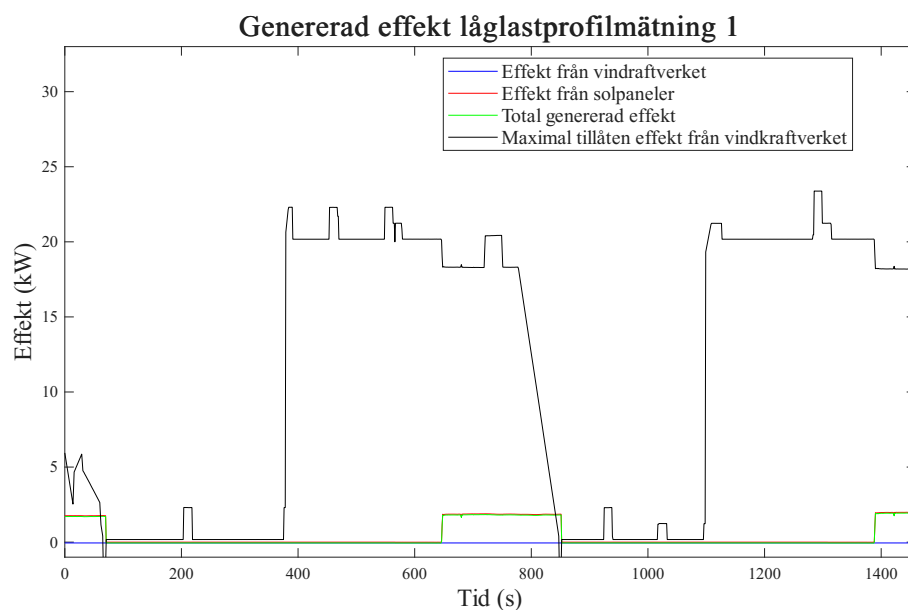
Det kan utläsas att lastprofilen följs under hela mätningen och därmed att styrlogiken inte behövde begränsa systemets last.

Figur 6.28 visar hur batteriets SoC var hög under hela mätningen då lasten var relativt liten.



Figur 6.28: SoC och effekt till batteriet låglastmätning 1

Figur 6.29 visar den totalt genererade effekten från systemet under mätningen.



Figur 6.29: Genererad effekt av systemet låglastmätning 1

Den genererade effekten under mätningen kommer enbart från solcellerna och syns i figur 6.29. Figuren visar även hur solcellsomriktaren slog på och av under mätningen. Vid 70 s hade batteriet 80 % SoC och styrlogiken krävde ingen effekt vilket ledde till att solcellsomriktaren stängdes av, solcellerna får en signal att slås på igen vid 378 s, stängs av igen vid 851 s och får en signal att slås på vid 1098 s. Efter att solcellsomriktaren har fått signal att slå på vid 378 s och 1098 s så syns det i figur

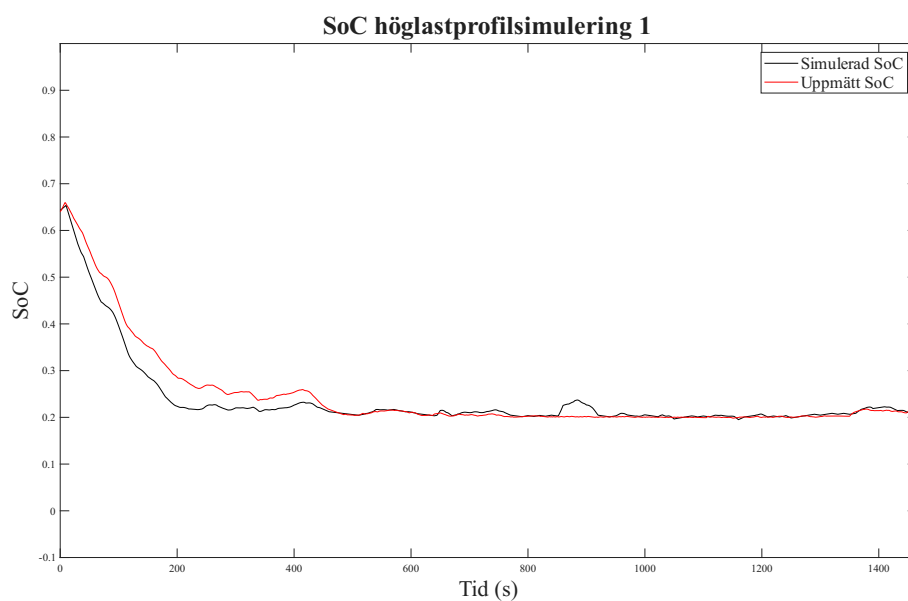
6.29 att det tar relativt lång tid innan det mäts någon effekt genom omriktaren. Solcellsomriktaren börjar mäta effekt igen vid 647 och 1389 s. Detta innebär att det tog 269 s respektive 291 s för solcellsomriktaren att ge ut effekt efter att den har fått en signal att slå på.

6.3 Jämförelse mellan simuleringsmodell och mätning på Chalmers vindkraftsanläggning

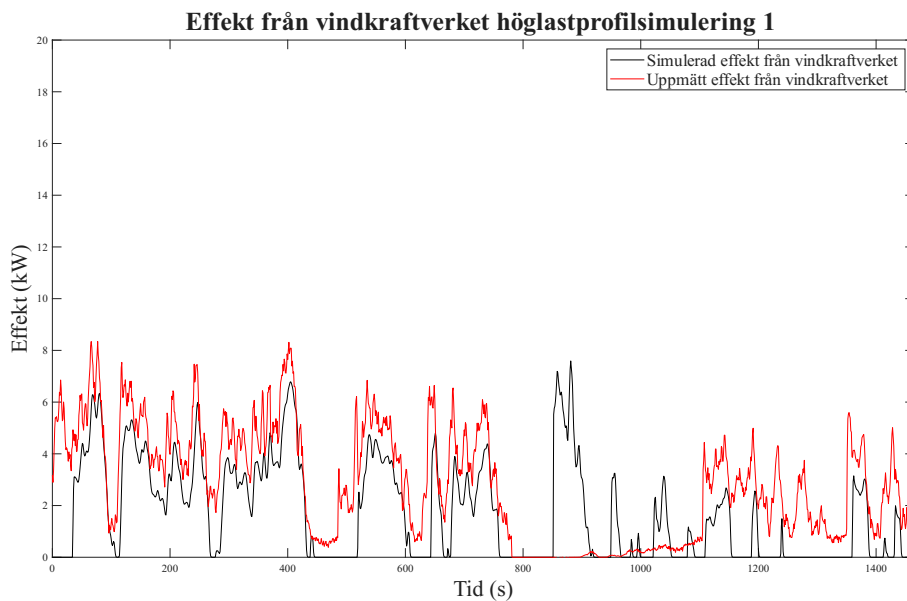
I detta avsnitt jämförs simuleringar och mätningar från Chalmers vindkraftsanläggning. Avsnitt 7.2 diskuterar sedan avvikelserna som uppdragas i detta avsnitt. Simuleringarna är baserade på delar av den mätdata som presenteras i avsnitt 6.2. De fyra parametrar som simulerades och som helt eller delvis kommer jämföras i följande avsnitt är: SoC, effekt från vindkraftverket, last och maximal tillåten effekt från vindkraftverket. Fokus i avsnittet kommer vara på värden då de simulerade värdena avviker från de uppmätta. SoC-nivåerna behandlas som ett värde mellan 0 och 1, istället för som en procentandel, då det är så de presenteras i simuleringsmodellen.

6.3.1 Simulering av höglastmätning 1

Här presenteras jämförelser mellan simulerade värden och uppmätta värden från höglastprofilmätning 1, vilket var en mätning som skedde med den höga lastprofilen under relativt låga vindförhållanden, se avsnitt 6.2.1. Figur 6.30 visar simulerad och uppmätt SoC. I figur 6.31 syns effekten från vindkraftverket.



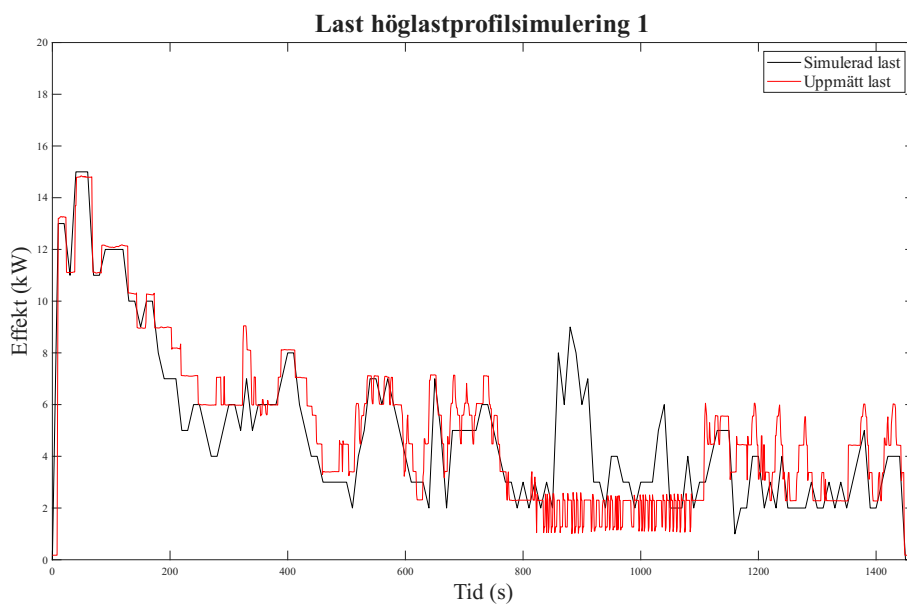
Figur 6.30: Simulerad och uppmätt SoC vid höglastprofil 1



Figur 6.31: Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid höglastprofil 1

Vid 840 s syns en ökning av simulerad SoC i figur 6.30. I figur 6.31 syns samtidigt en ökning i simulerad effekt jämfört med det uppmätta värdet.

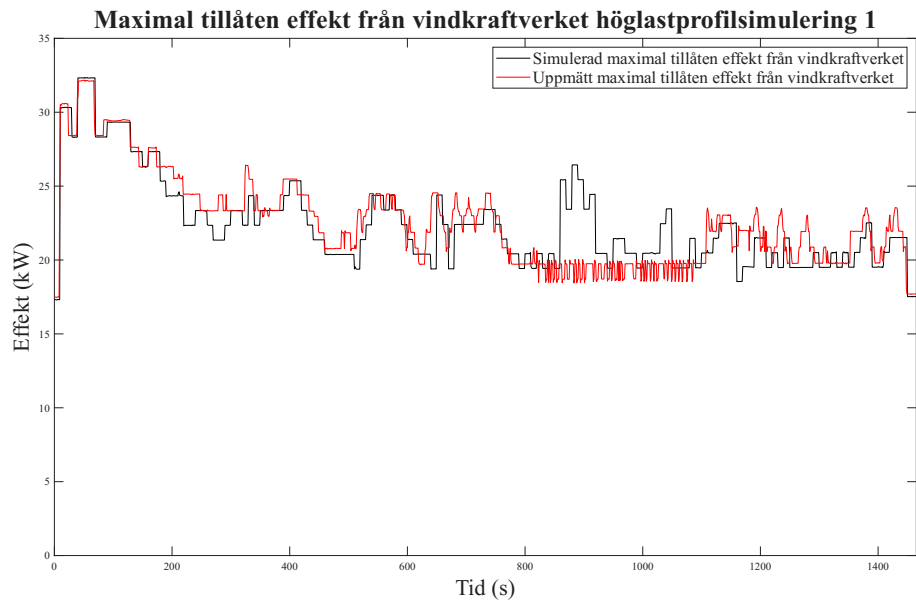
I figur 6.32 presenteras lasten från både simulering och mätning.



Figur 6.32: Simulerad och uppmätt last vid höglastprofil 1

Vid samma tidpunkt som SoC ökar i figur 6.30 syns här en avvikelse jämfört med det uppmätta värdet, där den simulerade lasten ökar i samma storleksordning som effektökningen i figur 6.31.

I figur 6.33 visas den maximalt tillåtna effekten från vindkraftverket.

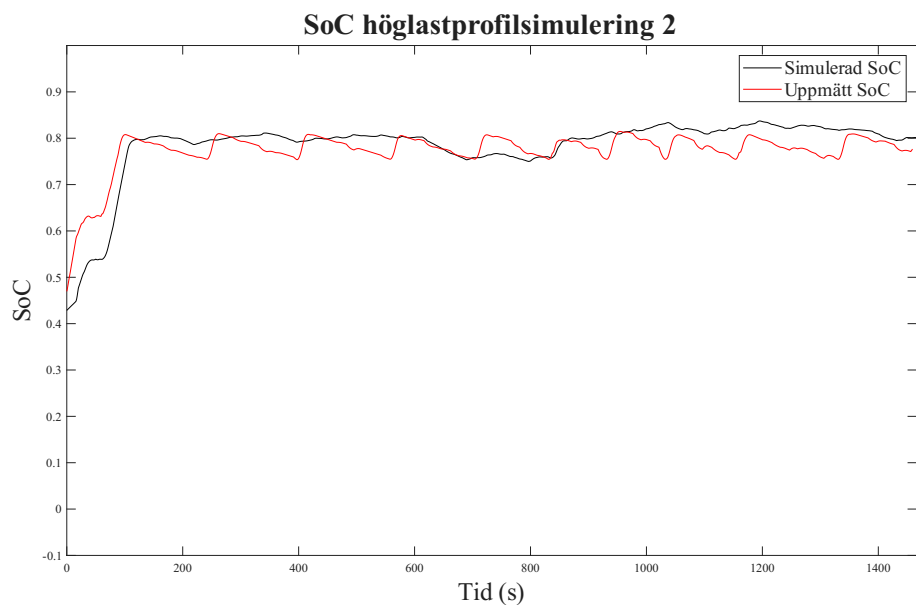


Figur 6.33: Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från vindkraftverket vid högladdningsprofil 1

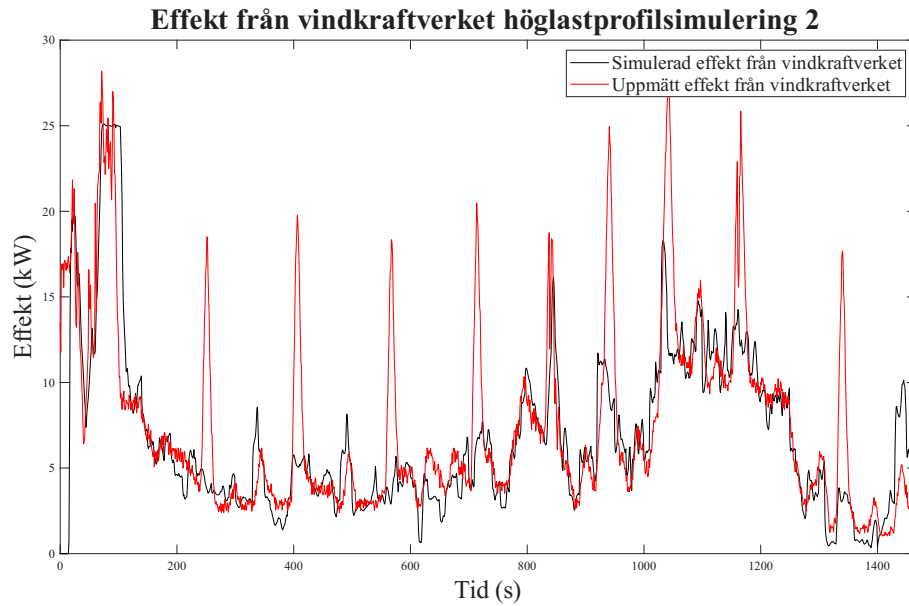
Den simulerade maximala tillåtna effekten är cirka 20 kW högre än lasten, vid tiden 840 s syns en ökning av den tillåtna effekten som är av samma storlek som ökningen av lasten är i figur 6.32.

6.3.2 Simulering av högladdningsmätning 2

I simuleringen av högladdningsmätning 2 används samma höga lastprofil som tidigare men vinden är generellt sett kraftigare, vilket gör att graferna skiljer sig åt. I figur 6.34 visas simulerad och uppmätt SoC. Figuren 6.35 visar uppmätt och simulerad effekt från vindkraftverket.



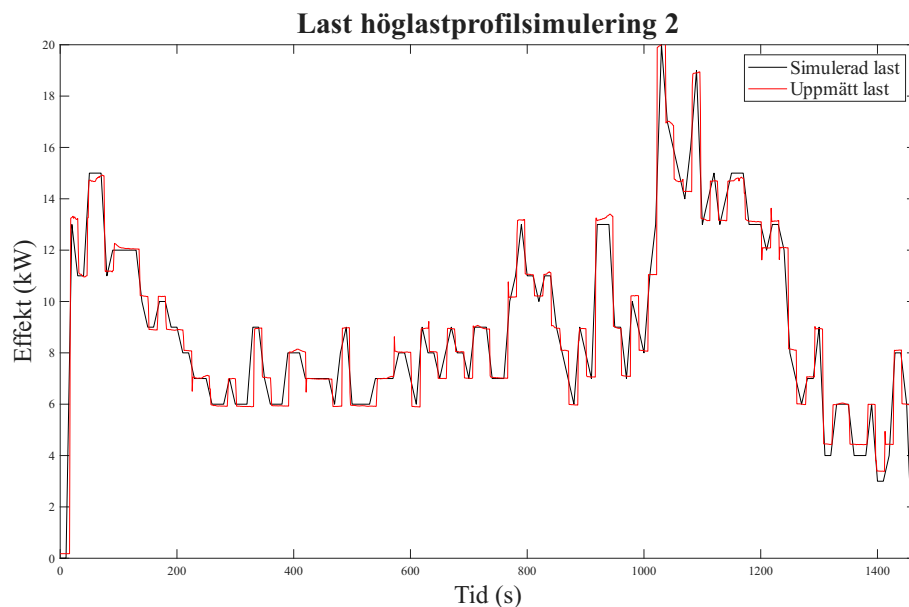
Figur 6.34: Simulerad och uppmätt SoC vid högladdningsprofil 2



Figur 6.35: Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid höglastprofil 2

En skillnad i figur 6.34 mellan simulerad SoC och den uppmätta är att den simulerade håller en jämnare Soc-nivå runt 0,8 medan den uppmätta signalen varierar mellan 0,75 och 0,8. I figur 6.35 kan flertalet röda toppar noteras, de sammanfaller med att den uppmätta SoC-nivån når 0,75 i figur 6.34.

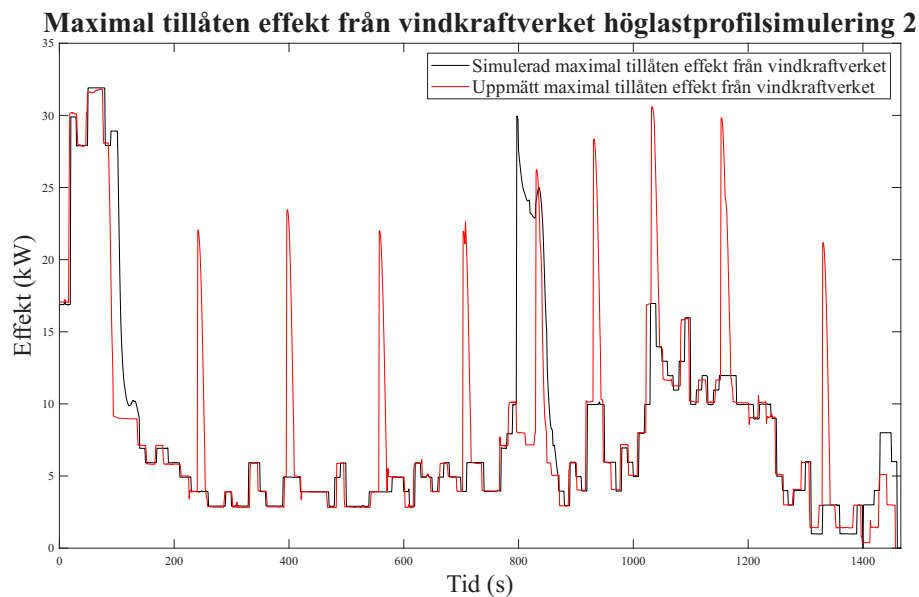
Figur 6.36 visar den simulerade och uppmätta lasten.



Figur 6.36: Simulerad och uppmätt last vid höglastprofil 2

I figur 6.36 är avvikelserna mellan de båda kurvorna liten. Det kan ses att den uppmätta lasten inte består av exakta heltals kW-laster, exempelvis vid tiden cirka 1300 s kan ses att den simulerade kurvan når en nivå av 4 kW medan den uppmätta kurvan är större än så.

Den maximalt tillåtna effekten från vindkraftverket visas i figur 6.37.

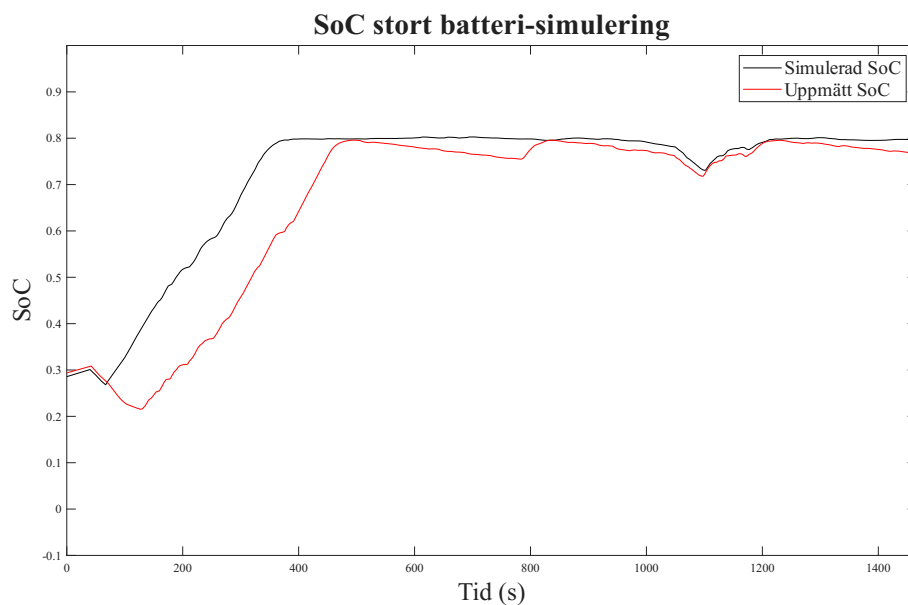


Figur 6.37: Simulerad och uppmätt SoC vid höglastprofil 2

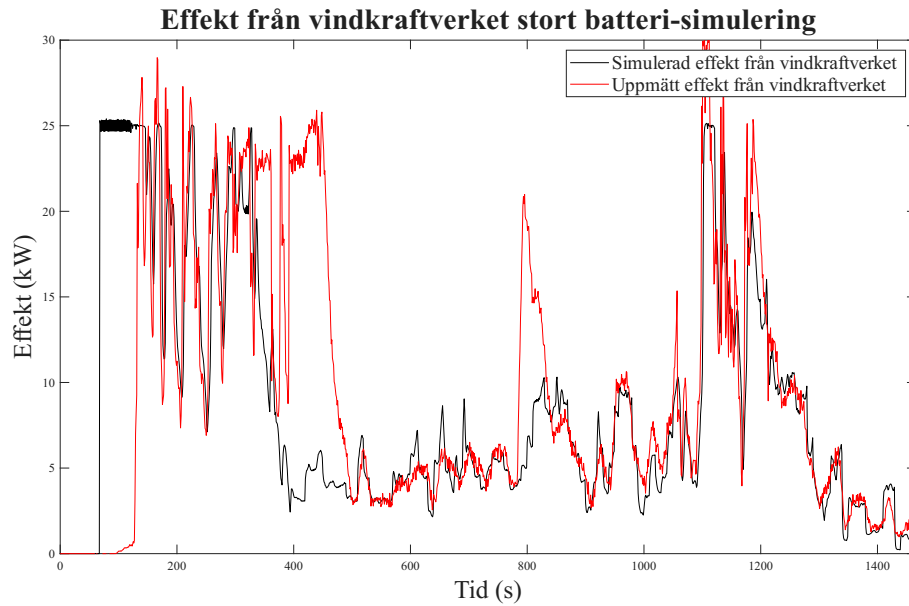
De tydligaste skillnaderna mellan de båda kurvorna i figur 6.37 är att den uppmätta signalen har regelbundna uppåtgående toppar som sammanfaller med att effekten i figur 6.35 ökar jämfört med simulerade värden.

6.3.3 Simulering av utökad batterikapacitet

I detta avsnitt presenteras jämförelser med en ökad batteristorlek, med en faktor 3, från en lagringskapacitet på 0,7 kWh till 2,1 kWh. Vindkraftverket startas här från avstängt läge. I figur 6.38 redovisas simulerad och uppmätt SoC för det större batteriet. Figuren därefter, med nummer 6.39, visar effekten från vindkraftverket vid stort batteri.



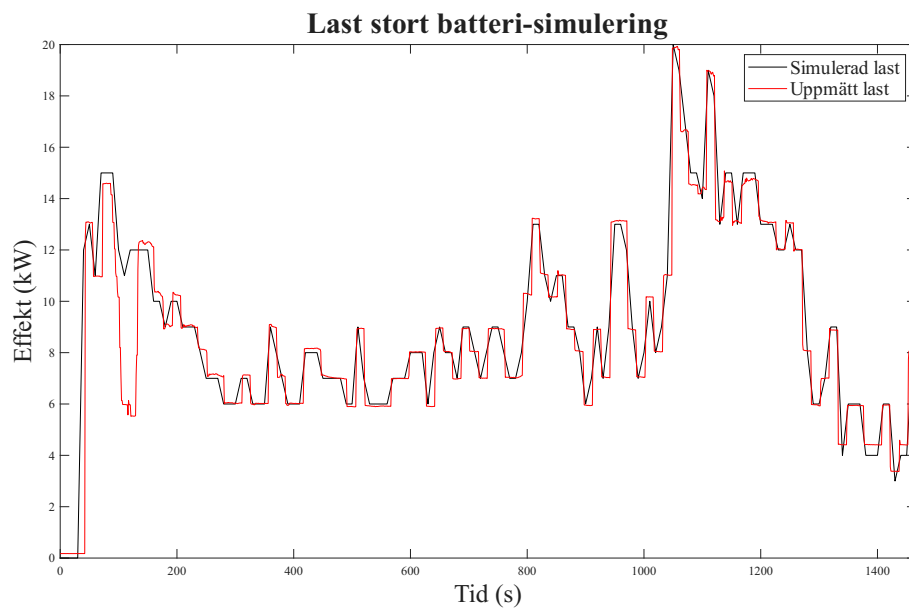
Figur 6.38: Simulerad och uppmätt SoC vid utökad batterikapacitet



Figur 6.39: Simulerad och uppmätt effekt från vindkraftverket vid utökad batterikapacitet

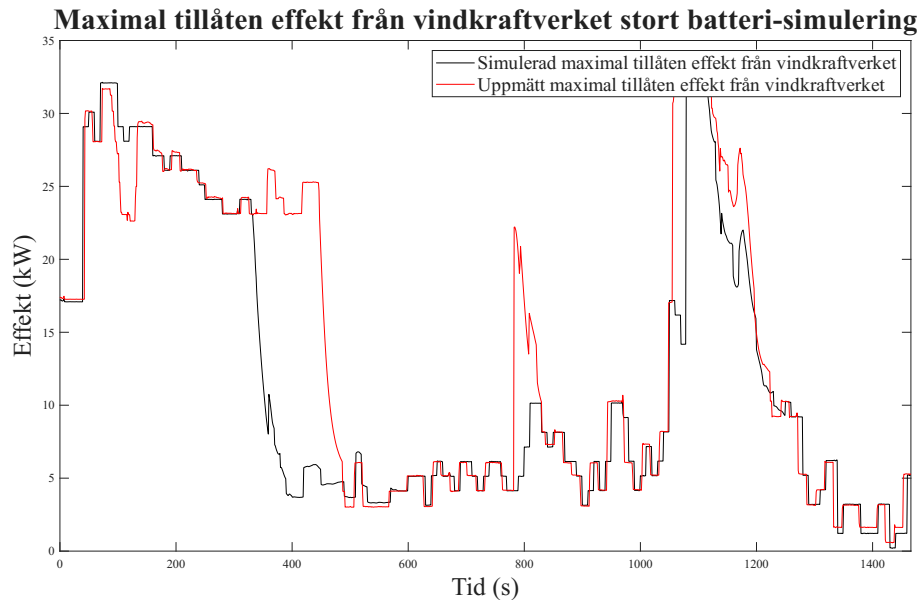
I figur 6.38 är den simulerade kurvan snabbare på att öka från en SoC-nivå runt 0,3 till 0,8. Det överlappar med att den simulerade effekten i 6.39 mellan tiden 50 och 100 s stiger snabbare än den uppmätta effekten. I övrigt är SoC-kurvorna liknande som i figur 6.34 förutom att variationen för den uppmätta signalen mellan SoC-nivåerna 0,75 och 0,8 tar längre tid då batteriet är större. Genom att jämföra figur 6.38 och figur 6.34 går det att se att laddningskurvorna har liknande form men att det tar längre tid för SoC-nivån att stiga till 0,8 för det fall då batteriet är 3 gånger så stort.

I figur 6.40 presenteras den uppmätta och simulerade lasten.



Figur 6.40: Simulerad och uppmätt last vid utökad batterikapacitet

Figur 6.40 visar en uppmätt minskning av lasten runt tiden 150 s då simuleringen inte minskar lika mycket, detta sammanfaller med att den uppmätta SoC-nivån når cirka 0,2 i figur 6.38. I nästa figur, med nummer 6.41 visas den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket.

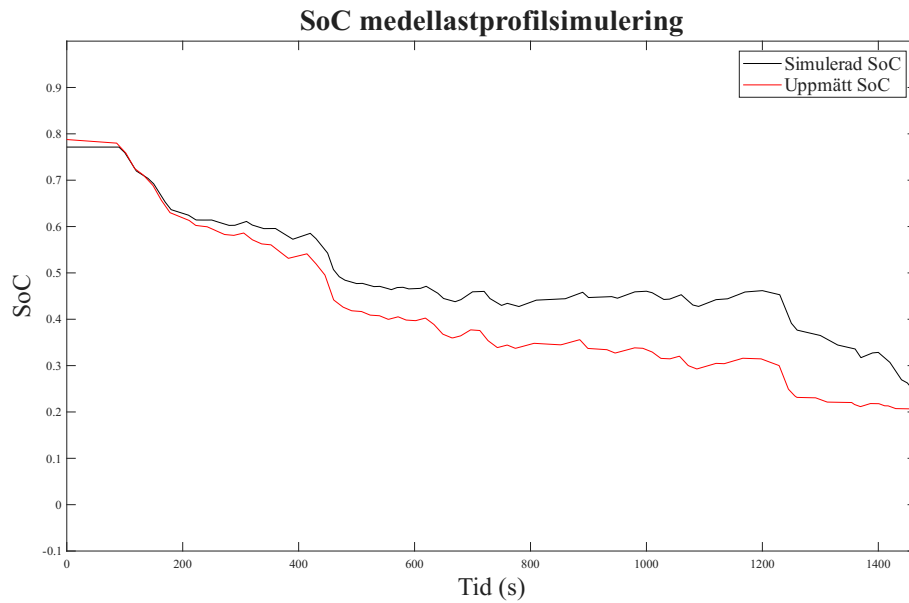


Figur 6.41: Simulerad och uppmätt max tillåten effekt från vindkraftverket vid utökad batterikapacitet

I figur 6.41 finns en minskning i uppmätt tillåten effekt vid tiden 150 s, av motsvarande storlek som återfinns i tidigare grafer vid samma tidpunkt. En annan avvikelse mellan de båda graferna är att den simulerade tillåtna effekten sjunker tidigare än den uppmätta tillåtna effekten. Den simulerade tillåtna effekten sjunker från ett värde runt 23 kW till 4 kW mellan tidpunkterna 350 och 390 s, det sker strax efter den simulerade SoC-nivån når 0,8 i figur 6.38. Den uppmätta tillåtna effekten gör en liknande minskning runt tiden 500 s, som även där sammanfaller med att den uppmätta SoC-nivån nått 0,8 i figur 6.38. Den uppmätta maximalt tillåtna effekten visar även en positiv pik runt tiden 800 s, vilket sammanfaller med att den uppmätta SoC-nivån når 0,75 i figur 6.38.

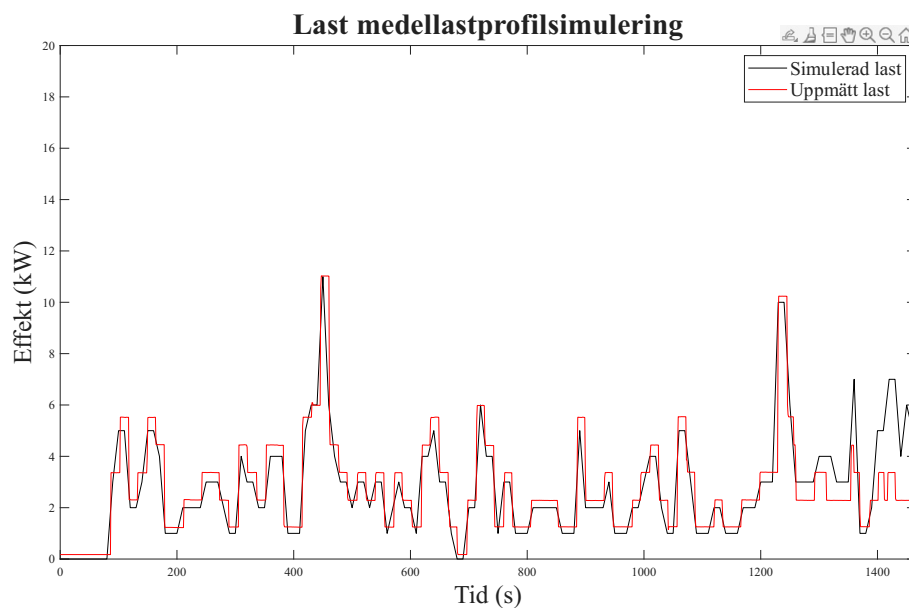
6.3.4 Simulering av medellastmätningen

Medellastmätningen gjordes vid låga vindförhållanden då vindkraftverket var avstängt under hela mätningen. Effekten från vindkraftverket presenteras därför inte för denna mätning då den var noll under hela mätningen. Den effekt som genereras under mätningen är således endast den som kommer från solcellsanläggningen. De grafer som presenteras är SoC, Last och Maximal tillåten effekt från vindkraftverket. I figur 6.42 visas den simulerade och uppmätta SoC-nivån för mätningen.



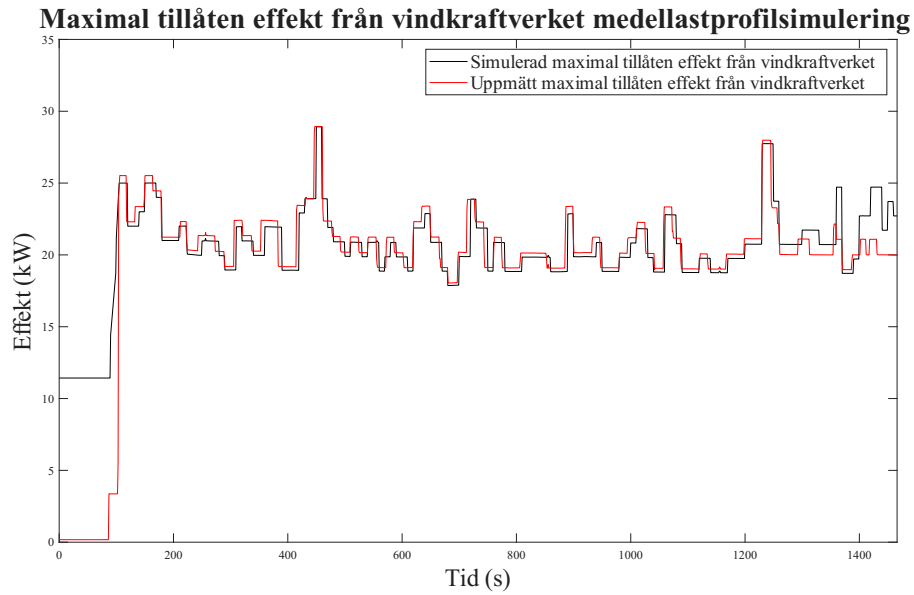
Figur 6.42: Simulerad och uppmätt SoC vid medellastmätning

Figur 6.42 visar att den simulerade SoC-nivån generellt håller sig på en högre nivå och sjunker långsammare än den uppmätta nivån. I figur 6.43 visas den simulerade och uppmätta lasten.



Figur 6.43: Simulerad och uppmätt last vid medellastmätning

I denna figur är det möjligt att se att den uppmätta lasten generellt sett är lite högre än den simulerade lasten. Vid tiden 1250 s börjar den uppmätta lasten minska som följd av lastreducering. Det sammanfaller med att den uppmätta SoC-nivån i figur 6.42 når 0,25. Nästa figur är nummer 6.44 och visar den maximala tillåtna effekten från vindkraftverket.

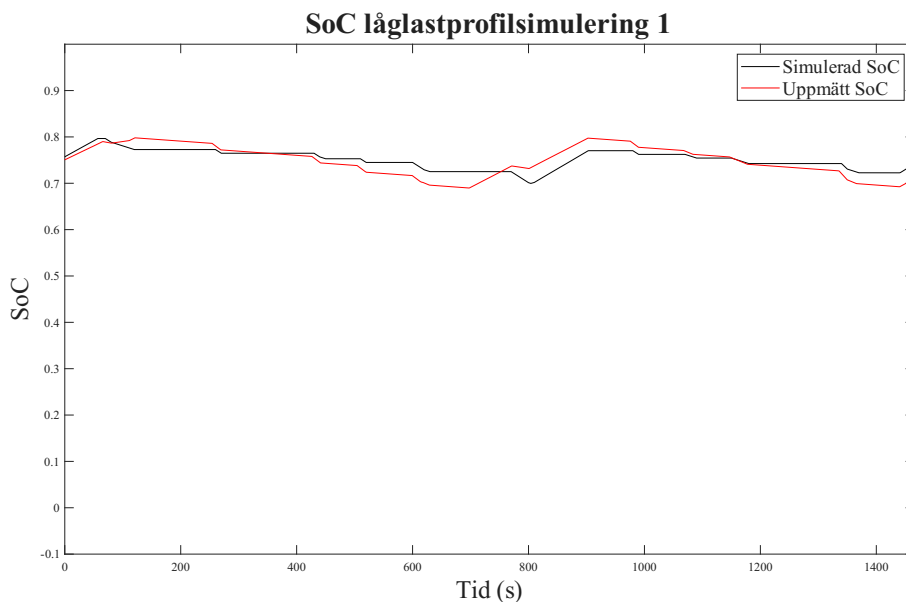


Figur 6.44: Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från vindkraftverket vid medellastmätning

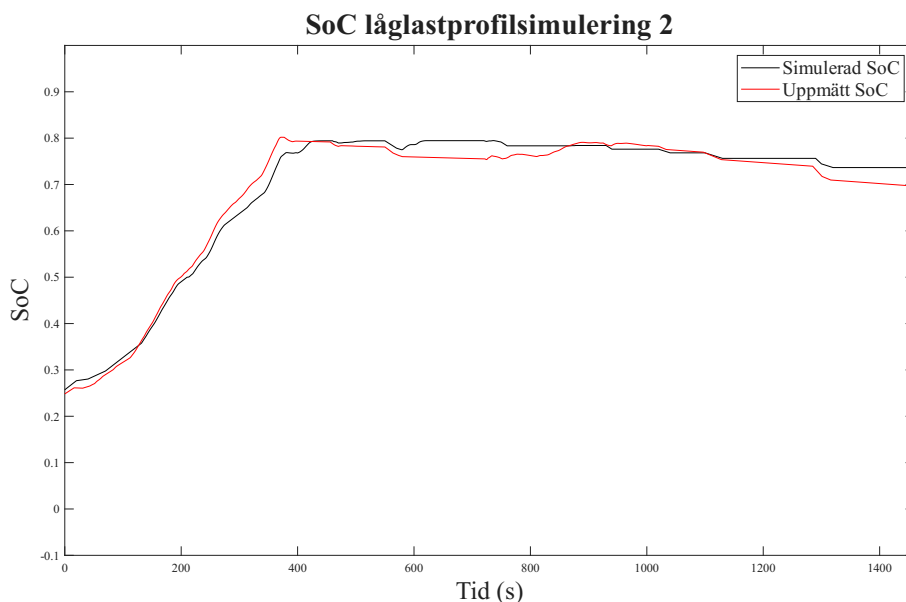
I början av figur 6.44 är det simulerade värdet högre än det uppmätta. Det ser ut att sammanfalla med att den uppmätta SoC-nivån i figur 6.42 är större än den simulerade. I slutet av figur 6.44 minskar det uppmätta värdet, vilket sker samtidigt som lasten reduceras i figur 6.43. I övrigt är skillnaden liten mellan de båda graferna i figur 6.44.

6.3.5 Simulering av låglastmätning 1 och 2

I de två fall då den låga lastprofilen simulerades var det ingen märkbar skillnad mellan de simulerade och uppmätta värdena. I det här avsnittet visas därför enbart SoC-nivåerna för de båda mätningarna. Figurerna 6.45 och 6.46 visar simulerad och uppmätt SoC under låglastmätning 1 respektive låglastmätning 2.



Figur 6.45: Simulerad och uppmätt SoC från låglastmätning 1



Figur 6.46: Simulerad och uppmätt maximal tillåten effekt från låglastmätning 2

6.4 Jämförelse av tidigare vinddata mot vind vid mätning

I detta avsnitt presenteras en jämförelse mellan vindhastigheter för de två dagar då mätningarna ägde rum på Chalmers vindkraftsanläggning. Vindhastigheten för mätningen 2026 jämförs med data från fyra år tillbaka för att få en bild av hur mycket det blåste just den dagen och om mätningen utfördes under vanliga eller onormala förhållanden. Nedan presenteras vindhastigheter för den första mätningen som ägde rum den 23 april, jämförda med data från fyra år tillbaka.

Tabell 6.1: Vinddata 23 april på Chalmers vindkraftsanläggning

ÅR	Medel[m/s]	Min[m/s]	Max[m/s]
2022	10.41	9.14	11.65
2023	6.32	5.72	7.04
2024	6.28	4.96	7.38
2025	6.47	5.65	6.95
2026(mätning)	3.90	2.62	5.62

Detta ger en medelvindhastighet på 7,37 m/s tidigare år, medan den under mätningen var 3,90 m/s. Nedan presenteras vindhastigheter för den andra mätningen som ägde rum den 28 april, jämförda med data från fyra år tillbaka.

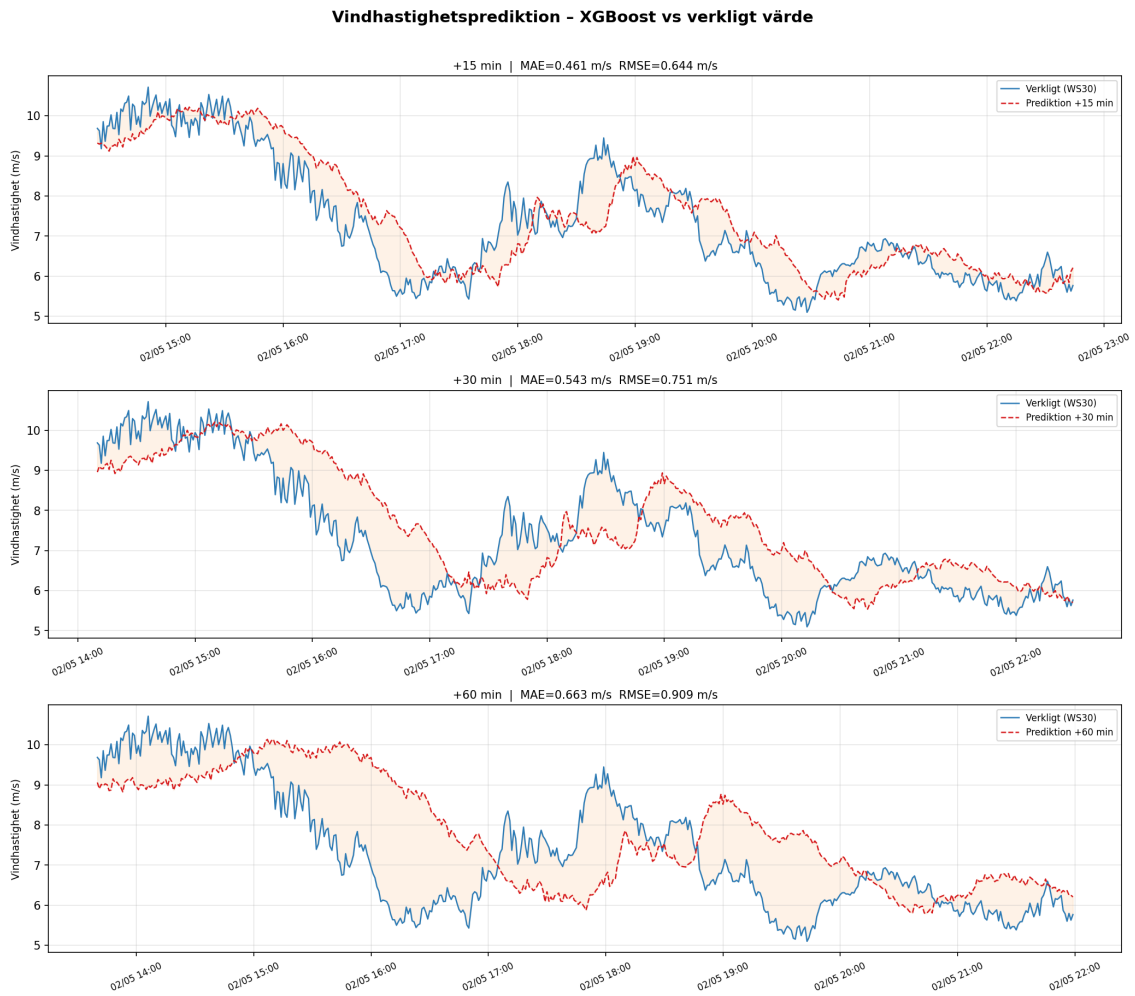
Tabell 6.2: Vinddata 28 april på Chalmers vindkraftsanläggning. Värderna anges i enheten m/s

ÅR	Medel[m/s]	Min[m/s]	Max[m/s]
2022	8.39	7.87	8.96
2023	5.26	4.64	5.86
2024	10.82	10.03	11.79
2025	7.35	6.66	8.51
2026(mätning)	8.42	6.36	9.88

Detta ger en medelvindhastighet på 7,95 m/s under tidigare år, medan den under mätningen var 8,42 m/s.

6.5 Resultat av modellen för vindhastighetsprediktion

Nedan presenteras resultatet av den modell som använder maskininlärning för vindhastighetsprediktion vid Chalmers vindkraftsanläggning, där en jämförelse mellan den predikterade och den verkliga vinddatan över 8 timmar presenteras för de tre längre horisonterna. Även en tabell över de olika värden för MAE och RMSE presenteras.



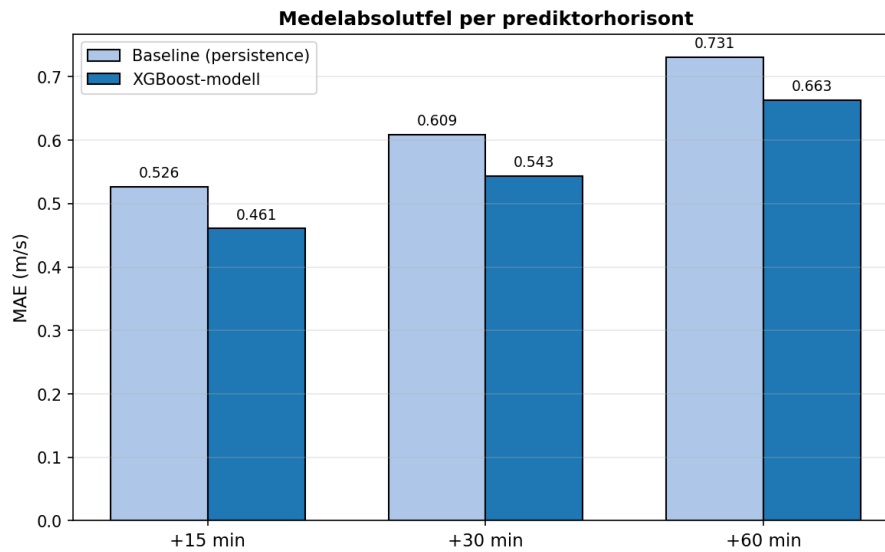
Figur 6.47: Resultat av modellen för vindhastighetsprediktion

Tabell 6.3: Värden för MAE och RMSE

	MAE [m/s]	RMSE [m/s]
+15 min	0.461	0.644
+30 min	0.543	0.751
+60 min	0.663	0.909

Figur 6.47 och tabell 6.3 visar att modellen presterar bäst vid en horisont på +15 minuter, där både MAE och RMSE är lägst. Den visualisering som presenteras i figur 6.47 utgör ett representativt urval av testdatan under en tolvtimmarsperiod. Här framgår det tydligt att den predikterade vindhastigheten följer den faktiska mätdata bäst, vilket bekräftar modellens förmåga att dra nytta av autokorrelationen vid kortare tidsintervall.

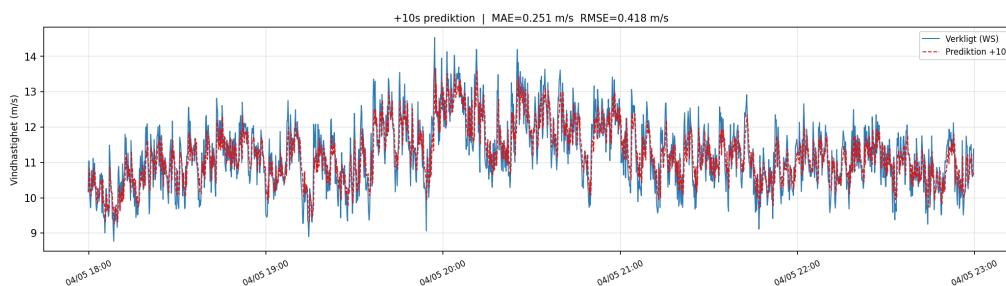
Nedan presenteras resultat för hur XGBoost-modellen presterar jämfört med baselinemodellen.



Figur 6.48: MAE jämförelse mellan XGBoost och baselinemodellen för de längre prediktionshorisonterna

Detta ger ett resultat som visar att XGBoost-modellen presterar bättre än baseline vid alla tre horisonter. För +15 minuter är den 12,5 % bättre, för +30 minuter är den 10,7 % bättre och för +60 minuter är den 9,3 % bättre.

Nedan presenteras resultatet för en prediktion med en horisont på +10 s som jämförs med den faktiska mätdata.



Figur 6.49: Resultat för prediktion med horisont +10 s som jämförs med den faktiska mätdata

Figur 6.49 visar att modellen tydligt uppfattar kortsiktiga svängningar i vinden vilket leder till att MAE = 0,251 m/s och RMSE = 0,418 m/s. Denna modell presterar 26,1 % bättre än baselinemodellen vilket är bäst av de fyra horisonterna.

7

Diskussion

I detta avsnitt diskuteras rapportens resultat. Diskussionen omfattar en utvärdering av styrlogiken, en jämförelse mellan simuleringen och styrlogiken, en analys av lastprofilerna, en strategi för lastfrånkoppling, utvärdering av modellen för vindhastighetsprediktion, en diskussion om metoden, etiska och samhällliga aspekter av ö-drift samt framtida arbete.

7.1 Utvärdering av styrlogiken på Chalmers vindkraftsanläggning

Styrlogiken till Chalmers vindkraftsanläggning utvärderas genom att ställa resultaten från mätningar på anläggningen mot de uppsatta målen: att lasten ska anpassas efter systemets tillgängliga effekt och att batteriets SoC-nivå skulle begränsas mellan 20 % och 80 %. Styrlogiken utvärderas även genom att analysera vindkraftverkets rotorvarvtal och bladvinkel i relation till vindkraftverkets märkvärden.

7.1.1 Laststyrning

Mätningarna visar att laststyrningen fungerade som det var avsett. Lastreduceringslogiken begränsar lasten vid de tillfällen då SoC närmar sig det kritiska tröskelvärdet 20 %. Vid en SoC-nivå på 20 % reduceras lasten till den nivå som motsvarar den momentana genererade effekten. Detta gör att SoC inte understiger tröskelvärdet. Det syns till exempel i kapitel 6.2.4 att styrlogiken begränsade systemets last då SoC närmade sig 20 %.

Ett identifierat problem med laststyrningen är uppkomsten av styrsignaler som svänger snabbt när SoC fluktuerar kring 20 %. Det är problematiskt då det dels sliter på komponenterna i systemet om de tvingas stängas av och på ofta, dels motarbetar det målet om en stabil effekttillgång. Problemet blir extra tydligt när det blåser för lite så att vindkraftverket är avstängt och endast solcellerna är på. Det kan exempelvis ses vid tiden cirka 800 s i figur 6.4. Däremot är det ett problem redan vid tiden cirka 400 s då SoC når 20 %. Det bör noteras att dessa effekter överdrivs på grund av att det virtuella batteriets kapacitet är nedskalad för att komprimera mätningarna till en kortare tidsperiod. Effekterna av metodrelaterade val diskuteras mer i kapitel 7.5. Problemet med lastreduceringen kan enkelt lösas genom att addera ett relä i laststyrningen. Ett sådant återfinns i styrlogiken för när batteriet måste sluta ta emot effekt, vid SoC på 80 %, och kan replikeras för att få liknande styrning.

Vidare lyckas laststyrningen reglera anläggningens laster så att en diskretiserad lastprofil följs, förutsatt att lastreduceringen inte är aktiv. Mätningarna visar att det kan skilja upp till 1 kW mellan den uppmätta lasten och lastprofilen. Anledningen till skillnaden är att lastprofilen kan anta alla kontinuerliga värden, medan den uppmätta lasten bara kan anta diskreta värden då byggfläktarna regleras i steg om en kW.

7.1.2 Batteristyrning

Batteristyrningen, som definierar logiken för när batteriet laddas respektive laddas ur, hade som mål att begränsa batteriets SoC-nivå mellan 20 % och 80 %. Logiken möjliggjorde för batteriet att agera som systemets snabbtillgängliga energibuffert vilket är en central del i att en effektbalans ska kunna hållas i ett system med varierande element.

Under mätningarna på Chalmers vindkraftsanläggning begränsade styrlogiken effektflödet ur batteriet så att dess SoC-nivå inte understeg 20 %. Detta syns i figurer 6.6, 6.15 och 6.20 där SoC-nivån presenteras från mätningar där batteriet behövde brukas för att stötta effektleveransen då den genererade effekten momentant understeg systemets last. Mätningarna visar också att batteristyrningen begränsade effekten som tillfördes batteriet när SoC-nivån närmade sig 80 %, vilket illustreras i figurerna 6.11, 6.15, 6.25 och 6.28.

Under mätningen med ökad batterikapacitet och under låglastmätning 1, vars SoC visas i figur 6.15 respektive figur 6.25, ökade batteriets SoC-nivå till 79,5 % respektive 79,9 % när batteristyrningen begränsade laddningen. I figur 6.11 och 6.28 som delger SoC i höglastmätning 2 respektive låglastmätning 1 översteg batteriets SoC-nivå 80 %. Vid toppar i dessa mätningar når batteriladdningsnivån 80,9 % och 80,2 %. I höglastmätning 2 sammanfaller detta med att den tillåtna effekten från vindkraftverket snabbt minskar och i låglastmätning 1 sammanfaller det med att den begärda effekten från systemet understeg effekten från solcellerna. Laddningsnivån översteg 80 % i två situationer då styrsignalen från styrlogiken ändrades snabbare än Chalmers vindkraftsanläggning kunde begränsa den genererade effekten. Trögheten i genererad effekt beror på fördröjningen för vindkraftverket då det ändrar bladvinkeln och på att solcellerna inte kan stänga av sin effektproduktion omedelbart. Överträdelserna av batteriets gräns för laddningsnivå skedde i ett antal sekunder innan SoC-nivån sjönk till 80 %. I mätningen med ökad batterikapacitet och i låglastmätning 1 sker inte överslaget i SoC-nivå, detta beror med största sannolikhet på att förändringen i önskad effekt inte sker lika snabbt som i de scenarion med överslag i SoC-nivån.

Det planerade batteriets omriktare är dimensionerad för att maximalt överföra 20 kW och därför är styrlogiken konstruerad för att effekten till och från batteriet inte skulle överstiga 20 kW. Figur 6.15 som visar batteriets SoC och effektillförsel under mätningen med utökad batterikapacitet visar hur effekten in i batteriet steg till 19,5

kW samtidigt som vindkraftverket spillde vind enligt figur 6.18, där den tillgängliga effekten i vinden och effekten från vindkraftverket skiljer sig för att inte överskrida 20 kW till batteriet.

Resultaten visar att batteristyrningen har lyckats med att bibehålla batteriets laddningsnivå över 20 %. I flera fall har det skett små momentana översteg av den övre gränsen på 80 % SoC-nivå, men dessa överskridelser förväntas kunna åtgärdas med tidigare eller mjukare begränsning av effekten från vindkraftverket, eller inte förekomma alls i mätningar som inte är komprimerade till 24 minuter där vindkraftverket reagerar relativt långsammare än det hade gjort under ett verkligt scenario. Batteristyrningen lyckas även begränsa effekten till batteriet för att skona dess omriktare. Sammantaget visar resultaten att batteristyrningen uppfyller sitt mål att begränsa SoC och effekten till batteriet.

7.1.3 Varvtal och bladvinkel

Det är av många olika skäl relevant att undersöka vindkraftverkets interna parametrar, främst varvtal och bladvinkel, även om inte denna undersökning arbetat med att utveckla styrning av dessa parametrar. De största anledningarna är för att kunna utvärdera hela systemet djupare och få en bättre förståelse för hur systemet fungerar och påverkas av styrlogiken samt förstå mätningarna bättre.

Chalmers vindkraftsanläggning reglerar sin bladvinkel mellan 2° och 90° för att ändra mängden effekt som tas ifrån vinden. Figur 6.16 visar hur bladvinkeln regleras mellan 2° och 15° för att spilla vind då den tillgängliga effekten i vinden översteg anläggningens effektbehov.

Vindkraftverkets varvtal under mätningarna reglerades enligt momentkurvan i figur 3.2 av vindkraftverkets styrsystem för att utvinna den önskade effekten från systemet. I normal drift ska detta varvtal vara mellan 55-80 rpm. Under mätningarna har inga av de inbyggda varnings- eller nödstoppsystemen på Chalmers vindkraftverksanläggning behövt användas för att bromsa vindkraftverket. Figur 6.13 visar att varvtalet var stabilt kring 75 rpm under höglastmätning 2 även vid de kraftiga snabba ökningarna i effekt som illustreras i figur 6.12. Figur 6.7 visar varvtalet under höglastmätning 1 där en kraftig minskning i vindhastighet orsakade att varvtalet sjönk under 55 under en period av 40 s, under denna period togs ingen effekt från vindkraftverket och all effekt i vinden användes för att öka rotorvarvtalet till driftsområdet.

Resultaten visar sammantaget att vindkraftverkets bladvinkel och rotorvarvtal höll sig inom sina normala driftsområden under mätningarna. Styrlogiken är därmed lyckad i den mån att den inte har orsakat ovanligt beteende i vindkraftverkets varvtal och bladvinkel.

Sammanfattningvis visar resultaten att styrlogiken i huvudsak fungerade enligt arbetsuppsatta mål. Laststyrningen och batteristyrningen samverkade för att anpassa systemets last och batteriets effektflöde efter den momentant tillgängliga effekten. De kortvariga avvikelser som observerades, framför allt kring den övre SoC-gränsen, var begränsade och kan kopplas till den korta mätningstiden och systemets dynamik. Vindkraftverkets rotorvarvtal och bladvinkel höll sig samtidigt inom normala driftsområden, vilket tyder på att styrlogiken inte orsakade något avvikande driftbeteende hos vindkraftverket.

7.2 Jämförande diskussion mellan simuleringsmodell och Chalmers vindkraftsanläggning

Det finns ett flertal skillnader mellan de simulerade och de uppmätta resultaten som presenteras i avsnitt 6.3. Detta avsnitt handlar om de tre främsta skillnaderna och vad som kan göras i framtiden för att förbättra eller utveckla modellen då Chalmers vindkraftsanläggning utökas med faktiska batterier. Då SoC-värdena från simuleringen uttrycks som ett värde mellan 0 och 1 istället för en procentsats, kommer SoC i detta stycke uttryckas som värde mellan 0 och 1 för att vara konsekvent med resultaten i avsnitt 6.3.

7.2.1 Avsaknad av startfunktion i simuleringen

En återkommande felkälla som dyker upp är att det simulerade vindkraftverket tar kortare tid på sig att starta än vad det faktiska vindkraftverket gör. Det kan ses i exempelvis figur 6.39 mellan tiderna 0 s och 150 s. Där startar den simulerade kurvan tidigare än den uppmätta kurvan. Vindkraftverket på Chalmers vindkraftsanläggning behöver komma upp i rätt rotationshastighet innan den kan börja generera full effekt till systemet. Simuleringsmodellen tar enbart hänsyn till den uppskattade vinden och den tillgängliga effekten i vinden, vilket gör att det inte finns någon förmåga att med hög precision simulera scenarion då vindkraftverket startar. Det gör att de simulerade SoC-nivåerna blir missvisande vilket kan ses i figur 6.38. Det kan argumenteras för att det inte har en väsentlig betydelse sett från en längre tidshorisont om simuleringen är felaktig under en minut av uppstartsskedet, men i de mätningar som presenteras får det en stor påverkan då mätningarna endast är cirka 24 minuter långa. Som nämnt tidigare i avsnitt 4.2 komprimerades en 24 timmar lång lastprofil till 24 minuter för att möjliggöra kortare mätningar. Då även batteriet minskades med samma faktor får en minuts fel i simuleringen samma påverkan på batteriets SoC som en timmes fel hade blivit med ett fullstort batteri under ett dygns mätning.

7.2.2 Styrning av fel effekt på Chalmers vindkraftsanläggning

En annan avvikelse kan noteras i figur 6.34 där den uppmätta SoC-nivån pendlar mellan 0,75 och 0,8 på grund av hysteresreläet i styrningen medan den simulerade

SoC-nivån generellt är mer stabil runt en nivå på 0,8. Styrlogiken är utvecklad så att när SoC-nivån når 0,8 begränsas den genererade effekten till att inte vara större än lasten. Anledningen till att det skiljer mellan simuleringen och mätningen är troligen för att det är en skillnad i vad som faktiskt styrs och vad som avses styras ute på Chalmers vindkraftsanläggning.

Styrsignalen ”Maximal tillåten effekt från vindkraftverket” är tänkt att styra vilken AC-effekt som genereras från vindkraftverket. På anläggningen kopplas dock styrsignalen till DC-sidan av vindkraftverket, vilket gör att den inte tar hänsyn till de förluster som sker i växelriktaren. Den förlusten är inte mätbar med nuvarande utformning av mätsystemet på anläggningen, men är uppskattningsvis på några hundra watt. Det gör att när simuleringen visar att batterinivån ska hållas konstant så laddas batteriet egentligen ur av de förluster som sker i omriktaren och ledningar. Däremot skulle felet inte ha lika stor påverkan på ett fullstort batteri och som mätningen visar så hålls ändå SoC på en någorlunda stabil nivå även med ett nedskalat batteri. Det går troligtvis att lösa problemet genom att antingen utveckla en funktion på vindkraftverket som kan styra vilken AC-effekt som vindkraftverket genererar. Ett annat alternativ är att mäta eller uppskatta förlusterna mellan DC och AC-sidan i systemet och använda det värdet för att ta hänsyn till förlusterna i styrsystemet.

7.2.3 Fläktar drar annan effekt än förväntat

Den tredje avvikelserna som tas upp i detta avsnitt är det faktum att den simulerade och uppmätta lasten i figur 6.32 avviker mellan tiderna 850 s och 1100 s. Det som händer är att SoC fluktuerar kring 0,2. När SoC är under 0,2 minskas lasten och när den överstiger 0,2 ökar lasten. Styrlogikens lastreducering är aktiv och tillåter en last som är lika stor eller mindre än den genererade effekten. Vindkraftverket är avstängt men försöker starta, vilket gör att den simulerade lasten kan öka då den simulerade effekten ökar när vindkraftverket har en bladvinkel som är mindre än 88° . Simuleringens oförmåga att representera en start av vindkraftverket har redan diskuterats i avsnitt 7.2.1. Det som är intressant här är den uppmätta lasten som varierar mellan cirka 1 och 2 kW. En trolig orsak till detta är att de faktiska lasterna förbrukade större effekt än de är märkta med. Den fläkt som är märkt 2 kW förbrukar enligt figur 6.32 en effekt på 2,3 kW. Att fläktarnas effekt varierar och förbrukar en annan effekt än de är märkta med är delvis ett resultat av att alla fläktar har en tomgångseffekt på cirka 30 watt per fläkt som inte är inräknat i märkeffekten men också att nätspänningen varierar, vilket enligt ekvation (3.1) direkt påverkar effekten som utvecklas i fläkten.

Samma problem som tidigare diskuterades i avsnitt 7.2.3 om att förlusten i omriktaren inte tas hänsyn till i simuleringen uppstår även här. Det tillsammans med en för stor last gör att styrningen felaktigt räknar med att klara av en last på 2 kW, när den egentligen borde ligga på 1 kW. I detta fall gör det att SoC minskar under 0,2, vilket skapar en styrning om att minska lasten till 1 kW. När SoC sedan är över 0,2 igen, tillåts 2 kW, som egentligen är 2,3 kW vilket gör att cykeln sker

igen och igen tills vindkraftverket har kommit igång och kan generera effekt. Ett sätt att möjligtvis undvika det i framtiden hade varit att koppla in ett hysteresrelä eller annan funktion i anläggningen som hade hindrat lastökning innan SoC nått en viss nivå, exempelvis 0,25 eller 0,3. Alternativet är att mäta upp effekten till respektive lastfläkt och utgå från dessa laster i simuleringen, istället för antagandet att fläktarna enbart drar den effekt de är märkta med. Däremot finns då fortfarande problemet med varierande nätspänning och att anläggningens förluster inte hanteras av simuleringen.

7.2.4 Användning och framtidssäkring

Under de mätningar som gjorts har inget faktiskt batteri varit installerat vid anläggningen, istället har det allmänna elnätet använts som ett batteri som kan ta emot och leverera effekt vid behov. Det gör att batterierna i Simulink-modellen och det batteri som simuleras via elnätet har liknande egenskaper och framförallt har de en verkningsgrad på 100 %. När batteriet är installerat på plats med den nätförmande omriktaren igång kommer så inte vara fallet. För att i detta framtida fall få simuleringen att stämma bättre överens är en lösning att mäta eller uppskatta verkningsgraden i batteri och omriktare, för att sedan kunna simulera batteriet med denna verkningsgrad. Det är viktigt att förstå att det batteri som mätningarna utförts på och som simulerats inte har precis de egenskaper som ett fysiskt batteri hade haft. Med det sagt så finns förbättringsmöjligheter i simuleringen, men det är inget som hindrar modellen från att användas som den är, så länge hänsyn tas till de brister och avvikelser som detta jämförelse- och diskussionsavsnittet lyft fram.

7.3 Analys av lastprofiler och strategi för lastfrånkoppling

Här analyseras de framtagna lastprofilerna med avseende på hur effektförbrukningen varierar över dygnet och vilka potentiella faktorer som kan förklara variationerna. En strategi för lastfrånkoppling under ö-drift läggs fram och hypotetiskt tillämpas på några av mätningarna där lastreducering skett på vindkraftsanläggningen. Det är viktigt att skilja på begreppen lastreducering och lastfrånkoppling. Lastreducering används i sammanhang när lasten på grund av SoC-nivån genom styrlogiken behövt reduceras medan lastfrånkoppling används i samband med en prioriterad bortkoppling av specifika laster.

7.3.1 Tolkning av lastprofiler

Lastprofilerna som tagits fram och presenteras i resultatet, kapitel 6.1, bygger på en förbrukning motsvarande 1,6 villor och visar ett någorlunda tydligt dygnsmonster. Då det saknas information om villan som lastprofilerna kommer från går det bara att spekulera kring varför effektförbrukningen ser ut som den gör. Det går att se en trend där effektförbrukningen var extra stor under morgon- och kvällstid, tydligast är denna trend för medellastprofilen, se figur 6.2. Denna trend kan bero på en ökad

användning av hushållsapparater på morgonen så som kaffekokare och vattenkokare, även varmvattenberedaren kan ha satts igång. Kvällstoppen kan ha orsakats av användningen av exempelvis spis, ugn, belysning, TV och varmvattenberedare. Höglastprofilen, figur 6.1, avviker något från denna trend då effektförbrukningen var högre på natten än på morgonen, medan den följer trenden på eftermiddagen. En anledning till att effektförbrukningen för denna dag ser ut som den gör kan vara att en elbil laddats under natten. Det går dock att konstatera att en aktivitet skedde även på morgonen för denna lastprofil. Höglastprofilen är från den 16 februari 2025, vilket var dagen med högst energiförbrukning. Den höga förbrukningen just den dagen beror sannolikt på det ökade behovet av uppvärmning, speciellt under natten när temperaturen sjunker mest. Som presenterat i resultatet avsnitt 6.1 är den totala energiförbrukningen för den dagen 145,5 kWh vilket överensstämmer väl med vad en eluppvärmd villa vintertid förbrukar, vilket presenterades i teorin avsnitt 2.6. I låglastprofilen som presenteras i figur 6.3 var effektförbrukningen låg och relativt jämn, den följer alltså inte morgon- och kvällstrenden. Detta kan förklaras av att de boende inte var hemma under dygnet och att endast ett fåtal så kallade baslaster var aktiva samtidigt, såsom kyl och frys.

7.3.2 Strategi för lastfrånkoppling

I ett hybridkraftssystem med varierande last och genererad effekt är lastreducering nödvändigt. Detta observerades i mätningarna på Chalmers vindkraftsanläggning, exempelvis vid mätning av den höga lastprofilen under sämre vindförhållanden, se figur 6.4. Då resultaten visar att lastreducering uppstår är det nödvändigt med en prioritering av hushållslaster för att denna styrlogik eller en liknande ska kunna implementeras i en villa. En lämplig strategi för lastfrånkoppling vid ö-drift är att prioritera bortkopplingen baserat på lastens effektförbrukning, hur kritisk lasten är för hushållets behov samt dess möjlighet att tidsförskjutas. Förslaget på prioriteringsstrategi som presenteras i detta avsnitt bygger på fall där en längre period av lastreducering sker. Laster som bör kopplas bort först är de laster med hög effektförbrukning, såsom bastun och elbilsladdningen. Därefter bör de laster med en mellaneffektförbrukning kopplas bort som även går att skjuta upp utan större konsekvenser, såsom tvätt- och diskmaskin. Även värmepump och varmvattenberedare kan tillfälligt stängas av då hus ofta har en tillräckligt bra isolering och kan behålla värmen ett tag. På samma vis kan varmvattnet lagras och användas senare. Efter detta bör ugn och spis frånkopplas. De är viktiga för hushållets komfort, att kunna laga mat när det behövs. Till sist kommer baslasterna, kyl och frys, som bör prioriteras högst vid en längre periods lastfrånkoppling, för att undvika livsmedelsförstöring, de har även en relativt låg effektförbrukning. Även belysning är en grundläggande funktion som även den har en relativt låg effektförbrukning. Detta är alltså ett förslag på en möjlig prioritering vid behov av en längre periods lastfrånkoppling, vilket bygger på egna analyser och resonemang snarare än studier. Hade en kortare period av en liten lastreducering behövts hade troligen en annan prioritet varit effektivare. Exempelvis kan även kyl och frys under kortare perioder stängas av utan någon större påverkan på deras temperatur.

Hade strategin för lastfrånkoppling använts vid de mätningar på vindkraftsanläggningen där en lastreducering skedde, hade bortkopplingen kunnat ske stegvis enligt den föreslagna prioriteringsordningen. I höglastprofilmätning 1, figur 6.1, syns det tydligt att en lastreducering skedde tidigt och under en längre tidsperiod, i detta fall hade det då inneburit att laster med lägst prioritet kopplats bort först, såsom bastu och elbilsladdningen. Om reducereingen inte varit tillräcklig hade laster i nästa prioriteringsnivå kopplats bort och därefter nästa vid behov. Vid de mest kritiska tillfällena där den genererade effekten inte räcker till för att täcka behovet hade en större andel av prioriteringsnivåerna behövt kopplas bort. Vid medellastprofilmätning, figur 6.2, sker en mindre lastreducering än höglastprofilmätning 1 under en kortare tid. Här hade färre prioriteringsnivåer troligen behövts kopplas bort och då hade fler funktioner i hemmet kunnat bibehållas.

7.4 Utvärdering av modellen för vindhastighetsprediktion

Resultatet av modellen för att prediktera vindhastigheter visar att XGBoost modellen konsekvent slår baseline modellen, vilket visas i figur 6.48. Det finns en förbättring i MAE på respektive 12 %, 10,7 % och 9,3 % för de olika tidshorisonterna på 15, 30 och 60 minuter. Trots att baseline-modellen generellt presterar bättre vid en kortare horisont är det prediktionen för +15 minuter som presterar bäst mot baseline. En förklaring kan vara att modellen lyckas fånga upp kortsiktiga trender i vindhastighetens förändringshastighet, vilket baseline modellen inte tar hänsyn till. Det syns även vid längre horisonter att XGBoost modellen försämras eftersom vinden påverkas i större grad av storskaliga meteorologiska fenomen som inte syns i mätdata. Men på grund av att modellen kan dra nytta av dess olika statistiska funktioner och identifiera en ihållande trend över tid presterar den fortfarande bättre än baseline-modellen.

Det observerade gapet mellan RMSE och MAE för alla tre horisonter visar att modellen vid tillfällena gör fel som är betydligt större än genomsnittet. Dessa avvikelser mellan valideringsmåttet tyder sannolikt på att modellen missar stora och snabba förändringar som byvind eller ett frontsystem, situationer där historiska data ger begränsad information.

Ett krav för rapporten är att systemet ska kunna operera i ö-drift, det vill säga utan anslutning till det aktuella elnätet och därmed utan tillgång till nätverkstjänster. Detta leder till att systemet inte kan vara beroende av väderprognoser från tjänster som SMHI eller liknande. Den utvecklade modellen är därför helt fristående och kräver endast lokala mätvärden som tas upp av Chalmers vindkraftsanläggning egna sensorer. För ett system som ska kunna operera självständigt, exempelvis på en ö med begränsad internetuppkoppling, är detta en avgörande egenskap. En ytterligare fördel med modellen är att den anpassar sig till platsen specifikt. Modellen tränas på platsen historiska mätdata och lär sig därmed specifika vindmönster för just den platsen som systemet är placerad på.

Prediktionen för 10-sekundersmodellen har en annan tillämpning i systemet än de andra horisonterna. På denna korta tidshorizont är det främst för att dämpa styrlogiken reaktioner på snabba vindförändringar. I nuläget riskerar systemet att reagera snabbt och aggressivt på vindbyar eller lugn vind vilket leder till slitage på vindkraftverket samt batteriet. När vindkraftverket snabbt måste öka eller sänka varvtal tar det skada och om man istället kan förbereda vindkraftverket med rätt bladvinkel och varvtal för den kommande vinden kommer man få ett mycket mer hållbart system.

10-sekundersmodellen presterar bäst av alla horisonter med ett lägsta värde MAE och RMSE, samt att den slår baselinemodellen med 26 %, vilket är betydligt bättre än de andra horisonterna som ligger på 9-12 % förbättring. Detta kan förklaras av att autokorrelation för vindhastigheten är särskilt stark på korta intervall eftersom vinden sällan förändras drastiskt på en sån kort tidsperiod. Detta gör att modellen effektivt kan filtrera bort kortvariga vindbyar och istället identifiera uthålliga trender. För att styrlogiken effektivt ska motarbeta slitage på systemet är detta en egenskap som är nödvändig.

En direkt tillämpning av modellen är att integrera dess utdata i styrlogiken som utvecklats i projektet. I dagsläget fattas styrbeslut baserat på aktuella mätvärden vilket innebär att systemet blir reaktivt och reagerar på händelser efter det har inträffat. En utvecklingspunkt för styrlogiken är den istället ska kunna agera proaktivt. Detta gör att om modellen förutsäger att vindstyrkan kommer sjunka de närmaste 30 minuterna kan styrlogiken i förväg påbörja en lastreducering för att bibehålla en högre Soc nivå i batteriet under denna period. Omvänt kan batteriet urladdas proaktivt om en period med hög vindstyrka förutspås, eftersom vindkraftverket snart kommer kunna leverera mer energi än vad lasten kräver. På detta sätt tar man tillvara på mer energi som finns i vinden och gör systemet mer effektivt.

För att utveckla modellen ytterligare kan man implementera att den även ska leverera ett konfidensintervall för vindhastigheten. Om styrlogiken hade känt till osäkerheten för den predikterade vindhastigheten, hade man kunnat ta mer välgrundade beslut. Till exempel, vid hög osäkerhet om vinden kan man välja en mer konservativ strategi, medan man vid låg osäkerhet kan optimera systemet mer aggressivt.

Sammanfattningsvis visar resultatet av modellen att den presterar bäst över en horisont på 10 sekunder, där den har det lägsta värdet på både MAE och RMSE och är den horisont som slår baseline-modellen mest. En integrering av modellen i styrlogiken hade kunnat utveckla den för en smartare styrning av SoC-nivåer samt ett minskat slitage på komponenterna i systemet.

7.5 Metoddiskussion och begränsningar

Metoden betraktas som lämplig för att utvärdera styrlogikens grundläggande funktion, men är inte representativ för ett fullständigt ö-driftsystem. I metoden ingår begränsningar och aktiva val som påverkar resultatet, vars omfattning diskuteras i detta avsnitt.

Den främsta begränsningen anses vara att det fysiska batteriet på Chalmers vindkraftsanläggning inte är implementerat, och att det simulerade batteriet inte nödvändigtvis uppvisar samma karakteristik som ett fysiskt batteri. Framför allt kan frekvens- och spänningsvariationer samt batteriets verkliga respons skilja sig från de förhållanden som uppstod under mätningarna.

Under mätningarna på Chalmers vindkraftsanläggning den 23 april var medelvindhastigheten 3,90 m/s. I snitt under dagen tidigare år har det blåst 7,37 m/s enligt resultaten i kapitel 6.4. Det blåste alltså mindre under mätningen än det brukar göra vid denna tidpunkten. Detta tillät att testa styrlogikens gränser vid låg vindhastighet. Mätningarna den 28 april gjordes under stark blåst med en medelhastighet på 8,42 m/s, vilket var aningen mer än tidigare år där medelvindhastigheten varit 7,95 m/s. Skillnaden bedöms dock inte ha någon betydande inverkan på arbetets slutsatser.

Eftersom Chalmers vindkraftsanläggning endast är i bruk under bevakad drift behövde mätperiodernas längd begränsas till kortare tidsperioder. Därför användes mätningarna huvudsakligen för att undersöka om laststyrningen och batterilogiken reagerade som förutsatt, och att simuleringen överensstämde med anläggningens beteende med tillräcklig noggrannhet. På grund av förhållandevis god överensstämmelse kan simuleringsmodellen användas för att analysera längre driftfall och situationer som inte lämpas att undersöka fysiskt på Chalmers vindkraftsanläggning, exempelvis längre perioder av låg vind, låg solinstrålning eller hög last. För korttidsmätningarna avviker framför allt styrlogikens responstid då denna inte kan skalas med resten av systemet för korttidsmätningarna. För längre mätningar som sträcker över dagar eller veckor förväntas alltså resultatet överensstämma bättre med simuleringar.

I mätningarna användes byggfläktar för att representera hushållslaster och efterlikna de villabaserade lastprofilerna, då de fanns tillgängliga på Chalmers vindkraftsanläggning. De motsvarar dock inte verkliga hushållsapparaters variation. Byggfläktarna kan enbart regleras i diskreta steg och antalet byggfläktar är i mätningarna begränsade, vilket medförde svårigheter att exakt följa de villabaserade lastprofilerna, vars effektförbrukning är mer precis. Verkliga hushållslaster kan dessutom påverkas av exempelvis startströmmar, termostatstyrning, cykliska beteenden och användarbeteenden vilket ändrar effektförbrukningen. Byggfläktarna bör ses som en förenklad representation av hushållslaster.

Arbetet begränsades dessutom till villor och undersökte inte industriella laster eftersom anläggningen är dimensionerad för den storleksordningen. Antalet tillgäng-

liga byggfläktar var begränsat och extremförhållanden av effektförbrukning kunde därmed inte undersökas. Resultaten är därför huvudsakligen relevanta för småskaliga system. Industriella laster kan ha större effektsteg, hårdare krav för driftsäkerhet och mer komplex lastprioritering. Därigenom begränsas resultatets generaliserbarhet.

Studien fokuserar främst på aktiv effekt, SoC och lastanpassning. Att modellera spänning och frekvens och omriktarnas interna styrsystem ligger utanför arbetets omfattning, och Chalmers vindkraftsanläggning anpassar frekvensen genom GFM. Därför är arbetets generaliserbarhet delvis begränsad, och resultatet bör tolkas som en utvärdering av styrlogikens förmåga att hantera effektbalans, snarare än som en fullständig verifiering av stabil ö-drift.

Den tidigare modellen som projektet bygger på antogs fungera enligt avsedd funktion, vilket gett studien möjlighet att huvudsakligen utvärdera batteri- och laststyrning. Metoden blir således fokuserad, men brister i det tidigare arbetet kan påverka resultaten utan att ha analyserats i detalj.

Batteriet modelleras utifrån SoC och effektutbyte, vilket är tillräckligt för att analysera styrlogikens grundläggande funktion. Samtidigt ingår inte degradering, temperaturberoende eller åldring, vilket innebär att resultaten inte kan användas för att bedöma batteriets långsiktiga livslängd eller ekonomiska lämplighet. Vidare utfördes ingen ekonomisk analys, och därmed kan inte arbetet avgöra om lösningen är kostnadseffektiv. Resultaten visar den tekniska potentialen hos styrlogiken, men för verklig implementering måste lösningen värderas utifrån kostnader för exempelvis slitage.

Sammanfattningsvis ingår begränsningar i metoden huvudsakligen som följd av tillgänglighetsskäl, samt på grund av bestämmelser kring arbetets omfattning. Detta bidrar till viss minskning för resultatets generaliserbarhet, men tillåter fortfarande för studiens syfte att besvaras. Metodavgränsningar är nödvändiga för att fokusera på de delar som anses centrala för studien.

7.6 Samhälleliga och etiska aspekter av ö-drift med hybridkraftsystem

Ö-driften som koncept och förmåga är av samhällsmässigt intresse. I takt med en pågående elektrifiering och ett ökat beroende av elektrisk energi ökar också samhällets sårbarhet när elektricitet inte finns tillgänglig, exempelvis när elnätet blir spänningslöst. Att i en sådan situation kunna övergå till ö-drift i områden med elavbrott kan göra att konsekvenserna av ett strömavbrott mildras, vilket alltså skulle öka resiliensen. En motion om behovet av att skapa en nationell strategi för ö-drift lämnades år 2025 in till riksdagen, där huvudorsakerna som nämns är sabotage, cyberangrepp och naturkatastrofer [71]. Detta visar att ämnet är aktuellt.

Det finns en intressekonflikt mellan klimatnytta och lokal påverkan [72]. Att bygga fler vindkraftverk kräver en avvägning mellan olika samhällsintressen. De boende nära vindkraftverk kan påverkas av buller och skuggor, men å andra sidan ger vindkraftverk Sverige förnybar energi. Det blir således en fråga om var vindkraftverken ska placeras. De förändrar också landskapet och kan påverka djurliv och naturmiljöer [73].

Vid en nationell elnätsskris och övergång till ö-drift finns risken att elen inte räcker till för alla laster inom ö-driftnätet. Genom att offra mindre viktiga funktioner kan man bibehålla stabiliteten för de mest samhällsviktiga funktionerna. Därmed är en frågeställning som måste behandlas, vid införande av ö-drift, frågan gällande prioritering och rättvisa av eldistribution. Vilka samhällsrelaterade funktioner ska prioriteras? Denna frågeställning finns även vid drift i det stora elnätet och hanteras idag av processen ”Styrel” som utvecklats av Energimyndigheten tillsammans med Myndigheten för civilt försvar och Svenska kraftnät [74]. Skillnaden i denna existerande process och en process för ö-drift skulle ligga i att det är mer lokalt. En ö-driftsprocess skulle kunna utformas av den som äger ö-drift-nätet. Detta skulle innebära att man kan stänga ned mer precist och alltså göra prioriteringslistan mer detaljerad, kanske till och med besluta om eltillförsel till specifika rum eller maskiner [75]. Det kommer också med fler etiska ställningstaganden, exempelvis ska det prioriteras att behålla strömmen till ett forskningsprojekt eller prioritera gatubelysningen för att invånare ska känna sig trygga?

Ytterligare etiska aspekter av ö-drift med vindkraftverk och batterier är om de är socialt- och miljömässigt hållbara i alltifrån framställningsprocesser med utvinning av råvaror och produktion till återvinnings-möjligheter. Framställning av batterier orsakar stor initial miljöpåverkan, men de är en förutsättning till att kunna bedriva denna typ av ö-drift med förnybara källor.

Den största delen av den kombinerade miljöpåverkan från framställning av batterier kommer ifrån materialutvinningsfasen [76]. Medan merparten av växthusgasutsläppen sker vid tillverkningen. För att minimera batterisystemets totala miljöavtryck är det därför avgörande att tillämpa ett cirkulärt perspektiv för att säkerställa ett slutet kretslopp. Genom återvinningen kan den totala miljöpåverkan minskas med hela 75 %. Andra risker kopplade till batteriets värdekedja handlar om geopolitisk säkerhet och beroendeförhållanden till andra länder då utvinning och förädling av de kritiska råmaterialen är koncentrerade till ett fåtal länder.

Litiumjonbatteriers (LIB) utvinning och produktion väcker flera etiska frågor kring arbetsförhållanden [77]. Arbetare exponeras för farliga ämnen såsom nickel och kobolt som kan ge både respiratoriska och dermatologiska problem. Även barnarbete och dåliga arbetsförhållanden förekommer i LIB produktionen [78].

Det finns således en aktuell problematik kring både ö-drift och arbetets aktuella energikällor. Denna problematik grundas i miljö-, klimat-, och samhällsfrågor och är väsentliga att betrakta inför implementeringen av ö-driftssystem.

7.7 Framtida arbete

För framtiden finns det flera punkter som kunnat vara av intresse att undersöka mer eller utveckla. I detta avsnitt diskuteras vissa skillnader mellan simulering och mätning, test av en annan styrning för SoC-nivån vid gränserna på 20 % och 80 %, implementering av modellen för vindprediktion, en utvecklad studie på laster och lastfrånkoppling samt en undersökning av komponenter vid Chalmers vindkraftsanläggning.

Mellan simuleringar och mätningar finns det vissa skillnader, som diskuteras och presenteras i avsnitt 7.2. Dessa punkter är intressanta att utforska framöver och hade kunnat lyfta arbetet ytterligare. En tydlig punkt som är intressant att undersöka för framtiden är hur styrlogiken som tagits fram fungerar med ett installerat batteri på Chalmers vindkraftsanläggning. I våra tester användes det externa elnätet som ett simulerat batteri, då det planerade batteriet inte var färdiginstallerat vid mättillfället. Eftersom elnätet har en verkningsgrad på 100 % och ett batteri inte har det, blir mätningen inte helt rättvis. Detta gör det intressant att undersöka om styrlogiken fungerar lika bra när batteriet är installerat och att systemet även då kan fungera i ö-drift och reglera produktion och last själv.

En funktion i styrlogiken att implementera för framtiden är styrningen runt SoC-nivån för batteriet. I styrningen används en lastreducering som är linjär från 25 % till 20 % och från 75 % till 80 % för att i tid kunna begränsa lasten så att SoC-nivån hålls ifrån de hårda gränserna på 20 % och 80 %. I framtiden hade det varit intressant att se hur bra systemet fungerade med en liknande funktion, fast man börjar reducera lasten vid 30 % och 70 % istället. Eller om man istället för en linjär reducereing använder en andragsgradsfunktion som gör att man får en mjukare reducereing mot de hårda gränserna. Att i framtiden se hur en mer komplex styrning av SoC-nivån skulle se ut hade varit intressant, förhoppningsvis hade det kunna förbättra styrningen av systemet ytterligare.

För att i framtiden förbättra systemet ytterligare hade maskininlärningsmodellen kunnat implementeras i styrlogiken. Detta hade möjliggjort en styrning som både minskar slitage på vindkraftverket och batteriet samt optimerar styrningen ytterligare. Genom att förutse vindhastigheten kan styrningen ta hänsyn till det och antingen lastreducera eller förbereda rätt bladvinkel och varvtal för att maximera energiutvinningen.

En större studie på laster och lastfrånkoppling hade även varit intressant att koppla ihop med detta projekt. Det kommer att komma tillfällen då den producerande effekten inte räcker till för att täcka behovet vilket gör att lastreducering behövs. En utvecklad studie på hur detta kan utföras samt vilka typer av laster som människor prioriterar hade varit intressant att undersöka. Det hade bidragit till ett bredare perspektiv i rapporten eftersom det ger en insikt i hur samhället vill lastfrånkoppla och ger ett scenario för hur det i verkligheten skulle kunna fungera.

Även en utredning av vilka dimensioner på komponenter i systemet som behövs för en stabil ö-drift för olika storlekar på laster hade kunnat göras. Om storleken på lasten ändras för att kunna stötta fler hus eller en liten by så behövs antingen fler komponenter eller nya dimensioner på dessa. Ett framtida arbete hade kunnat vara att undersöka detta. För att bidra till utvecklingen av ett robust elsystem är det av intresse att undersöka hur system fungerar med större laster och därmed vilka komponenter som behövs för det.

Sammantaget finns det flera intressanta punkter som kan utveckla detta arbete mot en bättre styrning av ett hybridkraftsystem i ö-drift. Där dessa punkter både innefattar utveckling av styrningen och anläggningen samt en mer genomgående studie av laster.

8

Slutsats

Detta arbete har framgångsrikt bidragit till utvecklingen av ö-drift och, i förlängningen, skapandet av mer robusta elsystem. Arbetet har skapat en styrlogik för Chalmers vindkraftsanläggning och en simuleringsmodell för anläggningen, vilket genom tester på anläggningen visat att systemet klarar av att bibehålla en effektbalans trots både varierande genererad effekt och last. Simuleringsmodellen har visat god överensstämmelse mellan anläggningen och modellen, vilket gör den till ett värdefullt verktyg för fortsatt testning av systemet. Trots de positiva resultaten har vissa förbättringspunkter i logiken identifierats, däribland minskning av fluktuering av batterinivån vid den lägre batterigränsen. En förbättringspunkt för simuleringsmodellen är att inkludera en sekvens för uppstart av vindkraftverket.

Arbetet har även tagit fram representativa lastprofiler för en villa nära genomsnittsförbrukningen, vilket utgör en grund för datastödda diskussioner och utvärderingar av systemets prestanda. Det har även lagts en grund för en proaktiv energihantering genom strategier för lastfrånkoppling samt en modell som använder maskininlärning för vindhastighetsprediktion. Dessa komponenter kan i framtiden integreras i styrlogiken för att utveckla ö-drift ytterligare. Sammanfattningsvis visar arbetet att den framtagna styrningen fungerar och är tillämpbar på Chalmers vindkraftsanläggning och att den i framtiden kan anpassas till andra hybridkraftssystem, vilket är ett steg mot ett mer resilient och robust elnät.

Litteratur

- [1] J. Jasiūnas, P. D. Lund och J. Mikkola, "Energy system resilience – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, årg. 150, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111476>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121007577>.
- [2] M. Eriksson, "Frekvensstyrning med vindkraft," Chalmers Tekniska Högskola, tekn. rapport, 2022. URL: https://research.chalmers.se/publication/538917/file/538917_Fulltext.pdf.
- [3] Svenska Kraftnät. "Om ö-drift." [Online.], hämtad 30 jan. 2026. URL: <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/om-odrift/>.
- [4] M. H. Oboudi, M. Mohammadi och M. Rastegar, "Resilience-oriented intentional islanding of reconfigurable distribution power systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, årg. 7, nr 4, 2019. DOI: 10.1007/s40565-019-0567-9.
- [5] S. Booth, J. Reilly, R. Butt, M. Wasco och R. Monohan, "Microgrids for Energy Resilience: A Guide to Conceptual Design and Lessons from Defense Projects," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, tekn. rapport NREL/TP-7A40-72586, jan. 2020. hämtad 1 maj 2026. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72586.pdf>, Särskilt s. 30, avsnitt 4.3.1.
- [6] J.-M. Zhang, T.-S. Bi, H. Liu och A.-C. Xue, "Review of frequency stability for islanded power system," *Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi/Power System Protection and Control*, årg. 39, nr 11, 2011. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-79959199459&partnerID=40&md5=b34b6e1be853143b68b27d4d9a2c48ad>.
- [7] L. Söder, "På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om kraftsystemets balansering," KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Version 3.0, okt. 2013, Publicerad 2013-10-21. hämtad 15 april 2026. URL: <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:657544/FULLTEXT01.pdf>.
- [8] A. Nordling, R. Englund, A. Hembjer och A. Mannberg, "Energilagring: Teknik för lagring av el," Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), Stockholm, tekn. rapport IVA-R 482, 2015. hämtad 15 april 2026. URL: <https://www.iva.se/contentassets/5d1389a0301f4cb09aa3061bb0f5045e/201508-iva-vagvarell-ellagring.pdf>.
- [9] D. Karlsson och A. Nordling, "Svängmassa i elsystemet: En underlagsstudie," Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), Stockholm, tekn. rapport IVA-R 495, 2016. hämtad 15 april 2026. URL: <https://www.iva.se/>

- contentassets/9166af7147f842cdb832dd5cb2f8f2b8/201606-iva-vagvael-svangmassa.pdf.
- [10] Skellefteå Kraft. "Batterier är nyckeln till framtiden," hämtad 15 april 2026. URL: <https://www.skekraft.se/om-oss/foretaget/batterier-nyckeln-till-framtiden/>.
- [11] Svenska kraftnät. "Frekvensstabilitet." Hämtad 2026-04-14. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/>.
- [12] Svenska kraftnät. "Spänningsstabilitet." Hämtad 2026-04-14. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/>.
- [13] ENTSO-E, "Load-Frequency Control and Performance: Appendix 1," European Network of Transmission System Operators for Electricity, tekn. rapport, 2009. hämtad 3 maj 2026. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf.
- [14] J. D. Glover, T. J. Overbye och M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, 6. utg. Boston, MA, USA: Cengage Learning, 2016.
- [15] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira och A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, årg. 21, nr 2, s. 916–924, 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873018. hämtad 3 maj 2026. URL: <https://repositorio.inesctec.pt/bitstream/123456789/1418/1/PS-05332.pdf>.
- [16] IEA Wind TCP Task 25, "Impacts of Wind and Solar Power on Power System Stability," International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme, tekn. rapport, 2025. hämtad 3 maj 2026. URL: <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2025/02/Task25-FactS-Stability-February2025.pdf>.
- [17] P. A. Fleming m. fl., "Effects of Power Reserve Control on Wind Turbine Structural Loading," *Wind Energy*, årg. 19, nr 3, s. 453–469, 2016, ISSN: 1095-4244. DOI: 10.1002/we.1844.
- [18] S. Sitompul, Y. Hanawa, V. Bupphaves och G. Fujita, "State of Charge Control Integrated with Load Frequency Control for BESS in Islanded Microgrid," *Energies*, årg. 13, nr 18, s. 4657, 2020. DOI: 10.3390/en13184657. hämtad 3 maj 2026. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4657>.
- [19] McGraw-Hill Education. "Electric Generator," AccessScience, hämtad 5 febr. 2026. URL: <https://www.accessscience.com/content/article/a746400>.
- [20] C. A. Badurek. "Concerns about Wind Turbines." [Online.], Encyclopædia Britannica. URL: <https://www.britannica.com/technology/wind-turbine/Concerns-about-wind-turbines>.
- [21] U.S. Department of Energy. "How Do Wind Turbines Work?" U.S. Department of Energy, hämtad 5 febr. 2026. URL: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>.
- [22] Energiforsk, "Oavsiktlig ö-drift med distribuerad generering," Energiforsk, 2025. hämtad 5 febr. 2026. URL: <https://energiforsk.se/media/0y1jnuij/2025-1128-oavsiktlig-o-drift-med-distribuerad-generering.pdf>.

- [23] U.S. Department of Energy. "How a Wind Turbine Works (Text Version)," U.S. Department of Energy, hämtad 5 febr. 2026. URL: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-wind-turbine-works-text-version>.
- [24] U.S. Department of Energy. "Turbines," U.S. Department of Energy, hämtad 5 febr. 2026. URL: <https://www1.eere.energy.gov/ba/pba/pdfs/turbines.pdf>.
- [25] SMHI. "Vind." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/vind/>.
- [26] Met Office. "What is wind and how do we measure it?" [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://www.metoffice.gov.uk/blog/2025/what-is-wind-and-how-do-we-measure-it/>.
- [27] Visual Crossing. "Why weather systems move from west to east." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://www.visualcrossing.com/resources/blog/why-weather-systems-move-from-west-to-east/>.
- [28] University of Leipzig. "Physics of Wind Turbines," hämtad 6 febr. 2026. URL: <https://home.uni-leipzig.de/energy/energy-fundamentals/15.htm>.
- [29] C. Nordling och J. Österman, *Physics Handbook: For Science and Engineering*, 9. utg. Lund: Studentlitteratur, 2020, ISBN: 9789144128061.
- [30] U.S. Department of Energy. "Wind Energy Basics." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://www.energy.gov/eere/wind/wind-energy-basics/>.
- [31] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe och E. Bossanyi, "Aerodynamics of Wind Turbines," i *Wind Energy Handbook*, 1. utg. Chichester: John Wiley & Sons, 2001, kap. 3, s. 39–46.
- [32] J. Aho, A. Buckspan, J. Laks, P. Fleming, Y. Jeong och F. Dunne, "A Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency Through Active Power Control," i *Proceedings of the 2012 American Control Conference (ACC)*, [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6315180>. hämtad: 2026-02-02, Montreal, Canada: IEEE, 2012, s. 3120–3131.
- [33] Elsevier. "Power Coefficient." [Online.], hämtad 10 febr. 2026. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/power-coefficient>.
- [34] H. Polinder, F. F. A. van der Pijl, G. J. W. van Bussel och P. Tavner, "Trends in Wind Turbine Generator Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, årg. 1, nr 3, s. 174–185, 2013. DOI: 10.1109/JESTPE.2013.2280428. URL: https://www.innwind.eu/-/media/sites/innwind/publications/polinder_jetspe_2013.pdf.
- [35] P. A. C. Rocha, "The effects of blade pitch angle on the performance of wind turbines," *Energy*, 2018, ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.07.032. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218301142>.
- [36] Tekniska museet. "Solenergi." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://www.tekniskamuseet.se/lar-dig-mer/100-innovationer/solenergi/>.
- [37] McGraw Hill. "Solar cell." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <http://dx.doi.org/10.1036/1097-8542.633000>.
- [38] HemSol. "Solinstrålning i Sverige: W/m², Per dag, månad och Karta." [Online.], hämtad 2 febr. 2026. URL: <https://hemsol.se/solceller/solenergi/solinstralning/>.

- [39] A. Zimmerman, "Self-discharge losses in lithium-ion cells," *IEEE Aerospace and Electronic Systems Magazine*, årg. 19, nr 2, 2004. DOI: 10.1109/MAES.2004.1269687.
- [40] P. Keil och A. Jossen. "Calendar Aging of NCA Lithium-Ion Batteries Investigated by Differential Voltage Analysis and Coulomb Tracking." [Online.], Institute for Electrical Energy Storage Technology, Technical University of Munich, hämtad 13 febr. 2026. URL: https://www.researchgate.net/publication/312275993_Calendar_Aging_of_NCA_Lithium-Ion_Batteries_Investigated_by_Differential_Voltage_Analysis_and_Coulomb_Tracking.
- [41] K. N. Akpinar, B. Gundogdu och O. Ozgonenel, "Optimum Battery State of Charge Control for Frequency Response Service," i *2022 10th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, Istanbul, Turkey, juni 2022, s. 255–260. DOI: 10.1109/icSmartGrid55722.2022.9848781. URL: https://www.icsmartgrid.org/archive2022/files/SS/abstract/ID_77.pdf.
- [42] X. Su, B. Sun, J. Wang, H. Ruan, W. Zhang och Y. Bao, "Experimental study on charging energy efficiency of lithium-ion battery under different charging stress," årg. 68, 2023. DOI: 10.1016/j.est.2023.107793. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85163130144&doi=10.1016%2fj.est.2023.107793&partnerID=40&md5=452bb61549f66e60134db05d346db9b3>.
- [43] Y. Gao, J. Jiang, C. Zhang, W. Zhang, Z. Ma och Y. Jiang, "Lithium-ion battery aging mechanisms and life model under different charging stresses," *Journal of Power Sources*, årg. 356, s. 103–114, 2017. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.04.084. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85018316251&doi=10.1016%2fj.jpowsour.2017.04.084&partnerID=40&md5=954d95ac2a9b013c2ed3fa92ad321ea7>.
- [44] M. Arumugam, "An Outlook on Lithium Ion Battery Technology," *ACS Cent. Sci.*, årg. 3, 2017. DOI: 10.1021/acscentsci.7b00288.
- [45] A. Mithul Raaj m. fl., "A Comprehensive Exploration on Different Machine Learning Techniques for State of Charge Estimation of EV Battery," 2023. DOI: 10.1109/UPEC57427.2023.10294352. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85178156472&doi=10.1109%2fUPEC57427.2023.10294352&partnerID=40&md5=57fd767be100302d15a76bb49ac425f9>.
- [46] D. L. Anglin och D. R. Sadoway, "Battery," i *AccessScience*, [Online.], McGraw Hill, juli 2024. DOI: 10.1036/1097-8542.075200. URL: <https://www.accessscience.com/content/article/a075200>.
- [47] D. Tome-Amador, C. Varela-Aguilera, D. A. Rivera-López och J. Muñoz Tabora, "Application of Battery and Flywheel Energy Storage Systems for Frequency Regulation in the Honduran Power Grid," *Energies*, årg. 18, nr 23, s. 6287, 2025. DOI: 10.3390/en18236287. URL: <https://doi.org/10.3390/en18236287>.
- [48] O. Carlson, L. A. Tuan, A. Narula, S. Fogelström och M. Ellsén, "Demonstration of Island Operation of Grid-Forming Converter Based Wind-Battery Systems," i *Proceedings of the IEEE International Conference on Electrical Energy and Applications (EEE-AM)*, to be published, 2025.

- [49] NESO. "How Grid-Forming Technology is Changing." British source, hämtad 3 mars 2026. URL: <https://www.neso.energy/news/how-grid-forming-technology-changing>.
- [50] Australian Energy Market Operator (AEMO). "Inertia in the NEM Explained," hämtad 3 mars 2026. URL: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2023/inertia-in-the-nem-explained.pdf>.
- [51] X. Wang, "Resurgence of Grid-Forming Inverter Technology [About This Issue]," *IEEE Electrification Magazine*, årg. 10, nr 1, s. 5–6, 2022. DOI: 10.1109/MELE.2021.3139171.
- [52] A. Tuckey och S. Round, "Grid-Forming Inverters for Grid-Connected Microgrids: Developing "good citizens" to ensure the continued flow of stable, reliable power," *IEEE Electrification Magazine*, årg. 10, nr 1, s. 39–51, 2022. DOI: 10.1109/MELE.2021.3139172.
- [53] G. Cui, H. Jia, N. Zhang och F. Teng, "How many grid-forming converters are needed? – A techno-economic perspective," *iEnergy*, årg. 4, nr 2, 2025. DOI: 10.23919/IEN.2025.0012. URL: <https://www.sciopen.com/article/10.23919/IEN.2025.0012>.
- [54] Västerbergslagens Elnät AB. "Förstå effekten i ditt hem." [Online.], hämtad 9 april 2026. URL: <https://www.vbenergi.se/elnat/elnavtalet2/effektollen/forsta-effekten-i-ditt-hem/>.
- [55] Konsumenternas Energimarknadsbyrå. "Normal elförbrukning och elkostnad för villa." Senast uppdaterad: 2025-11-25, hämtad 6 mars 2026. URL: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-elavtal-och-kostnader/elhandelsavtalet/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-villa/>.
- [56] Energimyndigheten. "Energistatistik för småhus 2024." [Online.], hämtad 17 april 2026. URL: <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/energistatistik-for-smahus/>.
- [57] Konsumenternas Energimarknadsbyrå. "Förbrukning." [Online.], hämtad 7 maj 2026. URL: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-elavtal-och-kostnader/elnavtalet/natavgifter/elmatare-och-elforbrukning/forbrukning/>.
- [58] H. Bevrani, M. Watanabe och Y. Mitani, "Wide-Area Measurement-Based Emergency Control," i *Power System Monitoring and Control*, Wiley, 2014, s. 158–161, ISBN: 978-1-118-45069-7. DOI: 10.1002/9781118852422.ch08.
- [59] T. Adarsh och H. Suresh, "Under Frequency Load Shedding in Microgrid Using Intelligent Controller," i *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*, 2017, —. DOI: 10.1109/ICPCSI.2017.8391930.
- [60] M. Kolarik och K. Chmelikova, "A Survey of Machine Learning Methods for Time Series Prediction," *Applied Sciences*, årg. 15, nr 11, s. 5957, 2025. DOI: 10.3390/app15115957.
- [61] G. James, D. Witten, T. Hastie och R. Tibshirani, *An Introduction to Statistical Learning: with Applications in R*. New York: Springer, 2013.

- [62] H. Lu och J. Wang, "A comparative study of different types of metrics for evaluating wind speed forecasting performance," *Applied Soft Computing*, årg. 24, s. 442–452, 2014. DOI: 10.1016/j.asoc.2014.07.025.
- [63] H. Li, J. Wang, H. Lu och Z. Guo, "Time Series Analysis and Forecasting for Wind Speeds Using Support Vector Regression Coupled with Artificial Intelligent Algorithms," *Mathematical Problems in Engineering*, årg. 2015, s. 1–14, 2015. DOI: 10.1155/2015/939305.
- [64] T. Chen och C. Guestrin, "XGBoost: A Scalable Tree Boosting System," i *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, 2016, s. 785–794. DOI: 10.1145/2939672.2939785.
- [65] M. E. Alonge. "Advanced XGBoost Techniques: Regularization and Early Stopping." URL: <https://www.researchgate.net>.
- [66] Chalmers Tekniska Högskola. "Chalmers Vindkraft." [Online.], hämtad 3 febr. 2026. URL: <https://www.chalmers.se/institutioner/e2/resurser-och-samarbeten/chalmers-vindkraftverk/>.
- [67] M. G. Villalva, J. R. Gazoli och E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, årg. 24, nr 5, 2009. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [68] D. Panda, A. Chakraborty, S. Sarkar och H. Johansson, "Rotor effective wind field estimation and multi-body dynamic characterization of a 45 kW horizontal axis wind turbine," *Renewable Energy*, årg. 256, s. 124343, 2026. DOI: 10.1016/j.renene.2025.124343. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124343>.
- [69] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre och A. Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, årg. 53, nr 5, 2006. DOI: 10.1109/TIE.2006.881997.
- [70] M. Behrendt, C. Ekman, M. Lundgren, A. Rodionov och F. Rolf, "Projektering, installation och utvärdering av en liten hybridanläggning bestående av solceller och vindkraftverk," examensarb., Chalmers tekniska högskola, 2013.
- [71] M. Manhammar. "Motion 2025/26:2682 En nationell strategi för ödrift i elnäten." [Online.], hämtad 4 febr. 2026. URL: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/motion/en-nationell-strategi-for-odrift-i-elnaten_hd022682/.
- [72] Naturvårdsverket, "Vindkraftens påverkan på människors intressen," Naturvårdsverket, tekn. rapport, 2022.
- [73] Naturvårdsverket. "Vindkraft." [Online.], hämtad 4 febr. 2026. URL: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/vindkraft/#:~:text=Trots%20sina%20f%C3%B6rdelar%20har%20vindkraften,och%20p%C3%A5verka%20det%20marina%20livet..>
- [74] Energimyndigheten. "Styrel - prioritering av samhällsviktiga elanvändare," hämtad 6 febr. 2026. URL: <https://www.energimyndigheten.se/energiberedskap/energiberedskap-for-offentlig-sektor/styrel/>.
- [75] W. C. Hayes, O. P. Malik, A. Bose, H. M. Merrill, L. Goel och C. W. Gellings, *Electric Power Systems*, AccessScience, 2026. DOI: 10.1036/1097-8542.

216900. hämtad 13 febr. 2026. URL: <https://www.accessscience.com/content/article/a216900>.
- [76] C. Thies, K. Kieckhäfer, T. S. Spengler och M. S. Sodhi, "Assessment of social sustainability hotspots in the supply chain of lithium-ion batteries," Cited by: 65; All Open Access, Gold Open Access, Green Open Access, vol. 80, 2019, s. 292–297. DOI: 10.1016/j.procir.2018.12.009. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85067204174&doi=10.1016%2fj.procir.2018.12.009&partnerID=40&md5=f75cc340e2832a94258ec20faf220e5a>.
- [77] Y. L. Won, H.-Y. Lee, J. Choi och D.-H. Koh, "Occupational exposure to nickel and cobalt and health symptoms among lithium-ion battery workers in Korea," *International Archives of Occupational and Environmental Health*, årg. 98, nr 9-10, s. 849–857, 2025. DOI: 10.1007/s00420-025-02172-5. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105020309479&doi=10.1007%2fs00420-025-02172-5&partnerID=40&md5=a18dc47994914825d979d2b30c34cf13>.
- [78] S. Dwivedi och A. Akula, *Supply Chain Battery Regulations*. 2025, s. 353–364. DOI: 10.1002/9781394342938.ch15. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105021073321&doi=10.1002%2f9781394342938.ch15&partnerID=40&md5=b6b8809225ace87cba45eefba58ca809>.

A

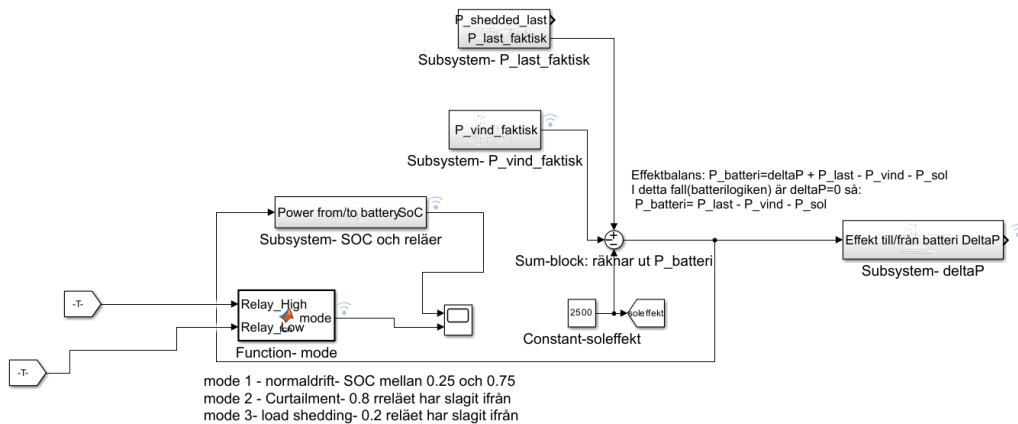
Bilagor

A.1 Alternativ Simuleringsmodell

Denna simuleringsmodell är, tvärtemot den slutgiltiga simuleringsmodellen som presenteras i kapitel 5, utvecklad oberoende av Erikssons detaljerade vindkraftsmodell. Det skiljer sig därmed i abstraktionsnivå mellan de olika modellerna vilket återspeglas i vad de tar in för olika signaler.

Modellen tar endast in estimerad vindkraft-effekt "P_vind_mätning" som insignal av verklig mätdata från anläggningen. Detta innebär att vindkraftverkets interna mekanik betraktas som en "Black box". Medan den integrerade modellen simulerar hela omvandlingskedjan genom att använda P_vind_tillgänglig och uppskattad vind. Resultaten ("outputsen") för de olika modellerna ska vara väldigt lika trots dessa skillnader i uppbyggnad. Detta för att vindkraftmodellen från Erikssons arbete, som den slutgiltiga modellen är baserad på, i hög grad är lik hur det verkliga vindkraftverket fungerar [2].

En fördel med den ointegrerade modellen är minskad komplexitet vilket gör den lättare att förstå och därmed kanske lättare att översätta och implementera i anläggningens styrningsprogram, Labview. Den slutgiltiga modellen läser in data till vindkraftverk- modellen och modellerar således hela kraftanläggningen mer detaljerat, vilket möjliggör analys av mer detaljerade parametrar i modellen. Den alternativa modellen läser in data till effektbalansen direkt. Modellen fungerar i princip på samma sätt som den slutgiltiga modellen. Den simulerar en effektbalans för hela kraft-anläggningen, innehåller batteristyrning, integrerat med när och hur mycket vindkraftverket ska ge effekt, samt laststyrning.



Figur A.1: Översiktsbild på den alternativa Simulinkmodellen

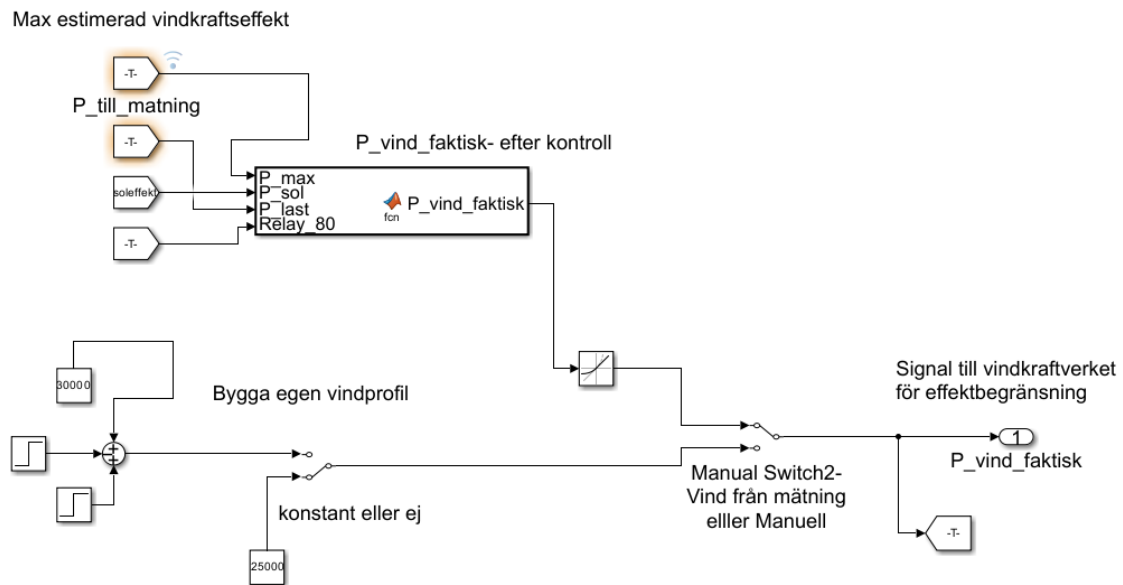
Modellen är gjord utifrån effektbalansen av hela anläggningen vilken är modellerad genom summa blocket "sum-block: räknar ut P_batteri" som finns i mitten av modellen. Detta summa block räknar ut effekten som batteriet ska ta emot eller ge, P_batteri, baserat på de andra delarna i anläggningen: P_last_faktisk, P_vind_faktisk och P_sol.

P_batteri används för att räkna ut hur mycket underskott/överskott av effekt som finns i systemet, "deltaP". Det är med "deltaP" som en analys av hur bra systemet fungerar kan göras. Den ska idealiskt sett alltid vara 0 vilket den gör i alla simuleringar av den anledning att effekten in och effekten ut (lasten) kan regleras momentant i en dator. I verkligheten råder inte idealiska förhållanden då det finns tidsfördröjningar i systemet, men systemet bör kunna regleras så pass snabbt att det inte "deltaP" inte blir skadligt stor.

Förklaring av subsystemen:

Subsystem: P_vind_faktisk:

Ur detta subsystemet, som visas i figur, A.2, fås P_vind_faktisk som är den faktiska effekten från vindkraftverket med hänsyn till SoC.



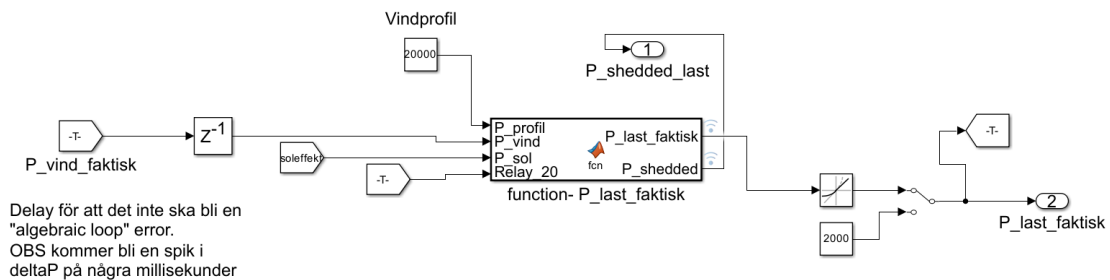
Figur A.2: Subsystem- P_vind_faktisk

I den verkliga anläggningen ska P_vind_faktisk skickas till vindkraftverket för att säga hur mycket effekt det maximalt får producera. I subsystemet finns även en brytare med vilken man kan välja ifall man vill ha en artificiell eller verklig vindprofil. SoC tas hänsyn till genom relä-signalen "Relay_80" signalen, som ges från subsystemet "Subsystem- SoC och reläer", som förklaras i dess egna stycke längre ned. Det fungerar på så sätt att P_vind_faktisk (effekten från vindkraftverket) alltid är så stor som situationen medger (med hänsyn till SoC): I funktionen (funktionsblocket) läses "P_max" in. Det är en parameter från anläggningen som ger estimerad maximal effekt från vindkraftverket baserat på vindhastighet. När relä-signalen säger att batteriet är fullt (SoC nått 0,8) så minskar P_vind_faktisk till

den nivå så att genererad effekt (från vind och sol) är lika med lasteffekten så att SoC hålls på en jämn nivå, dock förhåller den sig fortfarande till "P_max" på så sätt att P_vind_faktisk såklart aldrig kan vara större än den. Om man väljer att simulera med den artificiella vindprofilen så finns däremot inte någon sådan spärr att producerad vind minskar när SoC når 0,8.

Subsystem- P_last_faktisk:

Ur detta subsystem, som visas i figur A.3, fås vilken last som belastar nätet med hänsyn till lastbegränsning ("Load shedding").



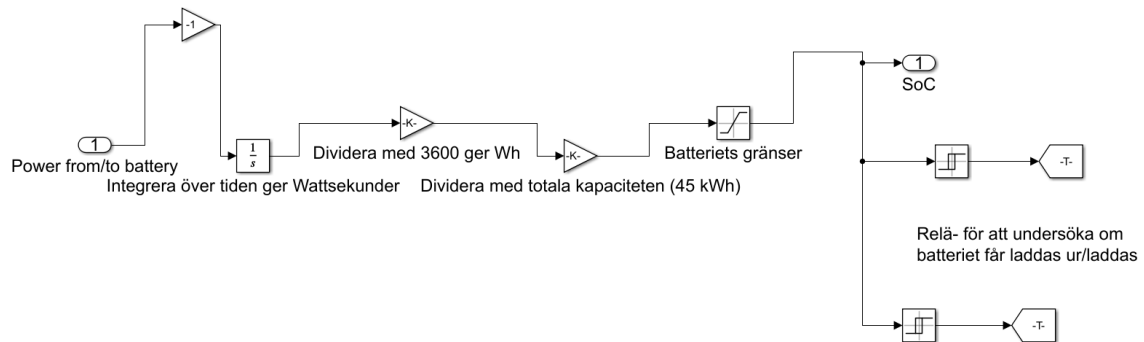
Figur A.3: Subsystem- P_last_faktisk

Subsystemet är likt "Subsystem- P_vind_faktisk" i uppbyggnad. Det läser in en faktisk mätdata profil (i detta fall en last profil) vilken begränsas beroende på en reläsignal som är baserad på batteriets SoC-nivå. Ifall "Relay_20" har värdet 1 (alltså att batteriet har SoC på en okej nivå och reläet inte slagit ifrån) så kommer lasten inte att begränsas. I fall "Relay_20" däremot har värdet 0 kommer begränsningen aktiveras vilket medför att "P_last_faktisk" kommer begränsas till så mycket effekt som produceras momentant.

Det finns även här en brytare som möjliggör val mellan simulering med inläst lastprofil och artificiell lastprofil. Det finns ingen regleringsfunktion för lastbegränsning i alternativet artificiell lastprofil. Den inlästa lastprofilen diskretiseras till heltal och begränsas till 20 kW som är anläggningens maxlast, detta görs i ett funktionsblock istället för med analoga block som i den slutgiltiga modellen som användes i arbetet. Vidare om lastreglering så är det i denna modell inte modellerat någon fläktstyrning, som i den slutgiltiga modellen. Modellen förutsätter därmed att en fläktstyrning redan implementerats i anläggningen.

Subsystem- SoC och reläer:

Detta subsystem, som visas i figur A.4, beräknar SoC baserat på effekt till/från batteriet.

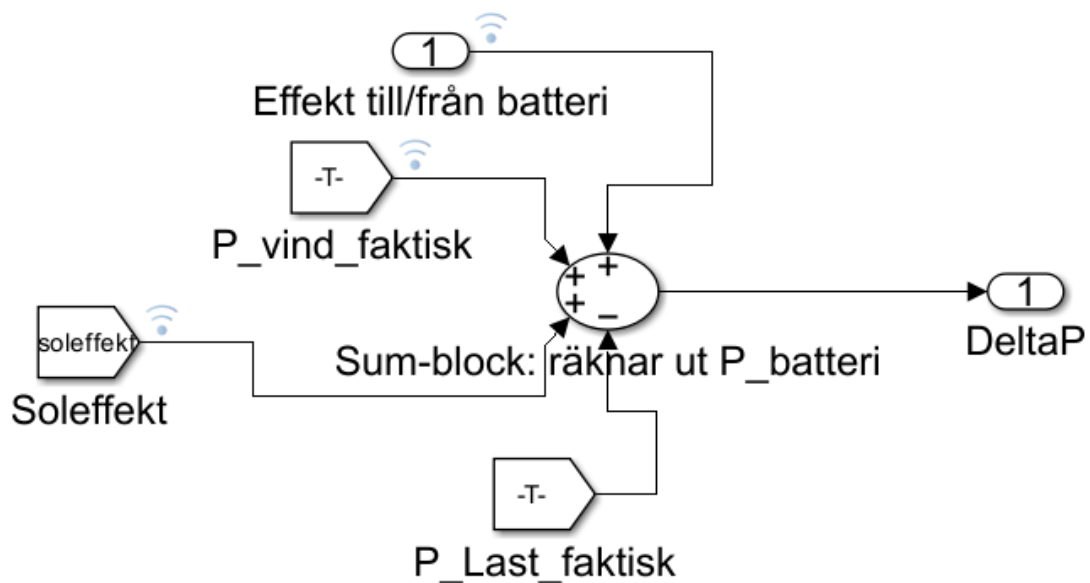


Figur A.4: Subsystem- SoC och reläer

Det läser in faktisk effekt till/från batteriet, P_{batteri} , vilken integreras över tiden för att få hur mycket effekt som lagrats/förbrukats. Därefter divideras det med kapaciteten av batteriet för att slutligen få SoC-nivån.

Subsystem- deltaP:

Detta subsystem, som visas i figur A.5, beräknar effektbalansen i systemet.



Figur A.5: Subsystem- deltaP

Subsystemet undersöker ifall effektbalansen, som visas i ekvation (2.1), hålls. Om den inte hålls kommer DeltaP få ett värde vilket direkt visar att något är fel vilket gör det till en viktig och slagkraftig mätsignal.

INSTITUTIONEN FÖR Elektroteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige
www.chalmers.se



CHALMERS