

Jostein Johansen Lyngen

Optimal dimensjonering og drift av mikronett

Masteroppgave i Industriell kybernetikk

Veileder: Geir Mathisen

Mai 2021

Jostein Johansen Lyngen

Optimal dimensjonering og drift av mikronett

Masteroppgave i Industriell kybernetikk

Veileder: Geir Mathisen

Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk

Institutt for teknisk kybernetikk



Norwegian University of
Science and Technology



HOVEDOPPGAVE/MASTER THESIS

Kandidatens navn: Jostein Johansen Lyngen

Fag: TTK4900 Teknisk kybernetikk

Oppgavens tittel (norsk): Optimal dimensjonering og drift av mikronett

Oppgavens tittel (engelsk): Optimal planning and operation of microgrids

Oppgavens tekst: Et mikronett er en samling av geografisk spredde elektriske laster og elektriske kilder knyttet sammen i et nettverk. Tradisjonelt har dieselaggregat vært brukt som elektrisk kilde, men i de senere årene har fornybare kilder (solceller, vindturbiner) blitt mer og mer populært.

Mikronettet kan permanent, tidvis eller aldri være knyttet til det elektriske hovednettet. I siste tilfelle sies mikronettet at det er i øydrift. Norge har ca. 300 mikronett med 1 km eller lenger kabel som knytter mikronettet til hovednettet. Ut fra kablenes ofte høye alder er det interessant å se på muligheten til å drive mikronett i permanent øydrift.

Med bakgrunn i data fra SINTEF-prosjektet ROME ønsker en å se på hvordan øysamfunnet Froan kan dimensjoneres og driftes som et mikronett.

Oppgaven består av følgende punkter:

1. Gjennomfør et litteratursøk som ser på mikronett generelt, aktuelle komponenter i mikronett og eksempler på områder drevet som mikronett.
2. Foreslå metodikk for optimal planlegging og drift av mikronett
3. Med bakgrunn i data fra ROME-prosjektet og metodikk foreslått under punkt 2, vis hvordan et mikronett på øysamfunnet Froan kan dimensjoneres og driftes optimalt.

Oppgaven gitt: 4. Januar, 2021

Besvarelsen leveres: 31. Mai, 2021

Utført ved Institutt for Teknisk kybernetikk

Faglig veileder: Professor Geir Mathisen, Ins. teknisk kybernetikk

Forord

Denne masteroppgaven er gjennomført av Jostein Johansen Lyngen ved NTNU våren 2021. Studenten går studiet Industriell kybernetikk som er et to-årig masterstudie. Som en avslutning på studieløpet teller denne oppgaven 30 studiepoeng og har fagkode TTK4900. Oppgaven er utarbeidet i samarbeid med Geir Mathisen ved Institutt for teknisk kybernetikk.

Jeg vil gjerne rette en stor takk til Geir Mathisen for en interessant oppgave, veiledning og motivasjon gjennom mitt siste semester ved NTNU. Det rettes også en stor takk til Synne Fossøy hos SINTEF Digital for å overlevere viktig data som oppgaven bygger på og for å svare på spørsmål knyttet til ROME-prosjektet.

Både faglige og ikke-faglige diskusjoner med andre studenter jeg har delt kontor med har blitt satt stor pris på i en uvanlig periode. En siste takk går til alle venner og familie som har støttet meg og gjort alle årene som student til en fantastisk tid.

*Jostein Johansen Lyngen
Trondheim, 31. mai 2021*

Sammendrag

Mikronett er små elektriske distribusjonsnett på et begrenset geografisk område som består av laster, energiproduksjon og energilagring som kan være helt uavhengig av det statlige distribusjonsnettet. Det blir spådd som en mulig løsning for å forbedre fremtidens kraftnettverk. Denne oppgaven tar for seg hvordan et isolert mikronett kan dimensjoneres og driftes optimalt. Mer spesifikt fokuserer oppgaven på følgende:

- Gjennomfør et litteraturstudie om ulike energikilder som kan brukes i mikronett og hvordan de er implementert i eksisterende mikronett.
- Undersøke energiforbruket og potensialet for fornybar energiproduksjon på Froan. Det blir gjort ved å ta utgangspunkt i data fra ROME-prosjektet til SINTEF.
- Dimensjonere komponentene i et mikronett på Froan ved å bruke numerisk optimering og resultatene fra forrige punkt. Det vurderes også hvordan endringer i forbruk, produksjon og kostnader vil påvirke dimensjoneringen.
- Undersøke om det er mulig å predikere effektforbruk og effektproduksjon på Froan ved å bruke værdata. Forbruket og produksjonen blir først modellert etter faktiske målinger fra Froan. Deretter brukes værmeldingen for Froan for å predikere forbruket og produksjonen.
- Bruke numerisk optimering for å planlegge bruken av batteri og dieselgenerator basert på predikeringene av forbruk og produksjon. Det vurderes også hvordan resultatene kan brukes i praksis på mikronettet på Froan.

Resultatene fra denne oppgaven virker lovende og viser at dimensjonen og driften av mikronettet på Froan kan optimeres ved å bruke metodikken som er presentert. På grunn av noe usikkerhet knyttet til datagrunnlaget bør det vurderes hvor store sikkerhetsmarginer som er nødvendig når mikronettet dimensjoneres. Det må også vurderes hvordan optimering av driften skal implementeres i praksis.

Abstract

Microgrids are small electrical distribution grids in a limited geographical area that consist of loads, energy production and energy storage that can be completely independent of the main distribution grid. It is predicted as a possible solution to improve the power grid of the future. This thesis deals with how an isolated microgrid can be dimensioned and operated optimally. More specifically, the thesis focuses on the following:

- Conduct a literature study on different energy sources that can be used in microgrids and how they are implemented in existing microgrids.
- Investigate energy consumption and the potential for renewable energy production at Froan. This is done based on data from the ROME-project of SINTEF.
- Dimension the components of a microgrid at Froan using numerical optimization and the results from the previous item. It is also considered how changes in consumption, production and costs will affect the dimensioning.
- Investigate whether it is possible to predict power consumption and power production at Froan using weather data. Consumption and production are modeled after actual measurements from Froan first. Then the weather forecast for Froan is used to predict consumption and production.
- Use numerical optimization to plan the use of battery and diesel generator based on the predictions of consumption and production. It is also considered how the results can be used in practice on the microgrid at Froan.

The results from this thesis seem promising and show that the dimension and operation of the microgrid on Froan can be optimized by using the methods presented. Due to some uncertainty related to the data basis, it should be considered how large safety margins are needed when dimensioning the microgrid. It must also be considered how operation optimization is to be implemented in practice.

Innhold

Forord	iii
Sammendrag	v
Abstract	vii
Lister	ix
Figurliste	ix
Tabelliste	xi
Begrepsliste	xii
Symbolliste	xiii
1 Introduksjon	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Avgrensning av oppgaven	2
1.4 Oppgavestruktur	2
2 Litteraturstudie	3
2.1 Hva er et mikronett?	3
2.2 Optimaliseringsteknikker	3
2.3 Solenergi i mikronett	4
2.4 Vindkraft i mikronett	4
2.5 Geotermisk energi som energikilde og energilagring	6
2.6 Diesलगeneratorer i mikronett	7
2.7 Oppsummering av litteraturstudiet	7
3 Teori	9
3.1 Numerisk optimering	9
3.2 MPC	9
3.3 Solvinkel	10
3.4 Effektkurve for vindturbiner	11
4 Spesifikasjon	13
5 Case: Froan som mikronett	15
5.1 Froan	15
5.2 Forbruk	16
5.3 Produksjon	17
5.4 Værdata	18
6 Energianalyse til dimensjonering av mikronett	19
6.1 Forbruk	19
6.2 Produksjon	20
6.3 Resultater	22
7 Dimensjonering av mikronett	25
7.1 Kostnader til optimering	25
7.2 Optimeringsproblem for dimensjonering av mikronett	26
7.3 Scenarier for dimensjonering	28
7.4 Resultater	29
8 Predikeringsmodeller til drift av mikronett	31
8.1 Predikert effektforbruk	31
8.2 Predikert effektproduksjon fra solceller	31

8.3	Predikert effektproduksjon fra vindturbin	32
8.4	Metoder for modellering	32
8.5	Resultater	33
9	Drift av mikronett	41
9.1	Optimeringsproblem for drift	41
9.2	Scenarier for drift	43
9.3	Resultater	44
10	Diskusjon	51
10.1	Energianalyse av Froan	51
10.2	Dimensjonering av mikronett	52
10.3	Predikering av forbruk	54
10.4	Predikering av produksjon	55
10.5	Drift av mikronett	57
11	Konklusjon	61
12	Videre arbeid	63
	Kilder	65
	Vedlegg A: Forbruk- og produksjonsmålinger på Froan	A-I
	Vedlegg B: Værmålinger på Froan	B-I
	Vedlegg C: Værmålinger på Halten	C-I
	Vedlegg D: Pythonkode til Frost API	D-I
	Vedlegg E: Produksjonsdata for Vestas-turbiner	E-I
	Vedlegg F: Optimeringskode for dimensjonering av mikronett	F-I
	Vedlegg G: Optimeringskode for predikering av effektforbruk	G-I
	Vedlegg H: Optimeringskode for predikering av effektproduksjon fra solceller	H-I
	Vedlegg I: Optimeringskode for drift av mikronett	I-I

Figurliste

2.1	Månedlig produksjon i 2019 for vindkraftverket på Valsneset.[11]	5
2.2	Årlig middelvind på 50 meters høyde utenfor Trondheimsfjorden. [12]	5
3.1	Illustrasjon av relevante vinkler for et solcellepanel. [30]	11
3.2	Typisk effektkurve for en pitch-regulert vindturbin.[31]	11
5.1	Området med fast befolkning på Sørburøy i øygruppen Froan.	15
5.2	Netttilkobling i dag for aktuelle bygg til mikronett på Froan.	16
5.3	Målinger av effektforbruket til ID03.	16
5.4	Målinger av effektforbruket til ID05.	16
5.5	Målinger av effektforbruket til ID06.	16
5.6	Målinger av effektforbruket til ID07.	16
5.7	Målinger av effektforbruket til NS29050.	17
5.8	Målinger av effektforbruket til NS29060.	17
5.9	Målinger av effektproduksjonen til PV-anlegget på ID20.	17
6.1	Totalt effektforbruk på Froan.	19
6.2	Effektproduksjon per installert solcelleeffekt på Froan.	20
6.3	Effektproduksjon per installert vindturbin effekt basert på Vestas-turbiner.	21
6.4	Effektproduksjon per installert vindturbin effekt på Froan.	22
8.1	Målt og modellert forbruk på Froan i løpet av et helt år.	33
8.2	Predikering av forbruk fra 17.02.21 ved metode 1.	34
8.3	Predikering av forbruk fra 12.03.21 ved metode 1.	34
8.4	Målt, modellert og predikert forbruk fra 17.02.21 ved metode 2.	35
8.5	Målt, modellert og predikert forbruk fra 12.03.21 ved metode 2.	36
8.6	Målt og modellert produksjon fra solceller på Froan i løpet av et helt år.	37
8.7	Predikering av produksjon fra solceller fra 24.02.21 ved metode 1.	37
8.8	Predikering av produksjon fra solceller fra 12.03.21 ved metode 1.	38
8.9	Målt, modellert og predikert produksjon fra solceller fra 24.02.21 ved metode 2.	39
8.10	Målt, modellert og predikert produksjon fra solceller fra 12.03.21 ved metode 2.	39
9.1	Netto effektbehov uten batteri og dieselgenerator basert på målinger og værmelding for driftscenario 1 til 4.	44
9.2	Predikert batterieffekt for driftscenario 1.	45
9.3	Predikert generatoreffekt for driftscenario 1.	45
9.4	Predikert SoC for batteriet for driftscenario 1.	45
9.5	Predikert struping for driftscenario 1.	45
9.6	Predikert batterieffekt for driftscenario 2.	46
9.7	Predikert generatoreffekt for driftscenario 2.	46
9.8	Predikert SoC for batteriet for driftscenario 2.	46
9.9	Predikert struping for driftscenario 2.	46
9.10	Predikert batterieffekt for driftscenario 3.	47
9.11	Predikert generatoreffekt for driftscenario 3.	47
9.12	Predikert SoC for batteriet for driftscenario 3.	47
9.13	Predikert struping for driftscenario 3.	47
9.14	Predikert batterieffekt for driftscenario 4.	48
9.15	Predikert generatoreffekt for driftscenario 4.	48
9.16	Predikert SoC for batteriet for driftscenario 4.	48
9.17	Predikert struping for driftscenario 4.	48
9.18	Netto effektbehov uten batteri og dieselgenerator basert på målinger og værmeldinger for driftscenario 5.	49
9.19	Predikert batterieffekt for driftscenario 5.	50
9.20	Predikert generatoreffekt for driftscenario 5.	50
9.21	Predikert SoC for batteriet for driftscenario 5.	50

9.22 Predikert struping for driftscenario 5.	50
A.1 Målinger av effektforbruket til ID03.	A-I
A.2 Målinger av effektforbruket til ID04.	A-I
A.3 Målinger av effektforbruket til ID05.	A-I
A.4 Målinger av effektforbruket til ID06.	A-I
A.5 Målinger av effektforbruket til ID07.	A-I
A.6 Målinger av effektforbruket til ID09.	A-I
A.7 Målinger av effektforbruket til ID010.	A-I
A.8 Målinger av effektforbruket til ID11.	A-I
A.9 Målinger av effektforbruket til ID16.	A-II
A.10 Målinger av effektforbruket til ID20.	A-II
A.11 Målinger av effektforbruket til ID21.	A-II
A.12 Målinger av effektforbruket til ID22.	A-II
A.13 Målinger av effektforbruket til ID81.	A-II
A.14 Målinger av effektforbruket til ID82.	A-II
A.15 Målinger av effektforbruket til NS29050.	A-II
A.16 Målinger av effektforbruket til NS29060.	A-II
A.17 Målinger av effektproduksjonen til PV-anlegget på ID20.	A-III
B.1 Målinger av vindhastigheten på Froan.	B-I
B.2 Målinger av vindretningen på Froan.	B-I
B.3 Målinger av lufttemperaturen på Froan.	B-I
B.4 Målinger av lufttrykket på Froan.	B-I
B.5 Målinger av luftfuktigheten på Froan.	B-I
C.1 Målinger av vindhastigheten på Halten.	C-I
C.2 Målinger av vindretningen på Halten.	C-I
C.3 Målinger av lufttemperaturen på Halten.	C-I
C.4 Målinger av lufttrykket på Halten.	C-I
C.5 Målinger av luftfuktigheten på Halten.	C-I

Tabelliste

5.1	Antall timer med forbruksmålinger for hvert bygg.	17
5.2	Tekniske data for PV-anlegget på Froan. [32]	18
6.1	Energiforbruk og maks forbrukseffekt basert på målinger fra Froan.	22
6.2	Energiproduksjon og maks produksjonseffekt per installert solcelleeffekt basert på målinger fra Froan.	23
6.3	Energiproduksjon og maks produksjonseffekt per installert vindturbin-effekt basert på målinger fra Froan.	23
7.1	Kostnadene til de ulike variablene som skal optimeres.	26
7.2	Scenario 1: Sol og batteri.	29
7.3	Scenario 2: Vind og batteri.	29
7.4	Scenario 3: Sol, vind og batteri.	29
7.5	Scenario 4: Sol, vind, diesel (2021) og batteri.	29
7.6	Scenario 5: Sol, vind, diesel (2030) og batteri.	29
7.7	Scenario 6: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med redusert produksjon.	30
7.8	Scenario 7: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med økt forbruk.	30
7.9	Scenario 8: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med reduserte kostnader.	30
8.1	Modellparametre for forbruk ved metode 1.	33
8.2	Avvik mellom predikert og faktisk energiforbruk ved metode 1.	33
8.3	Modellparametre for forbruk ved metode 2.	35
8.4	Avvik mellom predikert og faktisk energiforbruk ved metode 2.	35
8.5	Modellparametre for produksjon fra solceller ved metode 1.	36
8.6	Avvik mellom predikert og faktisk antall fullasttimer for solceller ved metode 1.	36
8.7	Modellparametre for produksjon fra solceller ved metode 2.	38
8.8	Avvik mellom predikert og faktisk antall fullasttimer for solceller ved metode 2.	38
9.1	Kostnader til optimering av drift av mikronettet.	43
9.2	Resultater for driftscenario 1.	45
9.3	Resultater for driftscenario 2.	46
9.4	Resultater for driftscenario 3.	47
9.5	Resultater for driftscenario 4.	48
9.6	Resultater for driftscenario 5.	49
E.1	Produksjonsdata for Vestas V27.	E-I
E.2	Produksjonsdata for Vestas V39.	E-I
E.3	Produksjonsdata for Vestas V47.	E-I
E.4	Produksjonsdata for Vestas V90.	E-I

Begrepsliste

- **BHE** – Borehole Heat Exchanger (Borehull-varmeveksler)
- **BTES** – Borehole Thermal Energy Storage (Termisk borehull-energilager)
- **DTES** – Dynamic Thermal Energy Storage (Dynamisk termisk energilager)
- **GA** – Genetic Algorithm (Genetisk algoritme)
- **GHP** – Geothermal Heat Pump (Geotermisk varmepumpe)
- **ipopt** – Interior Point Optimization
- **LP** – Linear Programming (Lineær programmering)
- **MET** – Meteorologisk institutt
- **MPC** – Model Predictive Control (Modell prediktiv kontroll)
- **NLP** – Nonlinear Programming (Ulineær programmering)
- **pchip** – Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial
- **PV** – Photovoltaic (Solcelle)
- **QP** – Quadratic Programming (Kvadratisk programmering)
- **SoC** – State of Charge

Symbolliste

α	Vinkel mellom solinnstråling og horisontalplanet
β	Vinkel mellom solcellepanelet og horisontalplanet
ΔT	Lengde på tidssteg
δ	Solens deklinasjon
γ	Modellparameter i forbruksmodellen
λ	Modellparameter i produksjonsmodellen
\mathcal{E}	Sett av likhetsfunksjoner
\mathcal{I}	Sett av ulikhetsfunksjoner
\mathcal{L}	Breddegrad ved innstråling
Φ	Vinkel mellom solinnstråling og normalen til horisontalplanet
Θ	Vinkel mellom solinnstråling og normalen til solcellepanelet
A	Tilstandsmatrise
B	Kontrollmatrise
$c_i(x)$	Begrensningsfunksjon
c_k	Optimeringskostnader
$E_{periode}$	Energi i løpet av en tidsperiode
$f(x)$	Generell funksjon
$F_1[t]$	Effektforbruk i tidspunkt t
$F_2[t]$	Struping i tidspunkt t
h	Lokal tid
J	Kostnadsfunksjon til optimering
$L[t]$	Batterieffekt i tidspunkt t
$P_1[t]$	Effektproduksjon solceller i tidspunkt t
$P_2[t]$	Effektproduksjon vindturbin i tidspunkt t
$P_3[t]$	Effektproduksjon dieselgenerator i tidspunkt t

$p_k[t]$	Effekt per installert effekt i tidspunkt t
P_t	Effekt i tidspunkt t
$P_{installert}$	Installert effekt
$P_{k,installert}$	Installert effekt for komponent k
Q	Avvikskostnad
R	Kontrollkostnad
$t_{fullast}$	Fullasttimer
u_t	Kontrollvariabel i tidspunkt t
X	Total batterikapasitet
$x[t]$	Lagret energi på batteriet i tidspunkt t
x_r	Tilgjengelig andel batterikapasitet
x_t	Tilstandsvariabel i tidspunkt t
x_{ref}	Referansetilstand
Y	Antall år med drift
Z_s	Vinkel fra sør

1 Introduksjon

Dette kapittelet prøver å forklare oppgaven som er skrevet. Først forklares motivasjonen bak oppgaven og problemstillingen. Deretter beskrives hvilke avgrensninger som er gjort og hvordan oppgaven er bygd opp.

1.1 Motivasjon

På grunn av en økende befolkning, økt levestandard og ny teknologi har verdens energibehov økt de siste årene og vil fortsette å øke i årene som kommer. Dette krever utbygging av mer energiproduksjon og for å samtidig kunne motvirke klimaendringene jorden opplever i dag, bør den nye energien være bærekraftig og miljøvennlig. Mange land har uttrykt sitt engasjement for å hjelpe klimaet ved å underskrive blant annet Kyotoprotokollen og Parisavtalen og de siste årene har det vært stor fremgang i flere fornybare teknologier som for eksempel sol- og vindenergi. Forent med økt energibehov kommer også et økt effektbehov. Større effektbehov setter større krav til både energiproduksjon og kraftnettet som må produsere og levere en større mengde elektrisk effekt momentant.

Mikronett med distribuerte energikilder kan være en løsning til det økende energi- og effektbehovet. Det er små elektriske distribusjonsnett på et begrenset geografisk område som består av laster, energiproduksjon og energilagring som kan være helt uavhengig av det statlige distribusjonsnettet. Ved å bygge ut energiproduksjon der energien skal forbrukes trenger ikke kraftnettet å være dimensjonert for å frakte store mengder energi på kort tid over lange avstander. Denne masteroppgaven skal se på mulighetene for å dimensjonere et mikronett som kan driftes uten tilkobling til sentralnettet. Denne løsningen kan være relevant for isolerte steder som øyer uten sjøkabel til land eller steder på fastlandet som ligger langt fra nærmeste infrastruktur.

1.2 Problemstilling

I samarbeid med SINTEF-prosjektet ROME (Resilient and Optimal Micro-Energy-grid) skal det undersøkes hvordan produsert fornybar elektrisk energi kan fylle behovet for elektrisk energi i et mikronett i øydrift. Tidligere er det undersøkt hvordan solenergi og batteri kan forsyne øygruppen Froan utenfor Trøndelagskysten med elektrisk energi, men det ble konkludert med at det var urealistisk.[1] Masteroppgaven vil derfor undersøke hvordan andre energikilder kan supplere solenergi for å forsyne Froan og om det er mulig å realisere et mikronett i øydrift.

Andre energikilder som skal undersøkes:

- Vindenergi
- Diesel
- Geotermisk energi

Det vil også bli forsøkt å bruke en optimeringsalgoritme for å bestemme en optimal sammensetning av energikilder og energilagring som kan forsyne Froan. Ved å bruke potensialet til energiproduksjon på Froan skal det defineres et optimeringsproblem for dimensjonering av mikronett. For å løse optimeringsproblemet må det avgjøres hvilke kostnader som er knyttet til energiproduksjon og energilagring. I tillegg må det avgjøres hva som er realistiske kostnader. Etter å ha bestemt kostnadene til mikronettet skal mikronettet dimensjoneres for ulike scenarier. Etter å ha dimensjonert mikronettet skal det vurderes hvordan værmeldinger kan brukes til å planlegge driften av mikronettet. Det vil bli forsøkt å lage modeller som klarer å predikere forbruk og produksjon på Froan. Ved å bruke predikeringene skal driften av batteri og dieselgenerator planlegges ved optimering.

1.3 Avgrensning av oppgaven

Arbeidet som er gjort i denne oppgaven er utført i tidsrommet fra 4. januar 2021 til 31. mai 2021 og vil derfor være begrenset av tilgjengelig tid. Optimeringen som er utført i denne oppgaven er tilpasset å kunne kjøre på tildelt PC fra NTNU.

Denne oppgavens case, som er å dimensjonere et mikronett for Froan, vil ta utgangspunkt i de målingene som er mottatt fra SINTEF. Det er totalt 23 bygg koblet til hver av de to transformatorene på Froan, men oppgaven tar ikke hensyn til forbruket til andre bygg enn de 16 byggene SINTEF har målinger fra. Det er også ikke tatt hensyn til en eventuell økning i forbruket på Froan og det antas at forbruket ikke endrer seg i fremtiden.

Potensialet for solkraft på Froan er basert på de målingene som er mottatt fra SINTEF. På grunn av feil med SINTEFs værstasjon på Froan antas det at været er likt på Halten slik at værmålingene blir hentet fra METs værstasjon på Halten. Optimeringen av mikronettdriften er begrenset til tidsperioden fra 17. februar 2021 til 12. mars 2021 som det er innhentet værmeldinger for.

1.4 Oppgavestruktur

Videre i oppgaven vil kapittel 2 ta for seg et litteraturstudie av tema som er aktuelle for mikronett. Kapittel 3 presenterer teori som er aktuell for denne oppgaven. En oversikt over spesifikasjonen til denne oppgaven finnes i kapittel 4. Kapittel 5 presenterer målinger av effektforbruk og effektproduksjon som oppgaven er basert på.

I de neste fire kapitlene vil resultatene presenteres til slutt i hvert kapittel siden kapitlene bygger på hverandre. Energianalysen av effektforbruk og effektproduksjon på Froan vil bli presentert i kapittel 6. Kapittel 7 presenterer hvordan det aktuelle mikronettet dimensjoneres. I kapittel 8 presenteres det hvordan effektforbruk og effektproduksjon predikeres. Hvordan drift av mikronettet planlegges presenteres i kapittel 9. Til slutt vil kapittel 10 diskutere resultatene, kapittel 11 vil prøve å konkludere oppgaven og det som virker aktuelt å arbeide videre med blir presentert i kapittel 12.

2 Litteraturstudie

Dette kapittelet presenterer et litteraturstudie som er utført av tema som er aktuelle for denne oppgaven. Først vil begrepet "mikronett" forklares og hvordan man kan optimalisere et mikronett. Deretter vil ulike energikilder som kan brukes i mikronett presenteres.

2.1 Hva er et mikronett?

Mikronett er små elektriske distribusjonsnett på et begrenset geografisk område som består av distribuerte kraftgeneratorer, energilagringseenheter og laster. Eksempler på kraftgeneratorer som ofte blir brukt er vindturbiner, solceller og dieselgeneratorer. Ulike energilagringseenheter som batteri, hydrogen eller pumpekraftverk blir brukt når de varierende fornybare kildene ikke klarer å forsyne forbruket i mikronettet.

Mikronett kan deles inn i fire hovedgrupper:

- Mikronett med reservekraft
- Mikronett med stor produksjons- og lagringskapasitet
- Virtuelle mikronett
- Isolerte mikronett

Mikronett med reservekraft er for eksempel sykehus som er koblet til hovednettet i normal drift. Mikronett med stor produksjons- og lagringskapasitet er for eksempel gårdsbruk med egen energiproduksjon som kan være i øydrift i perioder. Virtuelle mikronett er fysisk tilkoblet hovednettet, men kan være i øydrift. Isolerte mikronett er ikke fysisk tilkoblet hovednettet som for eksempel et øysamfunn uten sjøkabel.

Når mikronettet er tilkoblet hovednettet kan det kjøpe kraft ved underskudd og selge ved overskudd. I motsetning til hovednettet, vil energiproduksjonen i et mikronett foregå i nærheten av forbruker slik at en unngår tap og utbyggingskostnader i hovednettet. Andre fordeler er at bruken av fornybare kilder med miljømessige fordeler og lavere driftskostnader enn konvensjonelle generatorer øker. utfordringer knyttet til mikronett er at i øydrift må det ha tilstrekkelig produksjon og lagringskapasitet til å dekke kritisk last og det må klare å regulere last og produksjon raskt nok.[2–4]

2.2 Optimaliseringsteknikker

Optimalisering kan kobles til to ulike aspekter ved mikronett. En kan optimalisere dimensjonene på enhetene i mikronettet og driften av mikronettet. Optimaliseringen av enhetsdimensjonene vil skje én gang og foregå i prosjekteringsfasen av mikronettet som vil ta utgangspunkt i målinger bakover i tid. Mikronettet kan formuleres som et flervariabelt optimaliseringsproblem med begrensninger. En genetisk algoritme (GA) er en av de mest vanlige populasjonsbaserte heuristiske optimaliseringsalgoritmene og kan brukes til å løse NP-komplette problemer raskt som for eksempel optimalisering av mikronett. [5,6]

For å optimalisere driften av mikronettet må det tas hensyn til det fremtidige været og forbruket og ikke bare hvordan det har vært. Uten regulering vil det være stor risiko for at et mikronett i øydrift må bruke fossile generatorer mer enn nødvendig og i verste fall ikke klare å dekke forbruket. Model Predictive Control (MPC) er en mulighet for å kontrollere energien som går inn og ut av energilagringseenheten for eksempel for å maksimere andelen fornybar energi i energimiksen eller for å minimere bruk og slitasje på energilagringseenheten. En MPC vil kunne lage en optimal kontrollsekvens for mikronettet basert på prediksjoner av vær og forbruk. Den optimale kontrollsekvensen vil oppdatere seg hvert tidssteg med utgangspunkt i nye målinger og hvordan prediksjonene fremover har endret seg. [6,7]

I [6] presenteres resultatene av en MPC som er brukt til å styre et mikronett bestående av solceller, en dieselgenerator og et batteri hos Center for Renewable Energy Sources and Saving (CRESS), Pirkermi-Athen, Hellas. Resultatene viser at ved å bruke en MPC kan driftskostnadene reduseres med 28,5 % og med 34,7 % om tidshorisonten til kontrolleren er tre ganger så lang. En lengre tidshorisont fører til større

kompleksitet i optimaliseringsproblemet og lengre kjøretid. Den maksimale kjøretiden var derimot bare på 24,3 *sek* sammenlignet med en samplingsperiode på 15 *min*. En lengre tidshorisont vil ikke nødvendigvis redusere driftskostnadene ytterligere ettersom prediksjonene blir dårligere når tidshorisonten øker. [6]

I [7] sammenlignes bruken av MPC med en open-loop optimalisering ved å se på hvor mange *kWh* fossil energi ble brukt. Uten forstyrrelser på mikronettet ble det brukt 15,61 *kWh* med MPC og 15,66 *kWh* uten. Det var altså ikke så stor differanse med eller uten MPC når det ikke var forstyrrelser. Med forstyrrelser derimot ble det brukt 75,62 *kWh* med MPC og 83,17 *kWh* uten. En MPC vil altså påvirke i større grad om prediksjonene ikke er perfekte og det kommer uforutsette forstyrrelser og påvirker mikronettet. [7]

2.3 Solenergi i mikronett

Solceller er en av de raskest voksende teknologiene i markedet i dag med en økning i global installert effekt på ca. 20 % hvert år. Kina, India og USA er blant de store bidragsyterne til denne økningen. I følge REN21 var det ved slutten av 2019 installert totalt 627 *GW* solceller sammenlignet med bare 40 *GW* i 2010. Termiske solfangere har også økt i popularitet med en økning fra 242 *GWt* i 2010 til 479 *GWt* i 2019. [8]

Hovedårsaken til økningen i popularitet er reduserte kostnader som gjør solenergi til den billigste energikilden i solfylte områder. I tillegg er det enkelt for private kunder å investere i solcelleanlegg sammenlignet med andre fornybare kilder som krever mye mer inngrep i naturen og infrastruktur. I nordlige områder er forskjellen på solinnstråling om sommer og vinter stor. I de mørkeste periodene om vinteren kan det være tilnærmet null produksjon fra solceller. Solceller har derimot en bedre virkningsgrad i kalde temperaturer som gjør at det er aktuelt å bruke solceller også i Norge. DNT-hytta Rauhelleren på Hardangervidda ligger 2 mil fra nærmeste infrastruktur skal dekke forbruket sitt ved bruk av en kombinasjon av solceller og solfangere som plasseres på bygget. [1]

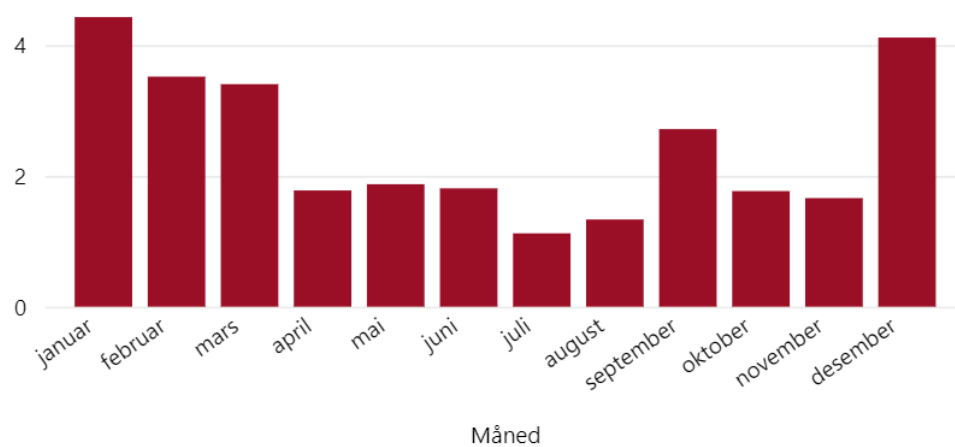
2.4 Vindkraft i mikronett

En vindturbin genererer elektrisk energi fra den kinetiske energien i luftstrømmen som treffer turbinen. Vindturbiner baserer seg på en variabel kilde og det vil dermed variere når og hvor mye kraft som genereres. Et kraftnett som en vindturbin er koblet til må ta hensyn til den uforutsigbare kraftproduksjonen da en bare kan regulere kraftproduksjonen til å være mindre enn vinden gir grunnlag for. Begrepene ”fornybar penetrasjon” og ”vindpenetrasjon” brukes for å beskrive andelen fornybar energi og vindkraft i et kraftnett. I Norge utgjorde vindkraft bare 4,1 % av all kraftproduksjon i 2019. [9] I sentralnettet i Norge vil ikke svingninger i vindkraftproduksjonen påvirke stabiliteten i nettet i stor grad da vindpenetrasjonen er relativt liten. I isolerte kraftnett som for eksempel øysamfunn som ikke er koblet til nettet vil en vindturbin kunne bidra til en betraktelig større vindpenetrasjon som krever at det isolerte kraftnettet må analyseres som en helhet for å kunne ta hånd om svingningene i vindkraftproduksjonen.[10]

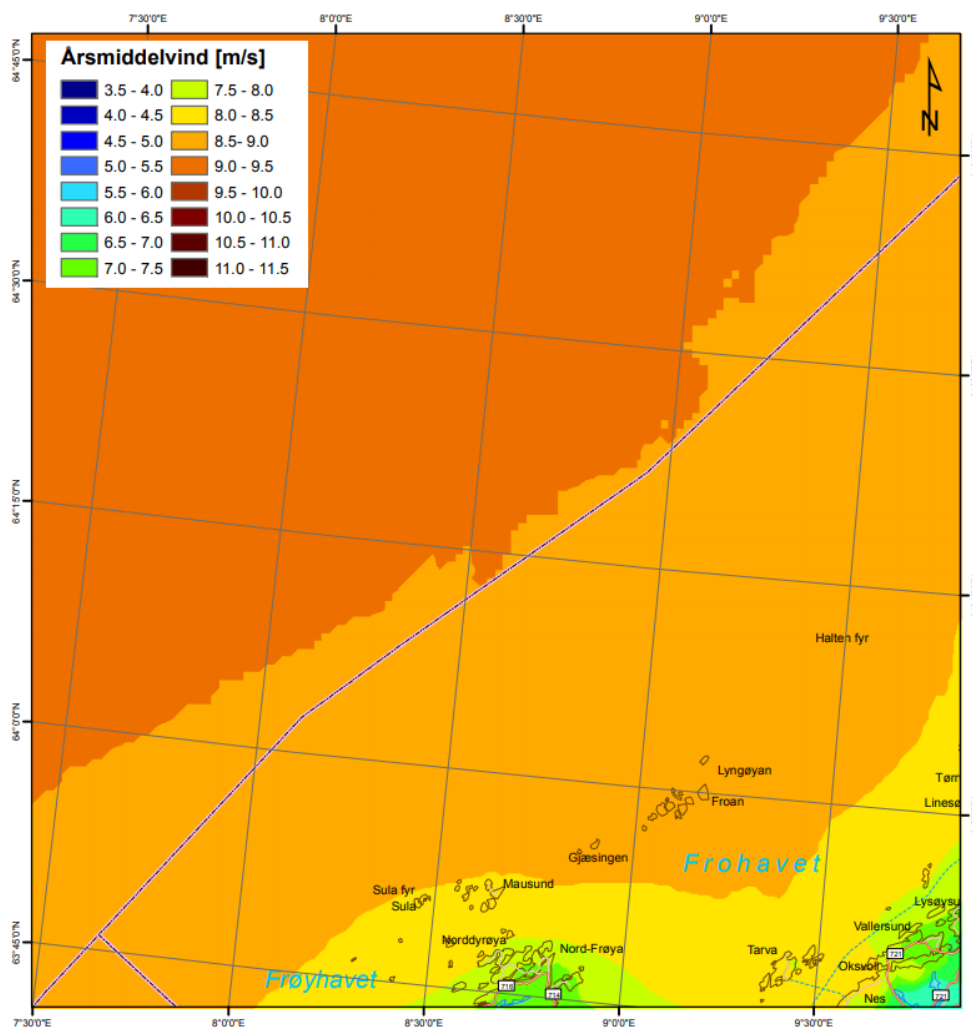
Ved å designe et mikronett med bare solceller som energikilde og et batteri som energilagring vil være urealistisk i alle fall i Trøndelag og nordover. Det vil bli produsert alt for lite energi fra solcellene om vinteren slik at batterikapasiteten må være veldig stor for å klare å tidsforskyve nok energi fra sommer til vinter. Batterier har fortsatt høye priser og for at det skal være realistisk å bruke batterier må batterikapasiteten reduseres. Det er mulig å oppnå en kraftig reduksjon i batterikapasitet ved å produsere mer energi i nær tid av når energien skal forbrukes.[1] Figur 2.1 viser at vindkraftproduksjonen på Valsneset vindpark i Trøndelag produserer mest om vinteren i de månedene solkraftproduksjonen er lavest og minst om sommeren når solkraftproduksjonen er størst.[11] Vindkraft og solkraft har derfor potensialet til å utfylle hverandre godt for å designe et realistisk mikronett.

NVE rapporterer om hvor gode vindforholdene i Norge er for vindkraft og potensialet for vindkraft er størst ved kysten og på havet. Fra figur 2.2 ser man at den årlige middelvinden øker jo lengre ut fra kysten man kommer. For eksempel har Froan en høyere årsmiddelvind enn Valsneset vindpark som ligger ved Vallersund.

Sum produksjon per måned [GWh] for valgte år



Figur 2.1: Månedlig produksjon i 2019 for vindkraftverket på Valsneset.[11]



Figur 2.2: Årlig middelvind på 50 meters høyde utenfor Trondheimsfjorden. [12]

Investeringskostnadene knyttet til vindturbiner utgjør omtrent 75 % av den totale energikostnaden. Vindturbiner er veldig kapitalavhengig i motsetning til fossile kilder der 40-70 % av kostnadene er knyttet til drivstoff og vedlikehold. Prisen per installerte kW varierer fra land til land, men typiske priser var estimert til å være mellom 1000-1350 €/kW i 2006. For områder med mye vind kan prisen per kWh komme ned på 0,50 NOK som tilsvarer prisen per kWh ved å bruke solceller. EU-kommisjonen estimerte at prisene på vindturbiner ville synke til 800 €/kW mellom 2020 og 2030.[13] I 2020 ble det rapportert at prisene fortsetter å falle og hver installerte kW kostet i gjennomsnitt 1100 €.[14]

2.5 Geotermisk energi som energikilde og energilagring

Geotermisk energi kan utnyttes ved å bruke varmepumper som henter varme fra jorden og opp til overflaten hvor den kan brukes til å dekke oppvarmingsbehov eller generere elektrisitet. Jorden virker som et varmelager som varmes opp av både sola, radioaktivitet under overflaten og jordens kjerne som sprer varme til de ytre lagene. Rundt 15 m under overflaten vil ikke sesongbaserte temperatursvingninger i luften påvirke grunntemperaturen. Den geotermiske gradienten beskriver hvor mye temperaturen øker med dybden i jorda og er veldig avhengig av geografi, men typiske verdier er 1-3 °C per 100 m.[15]

Geotermiske varmepumper betegnes vanligvis som enten et åpent eller lukket system. Et åpent system bruker grunnvann som varmetransport og er avhengig av at det er mulig å hente grunnvann der det blir installert. Et lukket system bruker et fluid som aldri er i direkte kontakt med jorden til varmetransport og kan brukes langt flere steder enn et åpent system. Både åpne og lukkede systemer kan brukes til å lagre termisk energi i bakken.[16]

På verdensbasis estimeres det en installert termisk effekt på 107 727 MWt som øker med 8,73 % årlig. Den termiske energien som blir utnyttet på verdensbasis er 283 580 GWh/år der 58,8 % kommer fra geotermiske varmepumper (GHP).[17] Det er fortsatt mye geotermisk energi som ikke blir utnyttet da det er estimert at de øverste 5 km av jordskorpen inneholder totalt $140 \cdot 10^6 EJ$. [16] Land i Norden har vært blant de ledende og den vanligste løsningen for borehull-varmevekslere (BHE) er enkle U-rør vekslere i vannfylte borehull. Mange av GHP installasjonene har som hensikt å virke som både varmekilde og til kjøling og i Norge er de ofte dimensjonert for større oppvarming enn nedkjøling på grunn av klimaet i Norge.[18]

GeoTermos - Fjell2020

Samtidig som en utbygging av Fjell skole i Drammen har prosjektet GeoTermos blitt gjennomført. Geotermos er et energilager for termisk energi (BTES) som består av 100 borehull på ca. 50 m. Det skal kunne ta imot 7-800 000 kWh/år fra solceller og solfangere hovedsaklig om sommeren og kunne levere 350 000 kWh/år. Anlegget har en grunnlast kapasitet på 80 kW og kan klare spisslaster opp til 300 kW.[19]

Mære landbruksskole

På Mære landbruksskole ved Steinkjer i Trøndelag har de benyttet seg av dynamisk termisk energilagring (DTES) i nærvarmenettet på skolen. Der henter de geotermisk energi fra energibrønner og gjenvinner overskuddsvarme fra veksthuset for å kunne erstatte bruken av el, olje og gass til oppvarming. Det gjorde at de klarte å doble tomatavlingen og samtidig kjøpe 80 % mindre energi. Klimagassutslippene ble redusert med 99 % på grunn av at behovet for olje og gass er fjernet.[20] I følge Enova som støttet prosjektet, har prosjektet resultert i et redusert forbruk på 1 400 000 kWh/år og et redusert klimagassutslipp på 379 000 kgCO₂ – ekv/år.[21]

Moholt 50|50

I 2014 da det var bestemt at studentbyen på Moholt skulle bygges ut var målet å bygge etter standarden TEK10. Det vil si blant annet at minimum 60 % av energibehovet til romoppvarming, ventilasjon og forbruksvann skal dekkes av termisk energi. For å oppnå kravet blir det hentet energi fra 23 energibrønner på 250 m og 75 m² med solfangere i tillegg til gjenvinning av varme fra byggene og avløpsvannet.[22]

Energibehovet fra geovarmeanlegget var estimert til å være på $1,5 \text{ GWh}/\text{år}$. Kostnaden var estimert til å være på $40 \text{ øre}/\text{kWh}$ i løpet av 25 års levetid som var betraktelig mindre enn prisen for fjernvarme som var på $75,5 \text{ øre}/\text{kWh}$. Til sammenligning har årlig gjennomsnittlig strømpris inkludert avgifter i tidsrommet 2014-2019 vært mellom 81,9 og 115,9 $\text{øre}/\text{kWh}$. [23] Ved å velge egen termisk energiproduksjon ble også klimagassutslippet redusert med $283\,000 \text{ kgCO}_2 - \text{ekv}/\text{år}$ i forhold til fjernvarme. [24]

2.6 Dieselgeneratorer i mikronett

Diesel er ikke en fornybar energikilde og ved å inkludere dieselgeneratorer i mikronett vil det ødelegge for idealet å være forsynt med fornybar energi. Bruken av diesel i mikronett kan likevel være nødvendig og det er fordeler ved å bruke diesel i kombinasjon med fornybare energikilder og energilagring. I motsetning til sol- og vindkraft er dieselgeneratorer regulerbare kilder som kan sikre mikronettet energi når det ikke er annen energiproduksjon og i tillegg sikre kraftkvaliteten i nettet. En stor fordel med dieselgeneratorer er at teknologien er godt utviklet og er påvist å fungere til nettopp å forsyne kraftforbrukere. Nyere teknologi har også klart å gjøre forbrenningen renere slik at utslippene av NO_x og CO reduseres. Et alternativ til diesel er å bruke biodiesel for å redusere de totale utslippene. [25]

Ved å integrere fornybare energikilder og energilagring med dieselgeneratorer er det mulig å både redusere forbruket av diesel og forbedre effektiviteten til dieselgeneratorene. Gjennomsnittsprisen på diesel i verden er på ca. 10 NOK per liter og en CAT D3512 dieselgenerator vil på sitt dårligste produsere ca. $3 \text{ kWh}/\text{L}$ som er rundt den vanlige mengden kinetisk energi man får fra diesel. Sammenlignet med prisen per kWh for sol og vindkraft vil det være billigere å bruke energi fra de fornybare kildene enn å bruke diesel. Hvis det uansett er nødvendig med en dieselgenerator for leveringssikkerhetens skyld vil energilagring kunne bidra til at dieselgeneratoren kan kjøre på optimal virkningsgrad og lade et batteri for eksempel som deretter kan forsyne kraftnettet. Om batteriet er fulladet eller det predikeres at det kommer til å bli produsert nok energi fra solcelleanlegget neste dag kan dieselgeneratoren la være å bli brukt. [26,27]

DNT Rauhelleren

DNT-hytta Rauhelleren ble driftet på bare dieselaggregat før det i 2020 ble startet arbeid med å integrere solceller og batteri sammen med dieselaggregatet. Målet er å kunne redusere andelen fossil energi til bare 10 % slik at mye av tiden vil dieselaggregatet bare være en nødløsning. Allerede før solcellene var montert kjørte dieselaggregatet og batteriet i hybriddrift, som vil si at aggregatet lader opp batteriet og batteriet forsyner hytta med strøm. Siden aggregatet ikke trenger å kjøre konstant og det kan i tillegg kjøre på optimal virkningsgrad førte hybriddriften til at tidsbruken av aggregatet ble redusert med 70 %. [1]

2.7 Oppsummering av litteraturstudiet

I Norge vil solceller produsere bra med energi om sommeren, men lite om vinteren. Samtidig er det mer vind om vinteren i Norge slik at vindturbiner kan produsere mest når solcellene produserer minst. Det å kombinere sol og vind som energikilder kan være lurt når det er behov for energi jevnt gjennom året. Slik kan en unngå behovet for å lagre store mengder energi over lengre tid som innebærer både store kostnader og usikkerhet for fremtiden.

Å utnytte geotermisk energi til oppvarming og nedkjøling av bygg virker som en konkurransedyktig teknologi, men den er veldig avhengig av geografi og infrastruktur der det skal brukes. Det er kanskje ikke den beste løsningen å velge geotermisk energi der det mangler et fjernvarmeinfrastruktur til å frakte varmen dit det trengs. Geotermisk energi burde heller brukes der det er et stort lokalt oppvarmings- og nedkjølingsbehov.

Å inkludere dieselgeneratorer i planleggingen av mikronett er lurt å gjøre som et sikkerhetstiltak. For at forbrukerne alltid skal ha tilgang på kraften de trenger, vil en dieselgenerator kunne sikre kraft i mikronettet i situasjoner der det ikke er annen produksjon. I tillegg til å virke som en sikkerhet i mikronettet vil dieselgeneratorer i samarbeid med energilagring kunne kjøres mye mer effektivt enn uten energilagring.

3 Teori

Dette kapittelet presenterer teori som er aktuell å forstå for å forstå hele oppgaven. Først presenteres teori om numerisk optimering og MPC. Deretter presenteres teori om solvinkel på en overflate og effektkurven til en vindturbin.

3.1 Numerisk optimering

Numerisk optimering går ut på å minimere eller maksimere en funksjon underlagt begrensninger på funksjonens variabler. Ligning 3.1 viser en standard måte optimeringsproblemer kan skrives opp på. Der er x variablene som skal bestemmes og f er en skalar funksjon av x som skal minimeres eller maksimeres. De begrensende funksjonene c_i er skalare funksjoner av x , som enten kan være likhetsfunksjoner eller ulikhetsfunksjoner. [28]

$$\begin{aligned} \min_x \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & c_i(x) = 0, \quad i \in \mathcal{E} \\ & c_i(x) \geq 0, \quad i \in \mathcal{I} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Lineariteten i funksjonene f og c_i påvirker kompleksiteten til optimeringsproblemet som kan klassifiseres som lineær programmering (LP), kvadratisk programmering (QP) eller ulineær programmering (NLP). Optimeringsalgoritmer er iterative og vil starte med en gjetning av variablene x før algoritmen tar steg til bedre verdier av x . Ulike algoritmer har ulike metoder å ta stegene på og vil også fungere bedre på noen av klassene. En god algoritme er robust og vil fungere på en stor variasjon av problemer. Den vil også bruke lite databehandling og treffe en løsning med god nøyaktighet. [28]

3.2 MPC

For dynamiske systemer kan man definere en matematisk modell for systemet. Et eksempel på en generell modell vises i ligning 3.2 der x_t er tilstanden til systemet og u_t er kontrollvariabelen i tidspunkt t . A og B er enten skalarer eller matriser beskriver hvordan tilstanden til systemet i neste tidspunkt blir påvirket av x_t og u_t . Om man ønsker at tilstanden til systemet skal oppføre seg på en viss måte for en endelig tidshorisont, men det er samtidig dyrt å kontrollere systemet kan optimering være en god løsning på å finne et kompromiss mellom riktig tilstand og billig kontroll. Problemet kan formuleres som i ligning 3.3 der x_{ref} er referanseverdien man ønsker tilstanden x_t å være, Q er kostnaden på avviket og R er kostnaden på kontrollen. Dette vil resultere i en serie med kontrollverdier man kan bruke på systemet og kalles åpen kontroll hvis man ikke sjekker opp etterhvert om de kalkulererte kontrollverdiene fungerer. Om modellen ikke er perfekt eller det finnes eksterne krefter som forstyrrer systemet er det ikke sikkert at systemet vil nå referanseverdien.

$$x_{t+1} = A x_t + B u_t \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned} \min_{x,u} \quad & \sum_{t=1}^N (x_t - x_{ref}) Q (x_t - x_{ref}) + u_t R u_t \\ \text{s.t.} \quad & x_{t+1} = A x_t + B u_t \end{aligned} \tag{3.3}$$

Modell prediktiv kontroll (MPC) er en form for lukket kontroll der en serie kontrollhandlinger bestemmes ved å løse et optimeringsproblem for en endelig tidshorizont. Den første av kontrollhandlingene påføres systemet. Deretter løses det samme optimeringsproblemet med den daværende tilstanden til systemet som initialverdi i optimeringen. Dette gjøres for hvert tidssteg slik at den eneste kontrollhandlingen man påfører systemet med er den første i hver serie med kontrollhandlinger man bestemmer ved optimering. MPC prinsippet er vist i algoritme 1. MPC kan være en fordel å bruke i stedet for åpen kontroll når man ikke vet nøyaktig hvordan modellen faktisk er, slik at kontrollhandlingene oppdateres for å ikke la systemet gå av seg selv med uforutsette endringer i systemtilstandene. [29]

Algoritme 1 MPC prinsippet

- 1: **for** $t = 0, 1, 2, \dots$ **gjør**
 - 2: Hent nåværende tilstand x_t .
 - 3: Løs et dynamisk optimeringsproblem for tidshorizonten t til $t + N$ med x_t som initialverdi.
 - 4: Bruk første kontrollvariabel fra løsningen over.
-

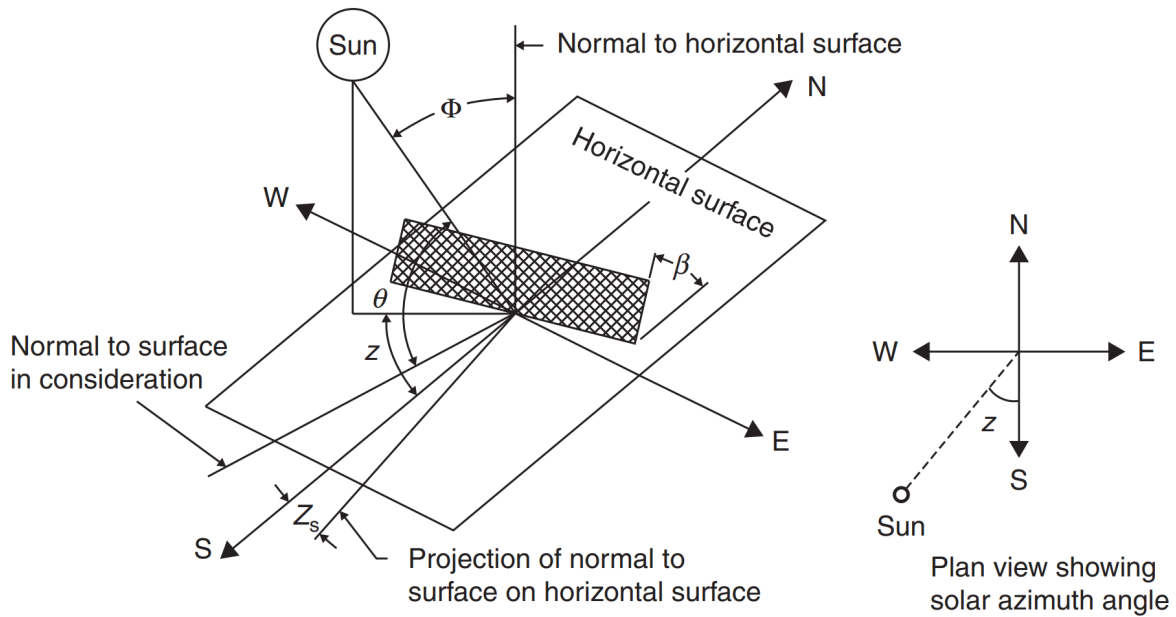
3.3 Solvinkel

Solens innstråling treffer et horisontalt plan på jorden med en vinkel avhengig av når på dagen, når på året og hvilken breddegrad på jorden det horisontale planet er plassert. Ligning 3.4 beskriver denne innfallsvinkelen. Vinkelen mellom solstrålingen og horisontalplanet er α og vinkelen mellom solstrålingen og normalen til horisontalplanet er Φ . Deklinasjonen til sola, som er hvilken breddegrad sola projiseres på, er δ . \mathcal{L} er breddegraden på jorda der innstrålingen treffer og h er lokal tid. [30]

$$\sin(\alpha) = \cos(\Phi) = \sin(\mathcal{L}) \cdot \sin(\delta) + \cos(\mathcal{L}) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad (3.4)$$

Solceller på den nordlige halvkule er ofte vendt mot sør og vinklet opp for å absorbere mer av solstrålingen fra den lave sola om vinteren. Vinkelen mellom normalen til solcellepanelet og solinnstrålingen blir beskrevet som Θ i ligning 3.5. Ligning 3.5 gjelder for vinklede plan på den nordlige halvkule som er vendt direkte mot sør. Det vil si at vinkelen $Z_s = 0^\circ$ i figur 3.1 som viser relevante vinkler. Vinkelen mellom horisontalplanet og det vinklede planet er β .

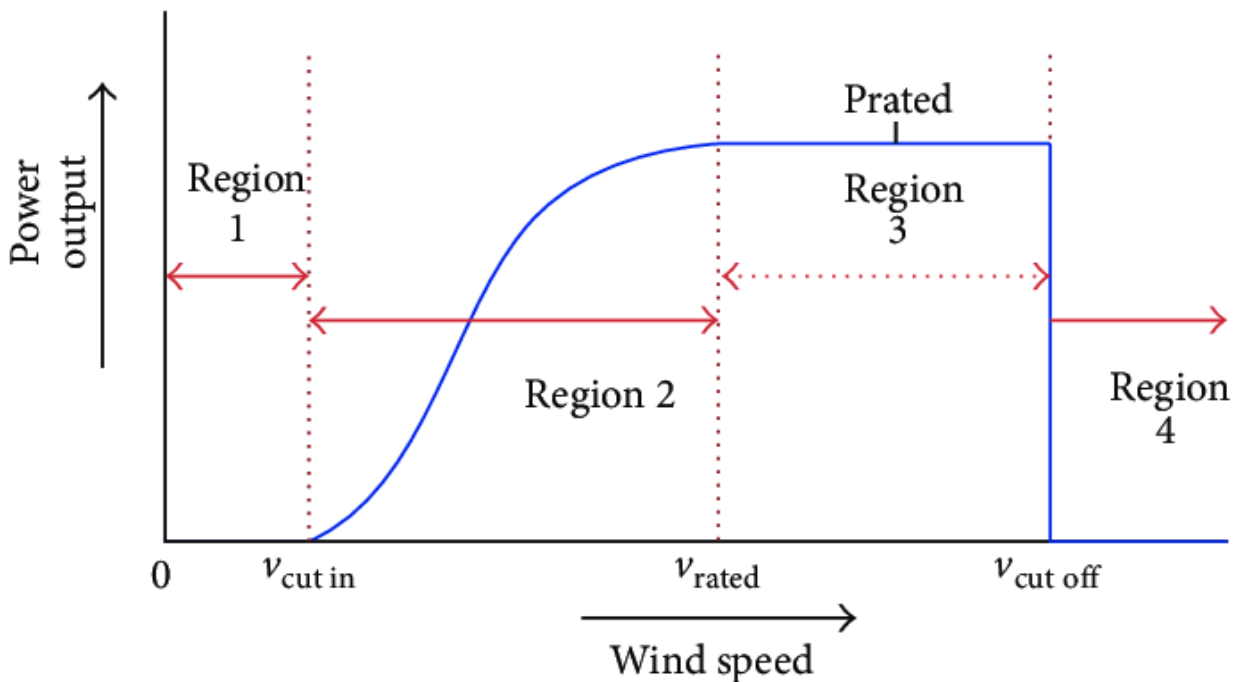
$$\cos(\Theta) = \sin(\mathcal{L} - \beta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\mathcal{L} - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad (3.5)$$



Figur 3.1: Illustrasjon av relevante vinkler for et solcellepanel. [30]

3.4 Effektkurve for vindturbiner

Ulike typer vindturbiner vil ha ulike effektkurver som viser produksjonen på gitte vindhastigheter. En generell effektkurve for vindturbiner vises i figur 3.2. I Region 1 vil ikke vindturbinen produsere noe da det ikke er høy nok vindhastighet. Kraftproduksjonen øker med vindhastigheten i Region 2 frem til den nominelle effekten. I Region 3 vil bladene på turbinen vri seg for å opprettholde den nominelle effekten ved økende vindhastighet. Når vindhastigheten er for høy må vindturbinen stoppes for å ikke få skader som vist i Region 4. Usikkerhet i kommende vindforhold kan gjøre det vanskelig å forutse om vindturbinen kommer til å produsere kraft og hvor mye.[31]



Figur 3.2: Typisk effektkurve for en pitch-regulert vindturbin.[31]

4 Spesifikasjon

Dette kapitlet spesifiserer hva denne oppgaven skal finne ut av. Det vil være en rekke punkter knyttet til dimensjonering av mikronettet på Froan. I tillegg er det flere punkter knyttet til drift av mikronettet.

Dimensjonering av mikronett

- Det skal lages en tidsserie med effektforbruket på Froan som varer minst et år som skal brukes til dimensjonering av et mikronett.
- Det skal lages en tidsserie med potensiell effektproduksjon per installert kW solceller på Froan som varer i minst et år som skal brukes til dimensjonering av mikronett.
- Det skal lages en tidsserie med potensiell effektproduksjon per installert kW vindturbin på Froan som varer i minst et år som skal brukes til dimensjonering av mikronett.
- Det skal formuleres et optimeringsproblem som kan brukes til å optimere størrelsene på komponentene i mikronettet. Størrelsene som skal optimeres er installert effekt med solceller, vindturbin og dieselgenerator i tillegg til batterikapasitet. Optimeringen har en tidshorisont på et år.
- Optimeringsproblemet for dimensjonering av mikronettet skal implementeres i MATLAB.
- Det skal finnes en optimal størrelse på komponentene i mikronettet som gjør Froan selvforsynt med energi. Dette vil bli gjort for ulike scenarioer som blir beskrevet i kapittel 7.3.
- De ulike scenarioene skal vurderes opp mot hverandre for å kunne gi en anbefaling for dimensjoneringen på mikronettet.

Drift av mikronett

- Det skal lages en modell som kan brukes til å predikere effektforbruk ved hjelp av tidligere målinger og tilgjengelige værmeldinger.
- Det skal lages en modell som kan brukes til å predikere effektproduksjon fra solceller ved hjelp av tidligere målinger og tilgjengelige værmeldinger.
- Det skal lages en modell som kan brukes til å predikere effektproduksjon fra en vindturbin ved hjelp av tilgjengelige værmeldinger.
- Det skal formuleres et optimeringsproblem som kan brukes til å optimere driften av mikronettet. Optimeringen har en tidshorisont på 9 dager.
- Optimeringsproblemet for drift av mikronettet skal implementeres i MATLAB.
- Det skal finnes en optimal plan for driften av mikronettet som baseres på tidligere målinger og tilgjengelige værmeldinger. Dette vil bli gjort for ulike scenarioer som blir beskrevet i kapittel 9.2.
- De ulike scenarioene skal vurderes opp mot hverandre for å kunne gi en anbefaling for driften av mikronettet.

5 Case: Froan som mikronett

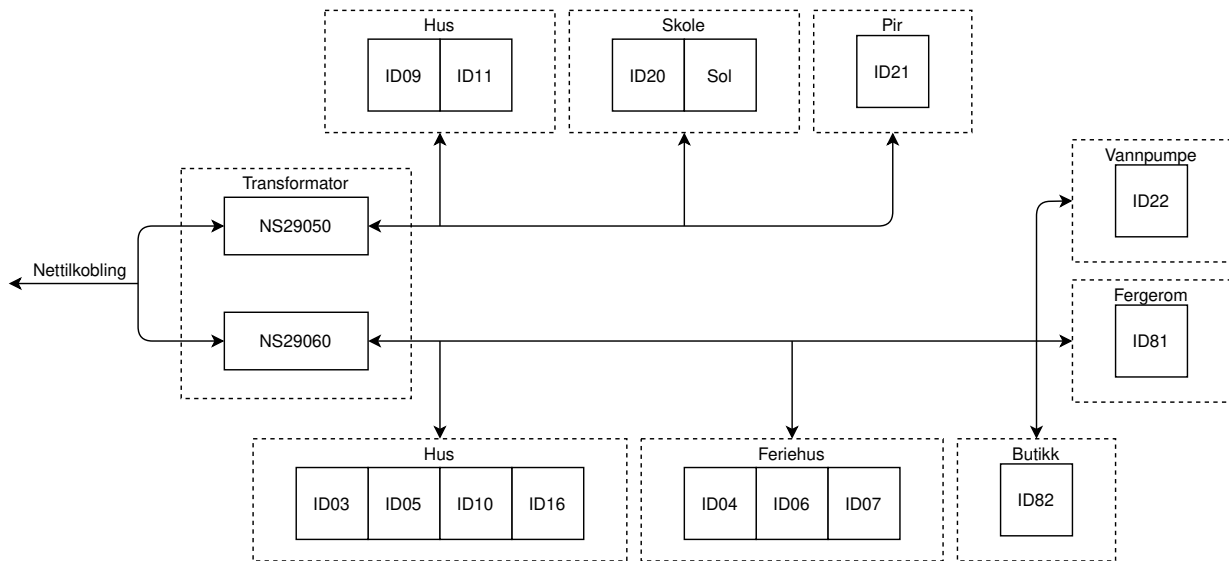
Dette kapitlet vil presentere hvordan situasjonen til det aktuelle mikronettet på Froan er i dag. Energiforbruket på Froan vil bli lagt frem basert på målinger som er mottatt fra SINTEF. I tillegg vil potensialet for fornybar energiproduksjon bli presentert basert på målinger fra SINTEF. Figur 5.1 viser et område på Sørburøy der mikronettet er tiltenkt.



Figur 5.1: Området med fast befolkning på Sørburøy i øygruppen Froan.

5.1 Froan

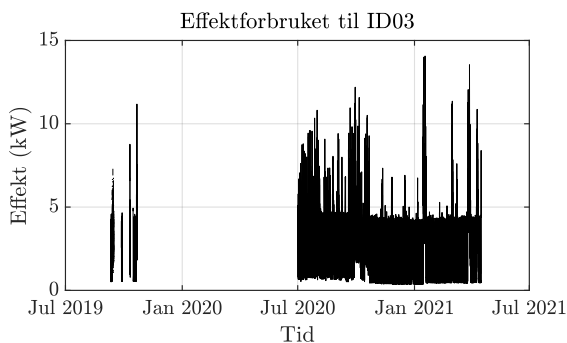
Froan er en øygruppe som ligger utenfor Trøndelagskysten og er i dag tilkoblet hovednettet gjennom en sjøkabel. Hvordan de ulike byggene i ROME-prosjektet er tilkoblet transformatorene er vist i figur 5.2. De ulike forbruksenhetene er merket med sin egen ID under hver kategori. I tillegg til forbruksenheter er det 1 m^2 solceller og et lite batteri med en kapasitet på 256 Wh på skolen som produserer og lagrer energi til lokalt bruk. På skolen er det også en værstasjon som tar målinger av været på Froan. Hver transformator er tilkoblet 23 bygg på Froan slik at øysamfunnet på Froan er mye større enn det som vises i figur 5.2. Denne oppgaven vil ta utgangspunkt i utvalget som vises i 5.2 og vil optimere dimensjonen og driften til et mikronett bestående av det utvalget. Sjøkabelen må byttes ut periodevis og er en stor økonomisk kostnad. Denne oppgaven skal undersøke om det er mulig å øke mengden solceller og legge til en vindturbin og et batteri for å kunne fjerne sjøkabelen og la mikronettet operere i øydrift.



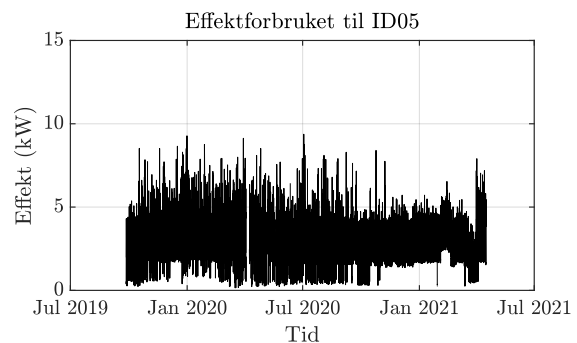
Figur 5.2: Nettilkobling i dag for aktuelle bygg til mikronett på Froan.

5.2 Forbruk

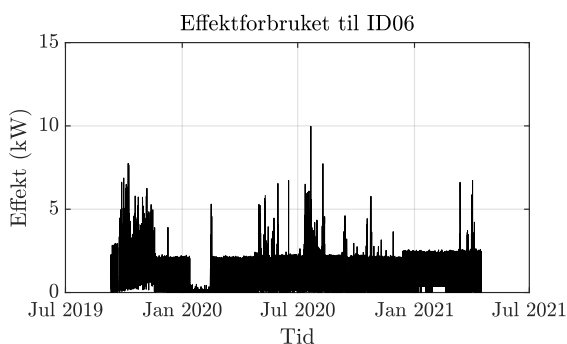
Forbruksmålingene som gir utgangspunktet for analysen er tatt på Froan i løpet av 2019, 2020 og 2021. Figur 5.3-5.6 viser forbruksmålingene til et utvalg av byggene på Froan. Målingene av alle byggene er tatt med 30-sekunders intervaller. Datasettene med forbruksmålinger er preget av varierende mengde manglende data. Noen bygg har nærmest fulle datasett og andre bygg har lange tidsperioder uten data eller ingen data i det hele tatt.



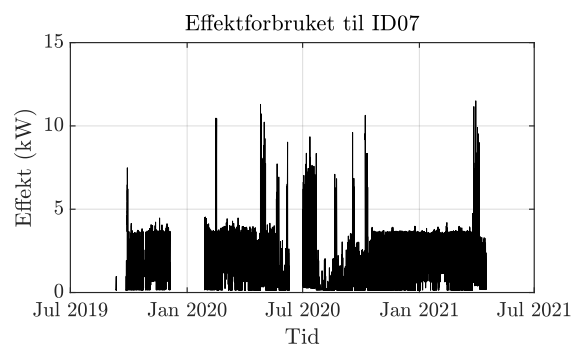
Figur 5.3: Målinger av effektforbruket til ID03.



Figur 5.4: Målinger av effektforbruket til ID05.



Figur 5.5: Målinger av effektforbruket til ID06.

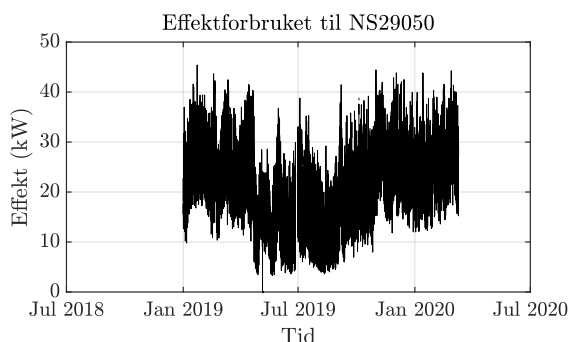


Figur 5.6: Målinger av effektforbruket til ID07.

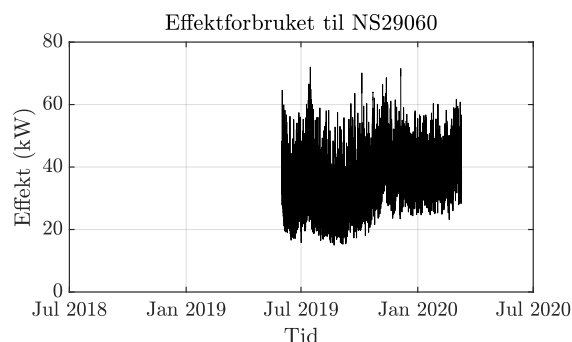
Tabell 5.1: Antall timer med forbruksmålinger for hvert bygg.

Bygg ID	ID03	ID04	ID05	ID06	ID07	ID09	ID10	ID11	ID20	ID22	ID81	ID82
Timer	7007	10,8	13157	13769	11575	33,8	16,2	7382	6819	15,3	12133	12061

Tabell 5.1 viser hvor mange timer med målinger som finnes for hvert bygg. Det varierer fra mindre enn et døgn til mer enn et år med målinger slik at utgangspunktet for analysen inneholder en usikkerhet knyttet til det faktiske forbruket til de byggene med få målinger. Forbruksmålingene har færre mangler den siste tiden etter det som virker som oppstartstrøbbel med innsamling av data. Byggene ID16 og ID21 er ikke inkludert i tabell 5.1 da det ikke eksisterer noen målinger for de. Alle seriene med forbruksmålinger vises i vedlegg A. Figur 5.7 og 5.8 viser forbruksmålingene til de to transformatorene på Froan.



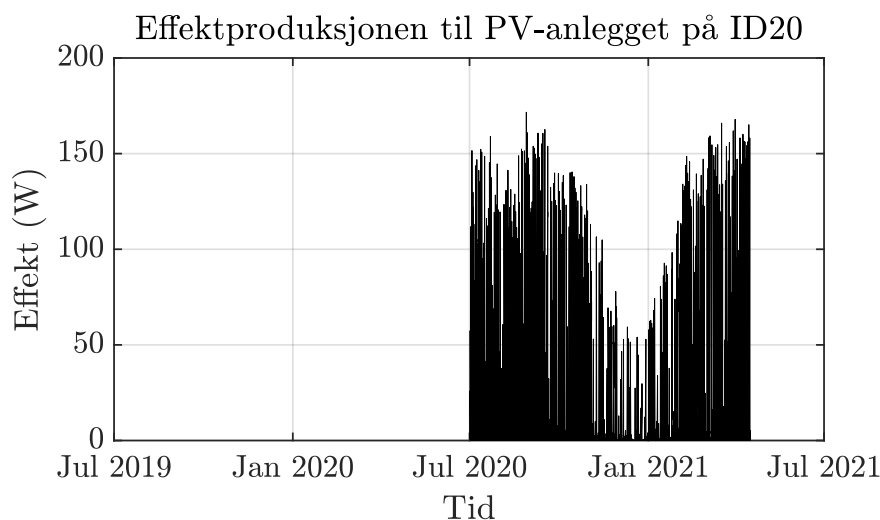
Figur 5.7: Målinger av effektforbruket til NS29050.



Figur 5.8: Målinger av effektforbruket til NS29060.

5.3 Produksjon

Målingene av effektproduksjonen på Froan er hentet fra PV-anlegget som er plassert på ID20. I likhet med forbruksmålingene er det 30-sekunders intervaller på produksjonsmålingene. Det ble først tatt målinger 1. juli 2020 som har fortsatt frem til da dette er skrevet. Målingene vises i figur 5.9.



Figur 5.9: Målinger av effektproduksjonen til PV-anlegget på ID20.

PV-anlegget målingene er hentet fra er et anlegg med areal på 1 m^2 og med nominell effekt på 160 W . Anlegget er plassert på skolebygget ID20 og anlegget er montert med 90° helning mot sør. Tabell 5.2 viser tekniske data for PV-anlegget.

Tabell 5.2: Tekniske data for PV-anlegget på Froan. [32]

Tekniske data PV-anlegg	
Areal	1 m ²
Nominell effekt	160 W
Maks. last spenning (V _{mp})	18,10 V
Maks. last strøm (I _{mp})	8,85 A
Åpen-krets spenning (V _{oc})	22,20 V
Kortslutningsstrøm (I _{oc})	9,60 A
Total virkningsgrad	15,35 %

5.4 Værdata

Historiske værdata

På Froan er det en værstasjon som er plassert på taket til skolebygget ID20 sammen med PV-anlegget. Værstasjonen samler inn data av temperatur, vindhastighet, vindretning, lufttrykk og luftfuktighet. Alle målingene er lagt ved i vedlegg A. Dessverre har det vært noe feil med værstasjonen som har ført til at i hvert fall målingene av vindhastighet og vindretning er feil. Det vil derfor bli brukt data fra værstasjonen på Halten der det er nødvendig.

Værdataene fra Halten er hentet ved bruk av Frost API som gir tilgang til Meteorologisk institutt (MET) sitt arkiv av historiske vær- og klimadata. [33] Kode for nedlasting av værdata fra Frost er lagt ved i vedlegg D. Værstasjonen på Halten er den som er nærmest Froan av alle værstasjonene MET har i arkivet sitt. Alle målingene fra Halten er lagt ved i vedlegg C.

Værmeldinger

Til bruk for prediksjon av effektforbruk og effektproduksjon fra sol og vind er det lastet ned værmeldinger for Froan. Værmeldingene er hentet ved bruk av METs Locationforecast API. [34] Værmelding for Froan kan anskaffes ved å bruke <https://api.met.no/weatherapi/locationforecast/2.0/classic?altitude=0&lat=63.9928&lon=9.0535>. I tidsrommet 17. februar 2021 til 12. mars 2021 er det lastet ned en 9-dagers værmelding daglig som inneholder informasjon om temperatur, vindhastighet, vindretning, lufttrykk, luftfuktighet og overskyethet. Værmeldingene gir forventet vær for hver time de første tre døgnene og hver sjettede time de neste seks døgnene.

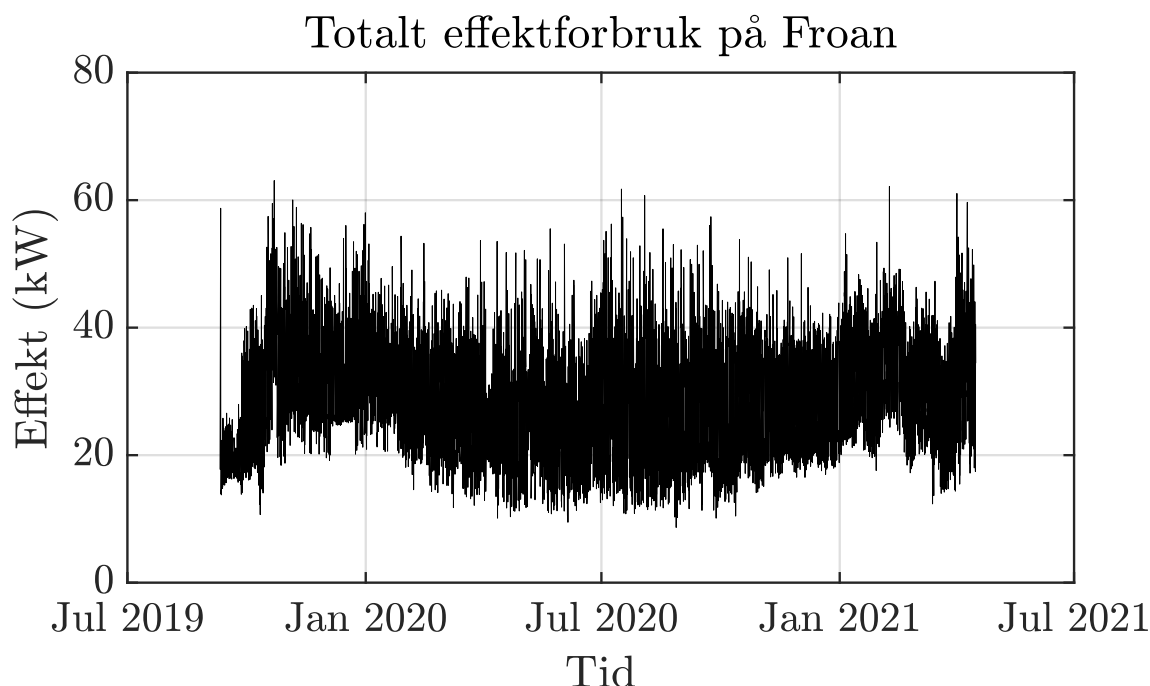
6 Energianalyse til dimensjonering av mikronett

Dette kapitlet presenterer hva som er gjort for å regne ut det totale forbruket på Froan. I tillegg presenteres potensialet for både sol- og vindkraft på Froan. Nøkkeltall fra denne delen av oppgaven vil kunne brukes senere.

6.1 Forbruk

Den totale lasten til mikronettet på Froan blir funnet ved å summere lastene til hvert bygg. For å kunne analysere variasjoner med årstidene bør den totale lasten kalkuleres for minst et helt år. På grunn av at flere bygg har færre enn to døgn med målinger vil ikke måleseriene deres bli brukt for å kalkulere den totale lasten. Det antas at de måleseriene ikke kan representere forbruket for et helt år da det er for lange perioder der forbruket er uvisst. For de byggene med mest datagrunnlag er det også tidsperioder uten målinger som fylles inn ved å bruke interpolasjonsmetoden Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial (pchip). Interpoleringen skaper ikke de daglige variasjonene i forbruket og vil forårsake mindre støy enn forventet i målingene.

Det er mulig å anta at bygninger i samme kategori som for eksempel to hus eller to feriehus vil ha likt forbruk. Om det foreligger informasjon om størrelsen på byggene kan forbruket skaleres slik at et hus med halvparten av arealet til et annet hus vil ha halvparten av forbruket. De byggene med ubrukelige måleserier er ID04, ID09, ID10, ID16, ID21 og ID22. ID04 er kategorisert som et feriehus og antas å ha likt forbruk som ID06, som vist i tabell 5.1 er det feriehuset med flest målinger. ID09, ID10 og ID16 er kategorisert som hus og antas å ha likt forbruk som ID05, som vist i tabell 5.1 er det huset med flest målinger. De eneste byggene som mangler målinger og ikke har andre bygg i samme kategori som seg er ID21 og ID22. Det totale forbruket vises i figur 6.1.



Figur 6.1: Totalt effektforbruk på Froan.

Det totale effektforbruket som er konstruert varer fra kl. 12:30:00 den 10.09.19 til kl. 01:59:30 den 16.04.21 med målinger hvert trettiende sekund. Den totale energien for perioden kan finnes ved å bruke ligning 6.1 der $E_{periode}$ er energi i løpet av en tidsperiode, P_t er effekten i tidspunkt t og ΔT er tiden mellom hvert tidspunkt t . Effektforbruket inneholder perioder av året som både overlapper og ikke, slik at det beregnede

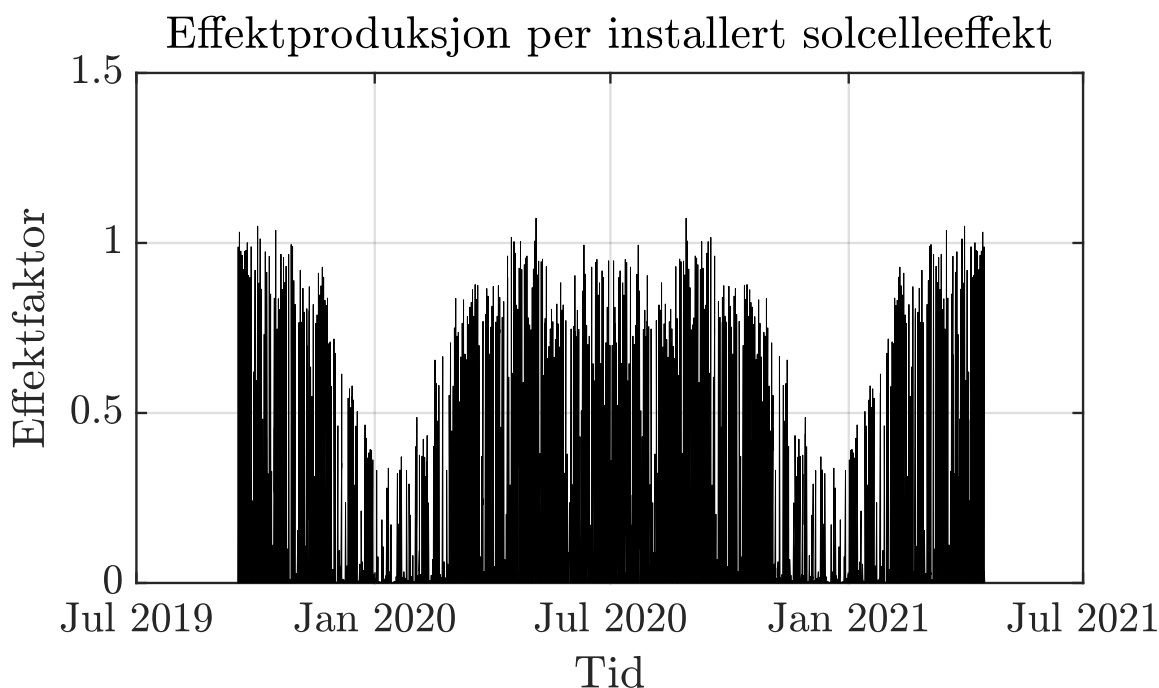
årsforbruket er avhengig av hvordan målingene brukes. Dersom effektforbruket i de overlappende periodene er lavere eller høyere enn gjennomsnittseffekten for den enkle perioden vil det kunne ha større innvirkning om man bare regner gjennomsnitt av alle målingene.

$$E_{periode} = \sum_{t=start}^{slutt} P_t \cdot \Delta T \quad (6.1)$$

6.2 Produksjon

Solkraft

Produksjonsmålingene fra PV-anlegget på Froan er tatt i løpet av en periode på litt over 9 måneder. Siden det er nødvendig med mer enn et år med målinger videre i oppgaven er det valgt å speile målingene om første måling 1. juli. Energiproduksjonen til solceller er syklisk i løpet av året og det er en av dagene i året med størst potensial for energiproduksjon. For bruk til skalering av PV-anlegget er det kalkulert hvor stor effektproduksjonen er per effekt for PV-anlegget som er på 160 W. Figur 6.2 viser hvordan effektproduksjonen fra solceller kan se ut per installert effekt solceller.



Figur 6.2: Effektproduksjon per installert solcelleeffekt på Froan.

Hvis mikronettet på Froan skal klare å være i øydrift i en periode må det produseres minst like mye energi som forbrukes. Siden effektproduksjonen fra solcellene er gitt per installert effekt kan nødvendig installert effekt finnes ved å bruke ligning 6.2. Det er viktig å påpeke at ligning 6.2 bare regner ut installert effekt som trengs for å produsere nok energi og ikke at effektproduksjonen skal være stor nok i alle tidspunkt. $P_{installert}$ er den installerte effekten, $t_{fullast}$ er antall fullasttimer, $E_{periode,forbruk}$ er energien forbrukt og $E_{periode,produksjon}$ er energien produsert i løpet av perioden.

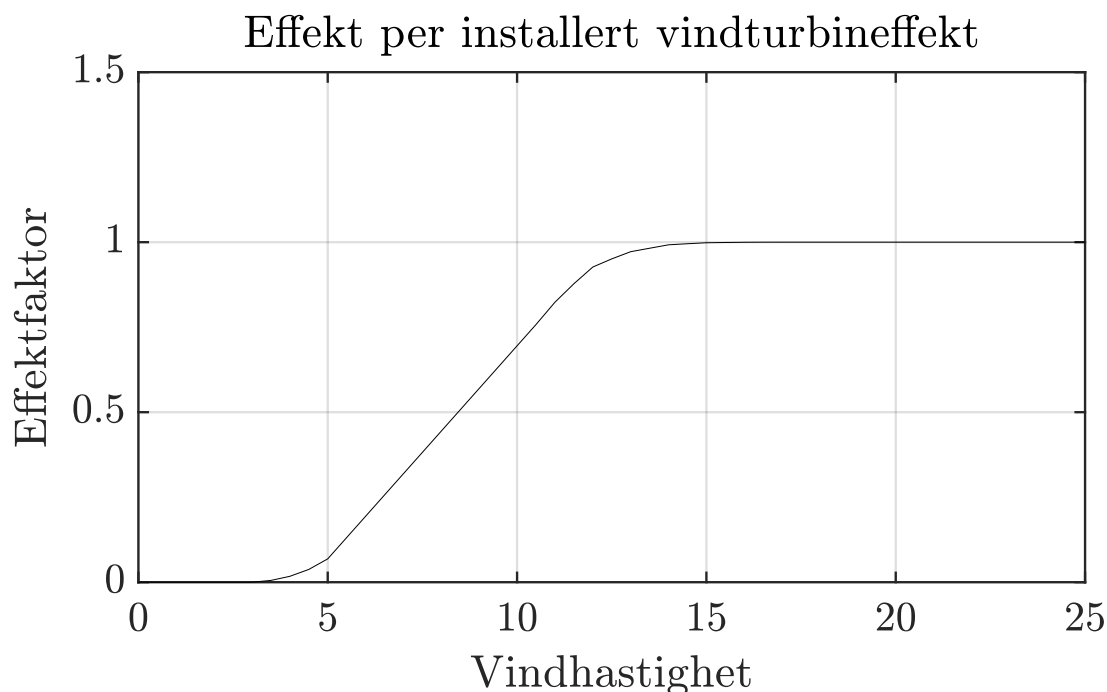
$$E_{periode,produksjon} = P_{installert} \cdot t_{fullast} \geq E_{periode,forbruk} \quad (6.2)$$

Energien som produseres per installert effekt kan også oppgis som fullasttimer som vist i ligning 6.2. Kapasitetsfaktoren beregnes som vist i ligning 6.3 og er et mål på hvor stor andel av konstant produksjon ved maks ytelse som faktisk produseres. Både fullasttimer og kapasitetsfaktor brukes ofte for å sammenligne ytelse i kraftverk.

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{\text{Antall fullasttimer i året}}{\text{Antall timer i året}} \quad (6.3)$$

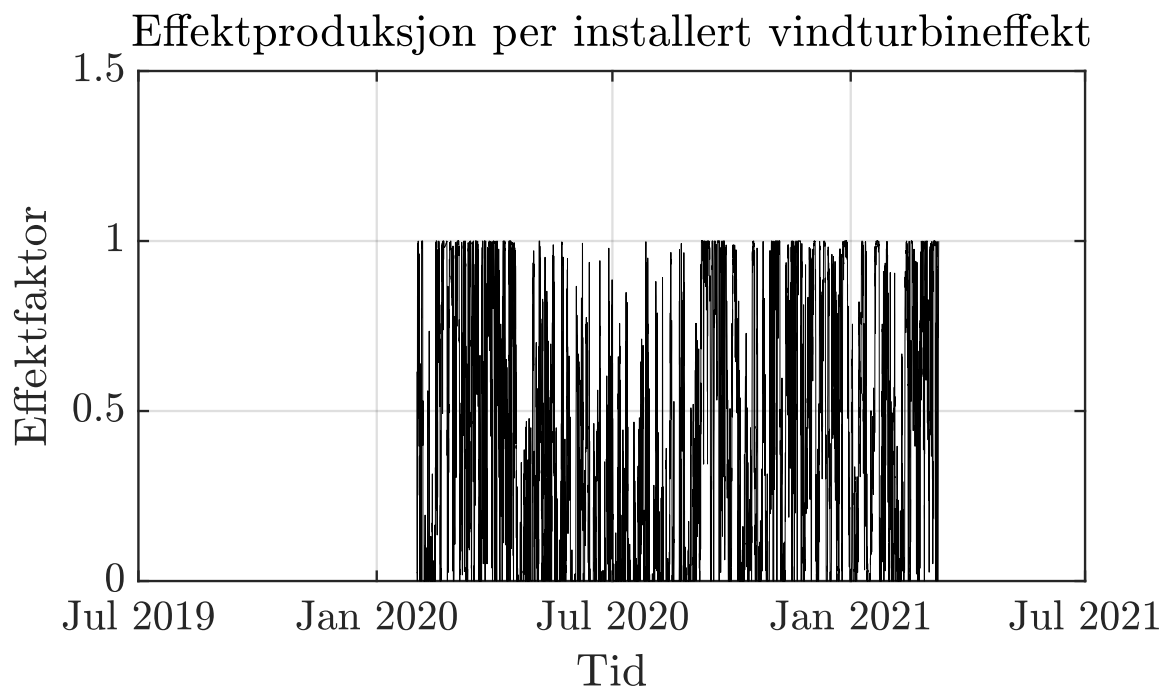
Vindkraft

For å regne ut potensialet for vindkraft på Froan ble det først forsøkt å lage en generell effektkurve for vindkraft som kan fungere for alle vindturbinstørrelser. Ved å bruke produksjonsdata fra fire Vestas-turbiner med diameter på 27, 39, 47 og 90 meter er det kalkulert effektkurver som viser hvor stor andel av den nominelle effekten hver av turbinene produserer ved ulike vindhastigheter. Produksjonsdataene er lagt ved i vedlegg E. En gjennomsnittlig effektkurve av de fire effektkurvene vises i figur 6.3 og blir brukt videre i oppgaven for å regne ut effektproduksjon fra en vindturbin på Froan uavhengig av størrelsen.



Figur 6.3: Effektproduksjon per installert vindturbin effekt basert på Vestas-turbiner.

På grunn av mangel på data blir vindmålinger fra Halten brukt til å regne ut potensialet for vindkraft på Froan. Hver måling av vindhastigheten interpoleres i figur 6.3 for å finne tilsvarende effektfaktor. Ved vindhastigheter over 25 m/s er det ingen produksjon. Figur 6.4 viser potensialet for effektproduksjon fra vind på Froan fra 1. januar 2020 til 15. april 2021. Hvor stor nominell effekt en vindturbin må ha for å dekke energiforbruket kan regnes ut ved å bruke ligning 6.2.



Figur 6.4: Effektproduksjon per installert vindturbin effekt på Froan.

6.3 Resultater

Forbruk

Tabell 6.1 viser årsforbruket og maks effektforbruk basert på målingene fra Froan. Det høyeste årsforbruket vil være på 231 600 kWh og den største forbrukseffekten vil være på 63,07 kW . Forbruket varierer derimot mye i løpet av hver dag og den største daglige snitteffekten er bare på 43,67 kW . Det vil si at forbruket er på 1 048 kWh den dagen med størst forbruk.

Tabell 6.1: Energiforbruk og maks forbrukseffekt basert på målinger fra Froan.

	Årsforbruk (kWh)	Makseffekt (kW)	Maks daglig snitteffekt (kW)	Maks daglig energiforbruk (kWh)
Fra første måling	232 030	63,07	43,67	1 048
Til siste måling	231 170	62,16	36,71	881,1
Gjennomsnitt	231 600	62,62	40,19	964,6

Produksjon

Tabell 6.2 viser fullasttimer og maks produksjonseffekt per installert effekt solceller. Antall fullasttimer i løpet av året ligger på gjennomsnittlig 565,9 h og den største produksjonseffekten er på 1,07 ganger installert effekt. Solcellene produserer bare elektrisitet om dagen og den største daglige snitteffekten er bare på 0,137 ganger installert effekt. Det vil si at det er 3,275 fullasttimer på den dagen med størst produksjon fra solcellene.

Tabell 6.2: *Energiproduksjon og maks produksjonseffekt per installert solcelleeffekt basert på målinger fra Froan.*

	Fullasttimer (h)	Makseffekt (kW/kW)	Maks daglig snitteffekt (kW/kW)	Maks daglig fullasttimer (h)
Fra første måling	565,2	1,07	0,137	3,275
Til siste måling	564,6	1,07	0,137	3,275
Gjennomsnitt	564,9	1,07	0,137	3,275

Tabell 6.3 viser fullasttimer og maks produksjonseffekt per installert effekt vindturbin. Antall fullasttimer i løpet av året ligger på gjennomsnittlig 3 590 h og den største produksjonseffekten er på 1 ganger installert effekt. Vindturbinen produserer bare elektrisitet om når det blåser og den største daglige snitteffekten er faktisk på 0,99 ganger installert effekt. Det vil si at det er 23,99 fullasttimer på den dagen med størst produksjon fra vindturbinen.

Tabell 6.3: *Energiproduksjon og maks produksjonseffekt per installert vindturbin effekt basert på målinger fra Froan.*

	Fullasttimer (h)	Makseffekt (kW/kW)	Maks daglig snitteffekt (kW/kW)	Maks daglig fullasttimer (h)
Fra første måling	3 614	1	0,99	23,99
Til siste måling	3 566	1	0,99	23,99
Gjennomsnitt	3 590	1	0,99	23,99

For å dekke det gjennomsnittlige årsforbruket med bare produksjon fra solceller er det nødvendig med minst 410 kW installert solcelleeffekt. Det vil føre til at det produseres 1 343 kWh på dagen med størst produksjon. Ved bruk av bare vind som energikilde er det nødvendig med minst 65 kW installert vindturbin effekt. Det vil føre til at det produseres 1 560 kWh på dagen med størst produksjon. Solcellene har en kapasitetsfaktor på 6,46 % og vindturbinen har en kapasitetsfaktor på 40,98 % beregnet med gjennomsnittlig antall fullasttimer.

7 Dimensjonering av mikronett

Dette kapittelet presenterer hva som er gjort for å oppnå optimal dimensjon på mikronettet på Froan. Først presenteres hvilke kostnader som er brukt til optimeringen og deretter hvordan optimeringsproblemet er formulert. Til slutt vises resultatene av optimeringen for ulike sammensetninger av mikronettet og ulike scenarioer.

7.1 Kostnader til optimering

For å kunne optimere størrelsene på enhetene i mikronettet trengs det kostnader på de ulike variablene som skal optimeres. Ved å bruke de økonomiske kostnadene på ulike energikilder kan den totale økonomiske kostnaden for mikronettet minimeres. Dette kapittelet presenterer hvilke kostnader som vil bli brukt videre i optimeringen.

Solceller

Solcelleteknologien har redusert kostnadene sine mye de siste årene. I 2021 estimeres det at et 6 kW system vil koste opp til 10000 £ i Storbritannia. [35] Det vil tilsvare ca. 19950 NOK per kW.

Vindturbin

Vindturbiner er kapitalavhengige investeringer, som beskrevet i kapittel 2.4. Ifølge [14] kostet hver installerte kW i gjennomsnitt 1100 € i 2020. Det er uklart om driftskostnadene er regnet med i beløpet som tilsvarer ca. 11100 NOK, men det kan brukes som en minstekostnad når man skal bestemme hvor stor vindturbin man har behov for.

Batteri

Prisen på batterier beregnes ut fra lagringskapasiteten og ikke effekten. I 2020 ble det rapportert at batteripakker for første gang kostet, mindre enn 100 \$ per kWh. Gjennomsnittsprisen i markedet var derimot på 137 \$ per kWh som tilsvarer ca. 1160 NOK per kWh. [36]

Dieselgenerator

Dieselgeneratorer har en større driftskostnad enn vindturbiner og solceller på grunn av drivstofforbruket. Investeringskostnaden til generatorer på mer enn 30 kW anslås å være på 12000 \$ i 2021 ifølge [37]. Det tilsvarer ca. 3400 NOK per kW.

Driftskostnadene til en dieselgenerator utgjør den største andelen av totalkostnaden på grunn av drivstofforbruk og CO₂-avgift. Som nevnt i kapittel 2.6 er gjennomsnittsprisen for diesel 10 NOK/L og en dieselgenerator produserer ca. 3 kWh/L. Det utgjør en kostnad på 3,33 NOK/kWh.

CO₂-utslippet fra diesel er på 3,17 kgCO₂/kg diesel og massetettheten er på 0,84 kg/L. [38] Det vil si at utslippet er på 0,89 kgCO₂/kWh. I dag er CO₂-avgiften på 590 NOK/tonn CO₂, men regjeringen har varslet at de vil øke den til 2000 NOK/tonn CO₂ i 2030. [39] I dag betyr det et tillegg på 0,53 NOK/kWh og med økt CO₂-avgift tilsvarer det et tillegg på 1,78 NOK/kWh.

Struping

For å kunne minimere struping av energi, å kaste bort overskuddsenergi som ikke kan brukes, må det også tilegnes en kostnad. Kostnaden vil representere prisen man kunne fått ved å selge kraften i stedet eller det man kunne spart ved å heller bruke energien og kjøpe eller produsere mindre. Siden mikronettet er isolert kan det uansett ikke selge eller kjøpe kraft med andre, men det antas at den strupte energien koster 1 NOK per kWh som er rundt gjennomsnittlig kraftpris i Norge. [23]

Beskrivelse	Kostnad
Solceller	19950 <i>NOK/kW</i>
Vindturbin	11100 <i>NOK/kW</i>
Batteri	1160 <i>NOK/kWh</i>
Diesलगenerator	3400 <i>NOK/kW</i>
Diesel 2021	3,86 <i>NOK/kWh</i>
Diesel 2030	5,11 <i>NOK/kWh</i>
Struping	1 <i>NOK/kWh</i>

Tabell 7.1: Kostnadene til de ulike variablene som skal optimeres.

7.2 Optimeringsproblem for dimensjonering av mikronett

Optimeringsproblemet for dimensjonering av det tiltenkte mikronettet på Froan vil bli formulert i dette kapittelet. Først vil begrensningene i optimeringsproblemet formuleres ut i fra krav knyttet til forbruk, produksjon og lagring som er nødt til å oppfylles. Deretter vil en kostnadsfunksjon formuleres som skal representere den økonomiske kostnaden å bygge ut mikronettet.

Forbruk og produksjon

For at forbrukerne alltid skal ha tilgang på kraft må det til enhver tid produseres like mye effekt som forbrukes. Mikronettet vil ha enheter som bare produserer energi og enheter som bare forbruker energi. I tillegg vil energilagring i form av et batteri kunne virke som både produsent og forbruker. Ligning 7.1 viser hvordan effektproduksjonen og effektforbruket må balanseres i alle tidspunkt t . $P_1[t]$, $P_2[t]$ og $P_3[t]$ er effektproduksjonen fra hhv. solceller, vindturbin og diesलगenerator i tidspunkt t . $L[t]$ er batterieffekten, der utlading er definert som positiv effekt. $F_1[t]$ er effektforbruket på Froan og $F_2[t]$ er overskuddseffekten som ikke kan brukes og må strupes.

$$P_1[t] + P_2[t] + P_3[t] + L[t] = F_1[t] + F_2[t], \quad \forall t \quad (7.1)$$

Effektproduksjonen $P_k[t]$ er gitt av hvor mye av den installerte effekten som produseres i hvert tidspunkt. Ligning 7.2 viser denne sammenhengen. $P_{k,installert}$ er installert størrelse i *kW* av hhv. solceller, vindturbin og diesलगenerator for $k = 1, 2, 3$. Andelen produsert effekt i tidspunkt t per installert effekt er $p_k[t]$, som for solceller og vindturbin er regnet ut basert på målinger fra Froan.

$$P_k[t] = p_k[t] P_{k,installert}, \quad k = 1, 2, 3, \quad \forall t \quad (7.2)$$

$F_1[t]$, $p_1[t]$ og $p_2[t]$ er de kjente variablene i optimeringsproblemet. Variablene $P_{k,installert}$, $p_3[t]$, $L[t]$ og $F_2[t]$ er frie variabler som bestemmes av optimeringsalgoritmen. Den installerte effekten til produksjonsenhetene kan ikke være negativ. Dette gir ligning 7.3 for solcellene og vindturbinen. For å kunne dekke forbruket i tilfeller der man er nødt til å belage seg på diesलगeneratoren som eneste energikilde, bør effekten på generatoren være stor nok til å forsyne høyeste forbrukseffekt. Det antas at batteriet fordeler energien i løpet av dagen slik at generatoren bare trenger å kunne dekke høyeste daglige snitteffekt som vist i ligning 7.4. Om strupingen tillates å være negativ vil det bety at energi kan hentes fra ingenting, slik at derfor brukes ligning 7.5. Ligning 7.6 brukes ettersom diesलगeneratoren verken kan produsere negativ effekt eller mer enn den installerte effekten.

$$P_{k,installert} \geq 0, \quad k = 1, 2 \quad (7.3)$$

$$P_{3,installert} \geq 43,67 \quad (7.4)$$

$$F_2[t] \geq 0, \quad \forall t \quad (7.5)$$

$$0 \leq p_3[t] \leq 1, \quad \forall t \quad (7.6)$$

Batteri

For at batteriet kan virke som produsent eller forbruker må det være lagret energi eller plass til å lagre mer energi på batteriet. Dynamikken til batteriet vises i ligning 7.7 der $x[t+1]$ er lagret energi på batteriet i tidspunkt $t+1$ som bestemmes av lagret energi $x[t]$ og batterieffekten $L[t]$ i forrige tidspunkt. A er en skalar som representerer selvutlading mellom tidsstegene og B er en skalar som regner om batterieffekten til hvor mye energi som blir gitt til eller tatt fra batteriet. I denne optimeringen blir A satt til 0,99 og B satt til -24 da optimeringen blir gjort med tidssteg på 24 timer.

$$x[t+1] = Ax[t] + BL[t], \quad A = 0,99, \quad B = -24 \quad (7.7)$$

Energien som er lagret på batteriet er begrenset av minimum og maksimum kapasitet som vist i ligning 7.8 der X er total kapasitet på batteriet og x_r er hvor mye av batteriets totale kapasitet som kan brukes. I denne optimeringen blir x_r satt til 0,8 slik at batteriet vil operere mellom 10 % og 90 % av total kapasitet. X er en ny fri variabel som skal bestemmes av optimeringsalgoritmen. Batteriets kapasitet kan ikke være negativ, men for å legge inn en ekstra sikkerhet til nødstilfeller må batteriet ha nok kapasitet til å dekke høyeste daglige energiforbruk som vist i ligning 7.9.

$$\left(\frac{1-x_r}{2}\right)X \leq x[t] \leq \left(x_r + \frac{1-x_r}{2}\right)X, \quad x_r = 0,8 \quad (7.8)$$

$$X \geq \frac{1048}{x_r} \quad (7.9)$$

Den siste begrensningen som innføres vises i ligning 7.10. Den sier at lagret energi på batteriet ved tidspunkt 1 må være lik lagret energi ved siste tidspunkt N . Dette er fordi at årlig energiproduksjon skal være likt årlig energiforbruk og slik at optimeringsalgoritmen ikke tror den kan starte med mye mye lagret energi og bruke opp alt for å spare på å produsere mindre.

$$x[1] = x[N] \quad (7.10)$$

Kostnadsfunksjon

Kostnadene som er nevnt i 7.1 vises som c_k i ligningene 7.11-7.13. Ligning 7.11 viser investeringskostnaden til de ulike produksjonsenhetene og batteriet i mikronettet. Kostnaden til bruken av diesel vises i ligning

7.12. Summen i ligning 7.12 er mengden energi som produseres av dieselgeneratoren de neste 25 årene. Kostnaden til struping vises i ligning 7.13. Summen i ligning 7.13 er mengden energi som strupes de neste 25 årene. Den totale kostnadsfunksjonen J som vises i ligning 7.14 minimeres av optimeringsalgoritmen ved å bestemme de frie variablene.

$$J_1 = c_1 P_{1,installert} + c_2 P_{2,installert} + c_3 P_{3,installert} + c_4 X \quad (7.11)$$

$$J_2 = c_5 \sum_{t=1}^N p_3[t] P_{3,installert} \Delta T Y, \quad \Delta T = 24, \quad Y = 25 \quad (7.12)$$

$$J_3 = c_6 \sum_{t=1}^N F_2[t] \Delta T Y, \quad \Delta T = 24, \quad Y = 25 \quad (7.13)$$

$$J = J_1 + J_2 + J_3 \quad (7.14)$$

Optimeringsverktøy

Optimeringsproblemet er programmert ved hjelp av CasADi i MATLAB. CasADi er et open-source verktøy som effektiviserer programmering av ulineære optimeringsproblemer. [40] Optimeringsalgoritmen som brukes er Interior Point Optimization (ipop). [41] På grunn av begrensninger i tilgjengelig datakraft var det behov for å optimere med 24 timers tidssteg. Selv om målingene har kortere tidssteg ble optimeringsproblemet for stort til å kunne løses om tidsstegene var kortere enn 24 timer. Optimeringsprogrammet er vedlagt i vedlegg F.

7.3 Scenarioer for dimensjonering

De ulike scenarioene som dimensjoneringen av mikronettet optimeres for er beskrevet i følgende liste:

1. Dimensjonering av mikronett med sol som energikilde og batteri som lagring.
2. Dimensjonering av mikronett med vind som energikilde og batteri som lagring.
3. Dimensjonering av mikronett med sol og vind som energikilde og batteri som lagring.
4. Dimensjonering av mikronett med sol, vind og diesel (2021 kostnad) som energikilde og batteri som lagring.
5. Dimensjonering av mikronett med sol, vind og diesel (2030 kostnad) som energikilde og batteri som lagring.
6. Dimensjonering av mikronett med sol, vind og diesel (2021 kostnad) som energikilde og batteri som lagring. Reduksjon i sol- og vindressurser med 20 %.
7. Dimensjonering av mikronett med sol, vind og diesel (2021 kostnad) som energikilde og batteri som lagring. Økning i forbruk med 20 %.
8. Dimensjonering av mikronett med sol, vind og diesel (2021 kostnad) som energikilde og batteri som lagring. Reduksjon i kostnader for sol, vind og batteri med 20 %.

7.4 Resultater

Tabell 7.2-7.9 viser resultatene for de ulike scenarioene nevnt i kapittel 7.3. Hver tabell viser hvor store de ulike komponentene optimalt bør være og totalkostnaden på komponentene. Tabellene viser også mengden strupet energi og antall fullasttimer for dieselaggregatet der det er hensiktsmessig.

Tabell 7.2: Scenario 1: Sol og batteri.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 NOK/kW	1 437 kW
Batteri	1 160 NOK/kWh	31 449 kWh
Struping	1 NOK/kWh	487 940 kWh
Total kostnad	77 344 000 NOK	

Tabell 7.3: Scenario 2: Vind og batteri.

Komponent	Kostnad	Resultat
Vindturbin	11 100 NOK/kW	152,4 kW
Batteri	1 160 NOK/kWh	7 117 kWh
Struping	1 NOK/kWh	292 150 kWh
Total kostnad	17 251 000 NOK	

Tabell 7.4: Scenario 3: Sol, vind og batteri.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 NOK/kW	186,1 kW
Vindturbin	11 100 NOK/kW	61,6 kW
Batteri	1 160 NOK/kWh	3 687 kWh
Struping	1 NOK/kWh	82 906 kWh
Total kostnad	10 746 000 NOK	

Tabell 7.5: Scenario 4: Sol, vind, diesel (2021) og batteri.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 NOK/kW	141,1 kW
Vindturbin	11 100 NOK/kW	49,3 kW
Batteri	1 160 NOK/kWh	1 310 kWh
Dieselgenerator	3 400 NOK/kW	43,67 kW
Diesel	3,86 NOK/kWh	19 643 kWh
Struping	1 NOK/kWh	41 448 kWh
Total kostnad	7 961 600 NOK	

Tabell 7.6: Scenario 5: Sol, vind, diesel (2030) og batteri.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 NOK/kW	166,9 kW
Vindturbin	11 100 NOK/kW	48,8 kW
Batteri	1 160 NOK/kWh	1 412 kWh
Dieselgenerator	3 400 NOK/kW	43,67 kW
Diesel	5,11 NOK/kWh	12 704 kWh
Struping	1 NOK/kWh	46 727 kWh
Total kostnad	8 449 100 NOK	

Tabell 7.7: Scenario 6: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med redusert produksjon.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 <i>NOK/kW</i>	110,0 <i>kW</i>
Vindturbin	11 100 <i>NOK/kW</i>	68,5 <i>kW</i>
Batteri	1 160 <i>NOK/kWh</i>	1 310 <i>kWh</i>
Dieselgenerator	3 400 <i>NOK/kW</i>	43,67 <i>kW</i>
Diesel	3,86 <i>NOK/kWh</i>	31 159 <i>kWh</i>
Struping	1 <i>NOK/kWh</i>	42 741 <i>kWh</i>
Total kostnad	8 697 300 <i>NOK</i>	

Tabell 7.8: Scenario 7: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med økt forbruk.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	19 950 <i>NOK/kW</i>	169,3 <i>kW</i>
Vindturbin	11 100 <i>NOK/kW</i>	59,2 <i>kW</i>
Batteri	1 160 <i>NOK/kWh</i>	1 572 <i>kWh</i>
Dieselgenerator	3 400 <i>NOK/kW</i>	52,4 <i>kW</i>
Diesel	3,86 <i>NOK/kWh</i>	23 570 <i>kWh</i>
Struping	1 <i>NOK/kWh</i>	49 737 <i>kWh</i>
Total kostnad	9 553 900 <i>NOK</i>	

Tabell 7.9: Scenario 8: Sol, vind, diesel (2021) og batteri med reduserte kostnader.

Komponent	Kostnad	Resultat
Solcellepanel	15 600 <i>NOK/kW</i>	158,0 <i>kW</i>
Vindturbin	8 880 <i>NOK/kW</i>	48,6 <i>kW</i>
Batteri	928 <i>NOK/kWh</i>	1 420 <i>kWh</i>
Dieselgenerator	3 400 <i>NOK/kW</i>	43,67 <i>kW</i>
Diesel	3,86 <i>NOK/kWh</i>	14 874 <i>kWh</i>
Struping	1 <i>NOK/kWh</i>	43 213 <i>kWh</i>
Total kostnad	6 934 700 <i>NOK</i>	

8 Predikeringsmodeller til drift av mikronett

For å kunne optimere driften av mikronettet er det behov for å kunne predikere hvordan forbruk og produksjon vil se ut frem i tid. Dette kapittelet presenterer hvordan det er laget modeller for prediksjon av forbruk og produksjon som bruker værmeldinger som er tilgjengelig for alle. Modellene blir laget ved å bruke parameterestimering for å finne parametrene i en antatt modell. Notasjonen ”-” brukes for data som er modellert basert på faktiske målinger og ”^” brukes for data som er predikert basert på værmeldinger.

8.1 Predikert effektforbruk

For modellering av forbruket på Froan antas det en modell som vist i ligning 8.1. Modellen tar utgangspunkt i at det er et konstant forbruk som basis med variasjoner som er avhengig av utetemperaturen og mengden vind som kan bidra til ekstra kjøling. Det konstante forbruket er den ukjente parameteren γ_1 . De to andre ukjente parameterne γ_2 og γ_3 representerer hhv. hvor mye temperatur og vind påvirker forbruket. Det modellerte forbruket $\bar{F}_1[t]$ er avhengig av de ukjente parameterne, temperaturen og vindhastigheten i samme tidspunkt.

$$\bar{F}_1[t] = \gamma_1 + \gamma_2 \cdot temp[t] + \gamma_3 \cdot vind[t] \quad (8.1)$$

Ved å definere en kostnadsfunksjon som vist i ligning 8.2 kan optimering brukes for å bestemme parameterne i forbruksmodellen. Ligning 8.2 som er kvadratet av avviket mellom det målte forbruket og det modellerte forbruket er kostnadsfunksjonen som skal minimeres. Modellen i ligning 8.1 er begrensningen i optimeringen.

$$J = \sum_{t=1}^N (F_1[t] - \bar{F}_1[t])^2 \quad (8.2)$$

Etter at parameterne i modellen er funnet vil de brukes til å predikere forbruket. Modellen vil se helt lik ut, men det brukes temperatur og vindhastighet fra værmeldingen i stedet for faktiske målinger som vist i ligning 8.3. Det resulterer i det predikerte forbruket $\hat{F}_1[t]$. Predikeringsprogrammet er lagt ved i vedlegg G.

$$\hat{F}_1[t] = \gamma_1 + \gamma_2 \cdot \hat{temp}[t] + \gamma_3 \cdot \hat{vind}[t] \quad (8.3)$$

8.2 Predikert effektproduksjon fra solceller

For modellering av produksjon fra solceller på Froan antas det en modell som vist i ligning 8.4. Modellen tar utgangspunkt i at det vil bare være produksjon når solen er oppe og at effektproduksjonen er størst når solen står normalt på solcellepanelet. I tillegg vil mengden skyer på himmelen påvirke solinnstrålingen og dermed også produksjonen. Parameteren λ_1 representerer hvor mye vinkelen mellom sola og normalen til panelet påvirker produksjonen. Parameteren λ_2 representerer hvor mye mengden skyer har å si for produksjonen. Solvinkelen regnes ut ved hjelp av ligning 3.5. Andelen skyer er 1 når det er helt overskyet og 0 når himmelen er skyfri. Effektproduksjonen fra solcellene gis i effekt per installert effekt da modelleringen skal være tilpasningsdyktig for ulike størrelser PV-anlegg.

$$\bar{p}_1[t] = \lambda_1 \cdot (1 - skymengde[t] \cdot \lambda_2) \cdot solvinkel[t] \quad (8.4)$$

Ved å definere en kostnadsfunksjon som vist i ligning 8.5 kan optimering brukes for å bestemme parameterne i forbruksmodellen. Ligning 8.5 som er kvadratet av avviket mellom den målte produksjonen og den modellerte produksjonen er kostnadsfunksjonen som skal minimeres. Modellen i ligning 8.4 er begrensningen i optimeringen.

$$J = \sum_{t=1}^N (p_1[t] - \bar{p}_1[t])^2 \quad (8.5)$$

Etter at parameterne i modellen er funnet vil de brukes til å predikere produksjonen fra solcellene. Modellen vil se helt lik ut, men det brukes skymengde fra værmeldingen i stedet for faktiske målinger som vist i ligning 8.6. Det resulterer i den predikerte produksjonen $\hat{p}_1[t]$. Predikeringsprogrammet er lagt ved i vedlegg H.

$$\hat{p}_1[t] = \lambda_1 \cdot (1 - \text{skymengde}[t] \cdot \lambda_2) \cdot \text{solvinkel}[t] \quad (8.6)$$

8.3 Predikert effektproduksjon fra vindturbin

Det blir ikke laget en egen modell for prediksjon av effektproduksjonen fra vindturbinen da det ikke er en vindturbin på Froan å modellere, men det virker heller ikke nødvendig. På samme måte som i kapittel 6.2 brukes effektkurven i figur 3.2 til å regne om fra vindhastighet til produsert effekt. Ligning 8.7 viser at den predikerte effektproduksjonen fra vind $\hat{p}_2[t]$ er gitt av vindhastigheten i værmeldingen $\hat{v}ind[t]$.

$$\hat{p}_2[t] = \text{Effektkurve}(\hat{v}ind[t]) \quad (8.7)$$

8.4 Metoder for modellering

Metode 1

En metode som vurderes for å predikere forbruket på Froan tar utgangspunkt i forbruksmålinger for et helt år. Ved å bruke målinger for et helt år i fremgangsmåten beskrevet i kapittel 8.1 lages det en forbruksmodell som gjelder for hele året. Når forbruket skal predikeres for den korte perioden som vises i værmeldingen brukes de samme modellparameterne som gjelder for hele året. Denne metoden brukes ikke nøyaktig som beskrevet for å predikere produksjonen til solcellene da de nødvendige målingene ikke eksisterer for et helt år. For modellen som brukes til prediksjon av effektproduksjon fra solceller trengs det data om skymengde. Det er ikke målt på Froan slik at første dag av hver værmelding antas å være den faktiske skymengden slik at en modell for tidsperioden fra og med 17. februar til og med 12. mars kan lages.

Metode 2

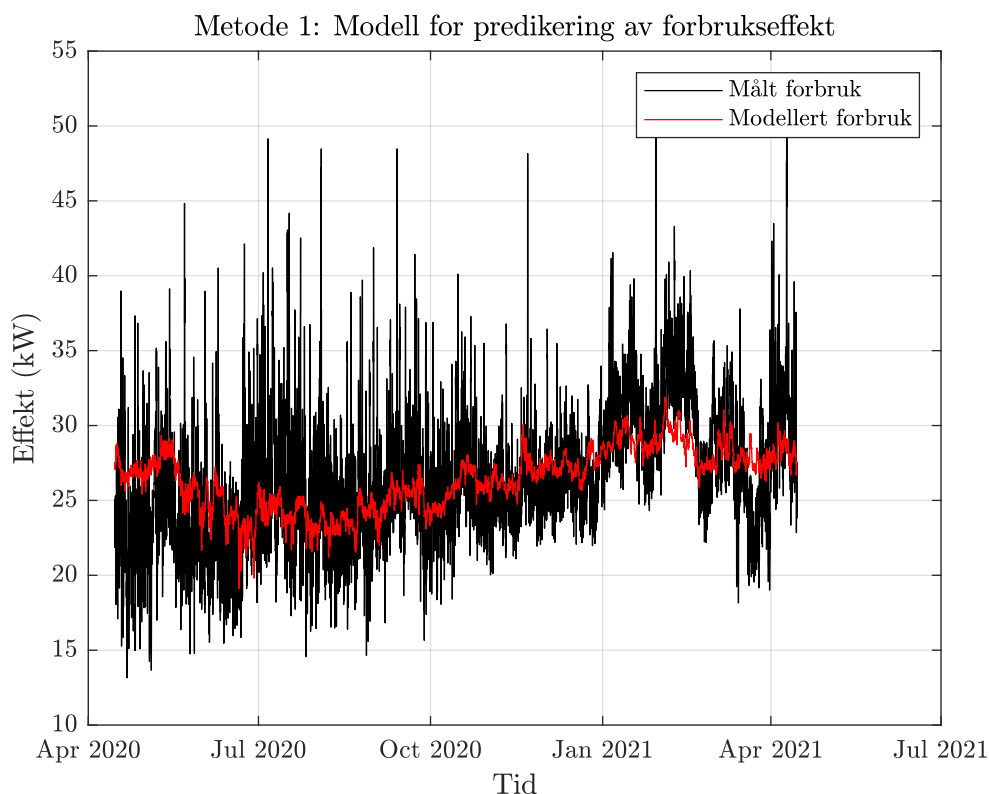
Den andre metoden for prediksjon av forbruk og produksjon som undersøkes er en online-metode som lager en ny modell hver gang forbruket og produksjonen skal predikeres. Tanken er at en modell for februar vil være bedre til å predikere forbruk og produksjon i februar enn hva en modell for hele året er. Siden det ikke er realistisk å bruke målinger fra samme tidsperiode som man skal predikere for, vil de siste 7 døgn brukes som predikeringsgrunnlag. Når forbruk og produksjon skal predikeres lages det en modell for de forrige 7 døgnene som beskrevet i kapittel 8.1 og 8.2 og modellparameterne brukes for å predikere for de neste døgnene i værmeldingen.

8.5 Resultater

Prediksjon av forbruk

Metode 1

Figur 8.1 viser hvordan det modellerte forbruket er sammenlignet med det faktiske. Tabell 8.1 viser parameterverdiene, verdien på kostnadsfunksjonen per dag og avviket i energi for det modellerte forbruket. Ved å bruke denne modellen vil prediksjonene av forbruket fra 17. februar og 12. mars vises i hhv. figur 8.2 og 8.3. Tabell 8.2 viser hvor stort avviket mellom predikert energiforbruk og faktisk energiforbruk er for både de tre første dagene og alle de ni dagene i varmeldingen for begge prediksjonene.



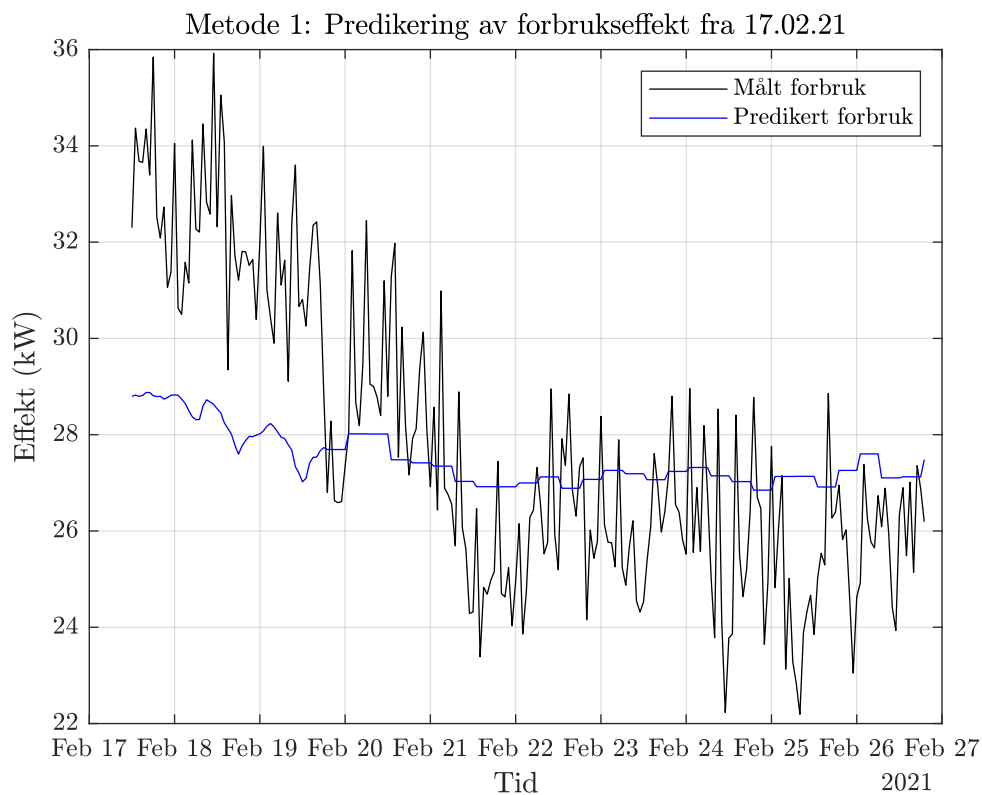
Figur 8.1: Målt og modellert forbruk på Froan i løpet av et helt år.

Tabell 8.1: Modellparametre for forbruk ved metode 1.

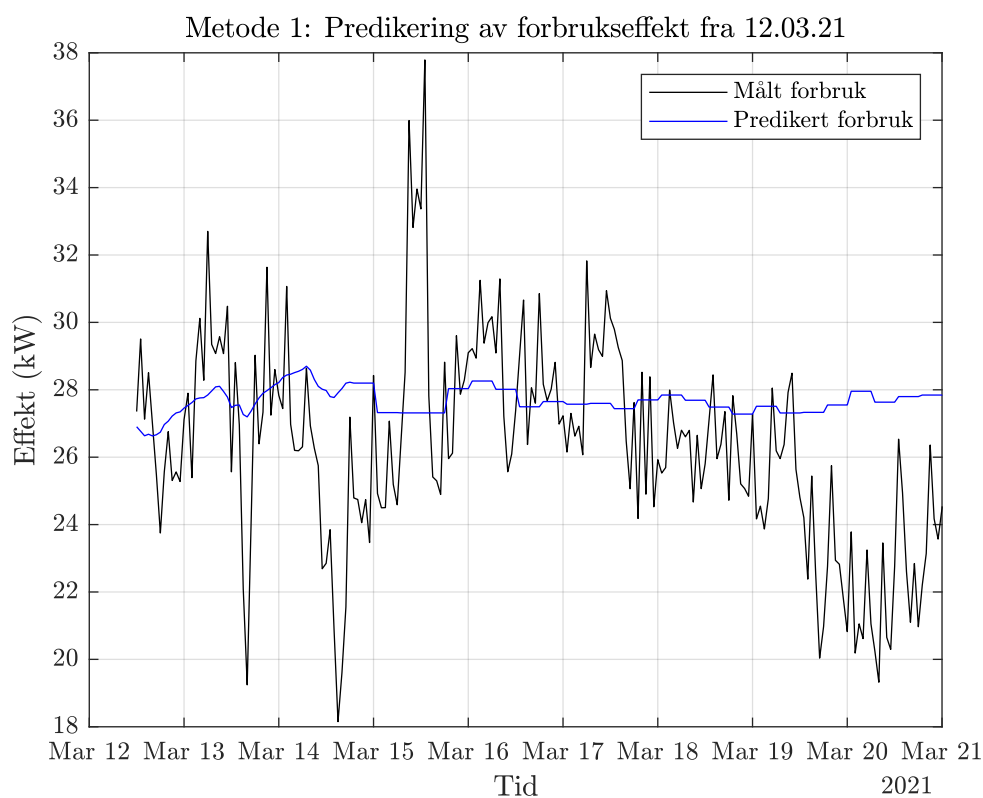
Parameter	γ_1	γ_2	γ_3	J/dag	Avvik energiforbruk (kWh)
Verdi	28,7982	-0,3930	0,0824	366,9404	0,0000

Tabell 8.2: Avvik mellom predikert og faktisk energiforbruk ved metode 1.

	Avvik energi, 3 dager (kWh)	Avvik energi, 9 dager (kWh)
Prediksjon 17.02	-230,3853	-77,0258
Prediksjon 12.03	77,4921	366,0329



Figur 8.2: Predikering av forbruk fra 17.02.21 ved metode 1.



Figur 8.3: Predikering av forbruk fra 12.03.21 ved metode 1.

Metode 2

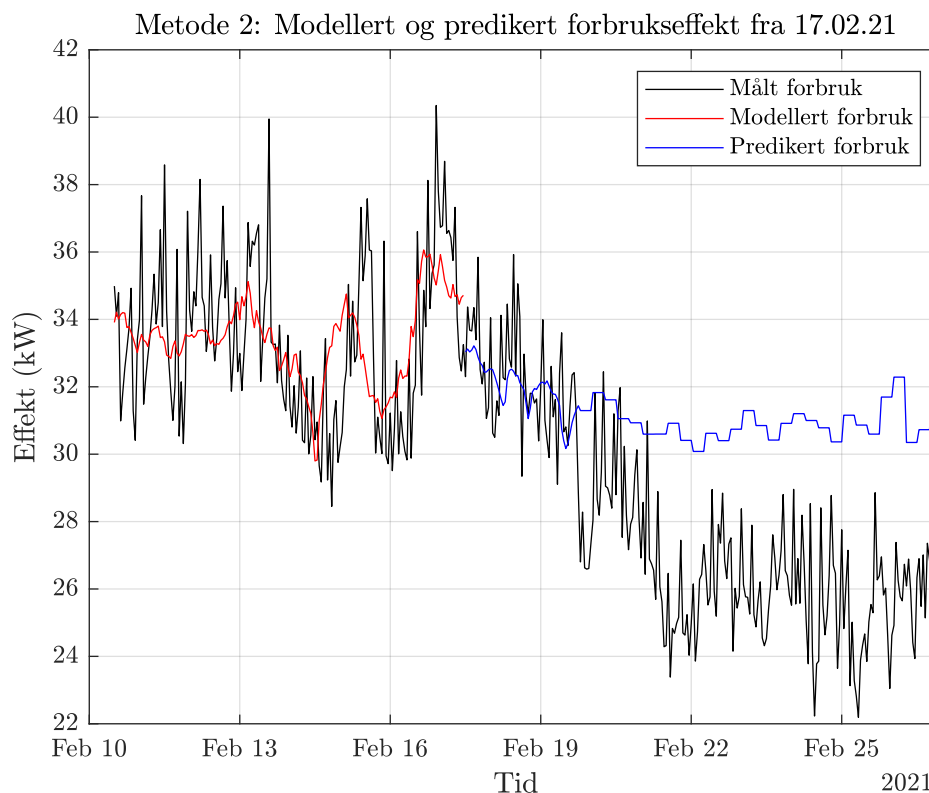
Tabell 8.3 viser parameterverdiene og verdien på kostnadsfunksjonen per dag for både predikeringen av forbruket fra 17. februar og 12. mars. Tabell 8.4 viser hvor stort avviket mellom predikert energiforbruk og faktisk energiforbruk er for både de tre første dagene og alle de ni dagene i værmeldingen for begge predikeringene. Figur 8.4 og 8.5 viser både det modellerte forbruket bakover i tid og det predikerte forbruket fremover i tid sammenlignet med det faktiske forbruket fra hhv. 17. februar og 12. mars.

Tabell 8.3: Modellparametre for forbruk ved metode 2.

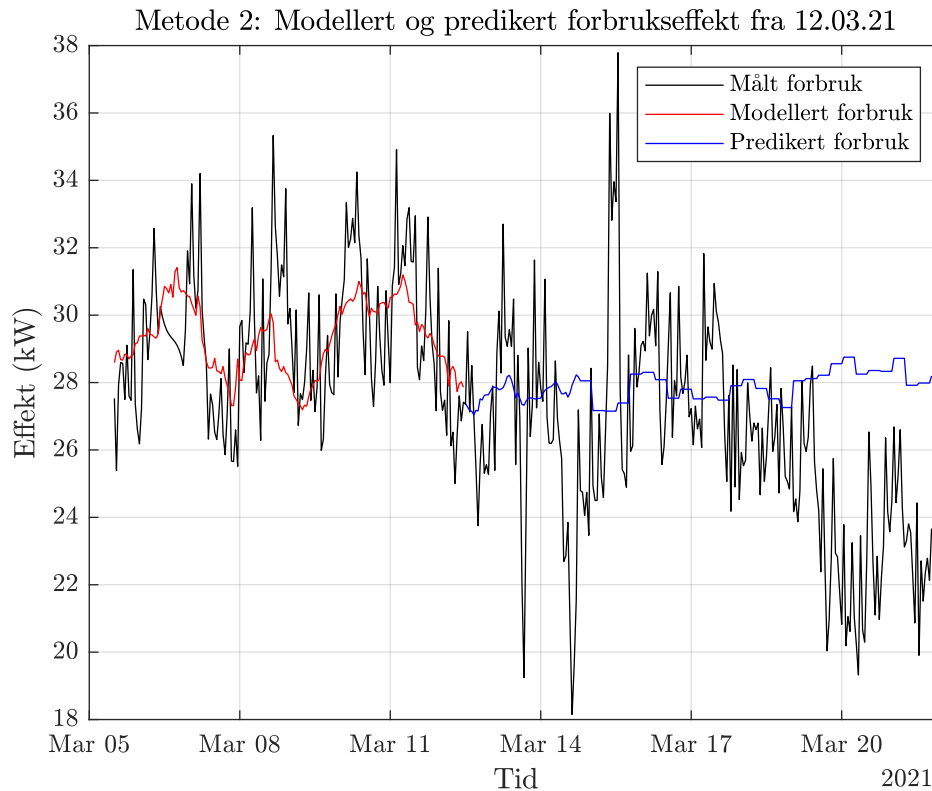
Parameter	γ_1	γ_2	γ_3	J/dag
Modell 17.02	30,9240	-0,3636	0,2874	108,5240
Modell 12.03	27,6804	-0,2243	0,1744	84,3691

Tabell 8.4: Avvik mellom predikert og faktisk energiforbruk ved metode 2.

	Avvik energi, 3 dager (kWh)	Avvik energi, 9 dager (kWh)
Prediksjon 17.02	38,7548	753,7536
Prediksjon 12.03	72,0390	406,5241



Figur 8.4: Målt, modellert og predikert forbruk fra 17.02.21 ved metode 2.



Figur 8.5: Målt, modellert og predikert forbruk fra 12.03.21 ved metode 2.

Predikering av produksjon

Metode 1

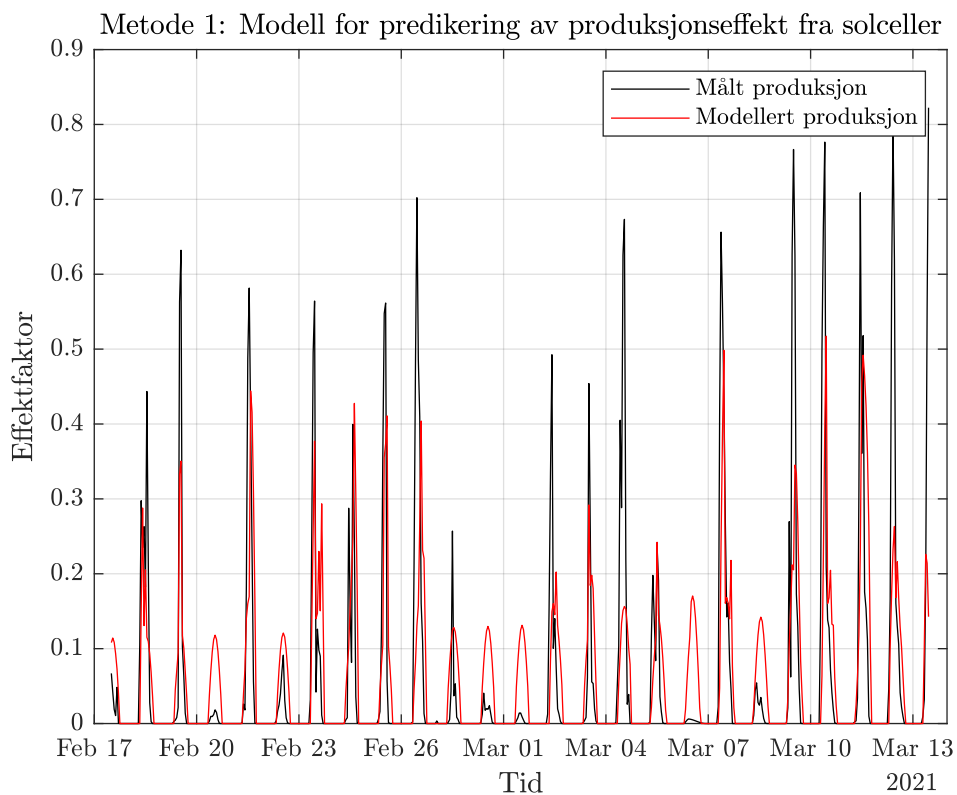
Figur 8.6 viser hvordan den modellerte produksjonen fra solcellene er sammenlignet med det faktiske. Tabell 8.5 viser parameterverdiene, verdien på kostnadsfunksjonen per dag og avviket i antall fullasttimer for den modellerte produksjonen. Ved å bruke denne modellen vil predikeringene av produksjonen fra solcellene fra 24. februar og 12. mars vises i hhv. figur 8.7 og 8.8. Tabell 8.6 viser hvor stort avviket mellom predikert antall fullasttimer og faktisk antall fullasttimer er for både de tre første dagene og alle de ni dagene i værmeldingen for begge predikeringene.

Tabell 8.5: Modellparametre for produksjon fra solceller ved metode 1.

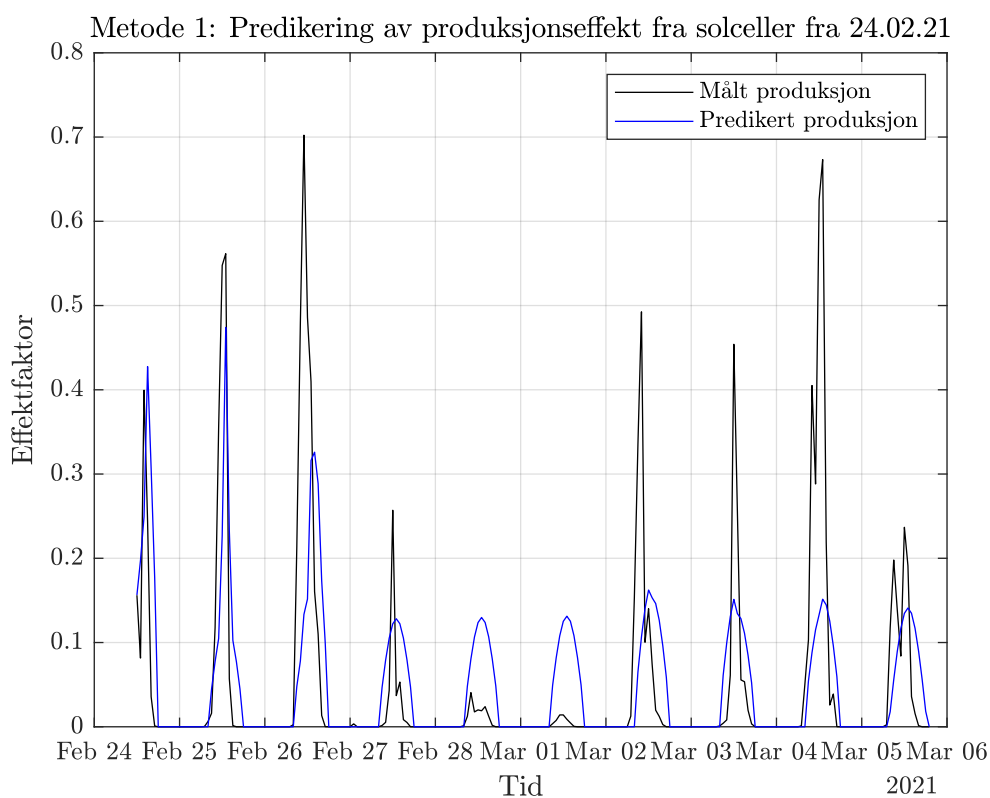
Parameter	λ_1	λ_2	J/dag	Avvik fullasttimer (h)
Verdi	0,4510	0,76098	0,3171	-0,5521

Tabell 8.6: Avvik mellom predikert og faktisk antall fullasttimer for solceller ved metode 1.

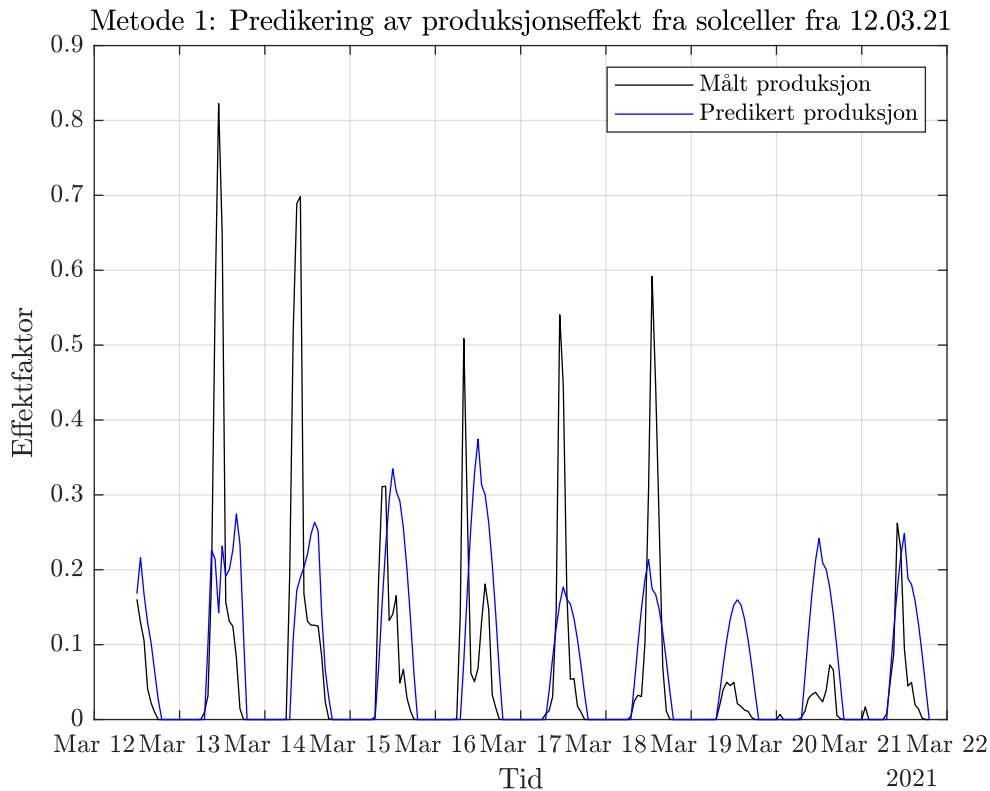
	Avvik fullasttimer, 3 dager (h)	Avvik fullasttimer, 9 dager (h)
Prediksjon 24.02	-0,1168	-0,2968
Prediksjon 12.03	-2,4924	-1,2454



Figur 8.6: Målt og modellert produksjon fra solceller på Froan i løpet av et helt år.



Figur 8.7: Predikering av produksjon fra solceller fra 24.02.21 ved metode 1.



Figur 8.8: Predikering av produksjon fra solceller fra 12.03.21 ved metode 1.

Metode 2

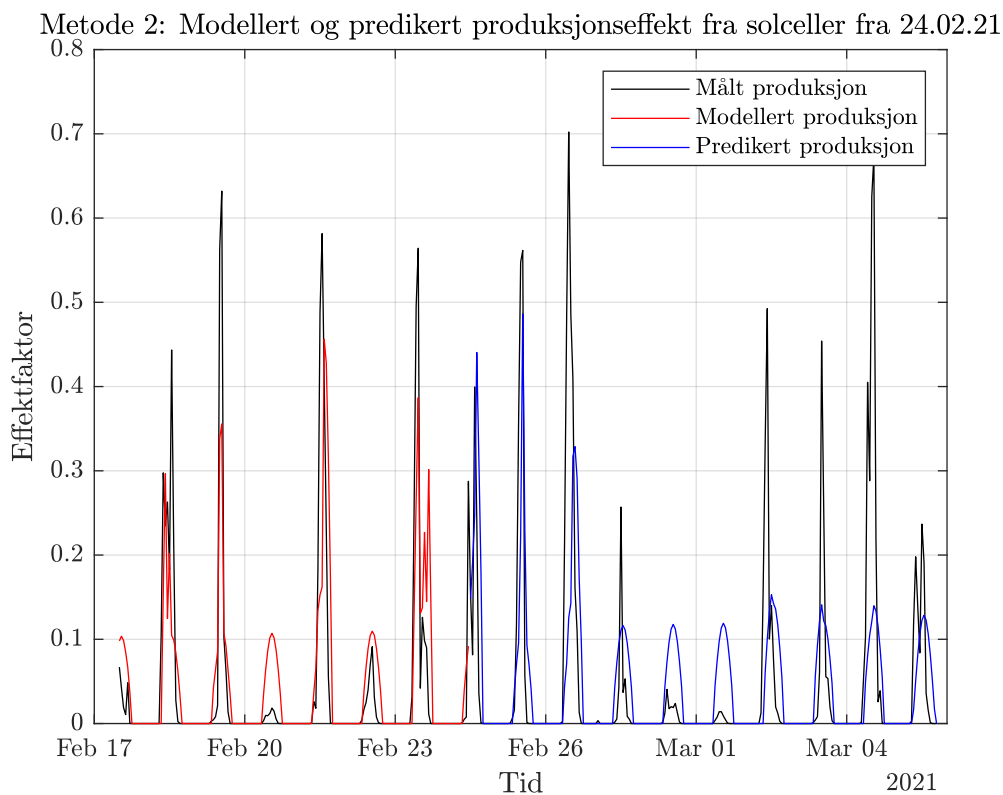
Tabell 8.7 viser parameterverdiene og verdien på kostnadsfunksjonen per dag for både predikeringen av produksjonen fra solcellene fra 24. februar og 12. mars. Tabell 8.8 viser hvor stort avviket mellom predikert antall fullasttimer og faktisk antall fullasttimer er for både de tre første dagene og alle de ni dagene i værmeldingen for begge predikeringene. Figur 8.9 og 8.10 viser både den modellerte produksjonen fra solcellene bakover i tid og den predikerte produksjonen fra solcellene fremover i tid sammenlignet med den faktiske produksjonen fra hhv. 24. februar og 12. mars.

Tabell 8.7: Modellparametre for produksjon fra solceller ved metode 2.

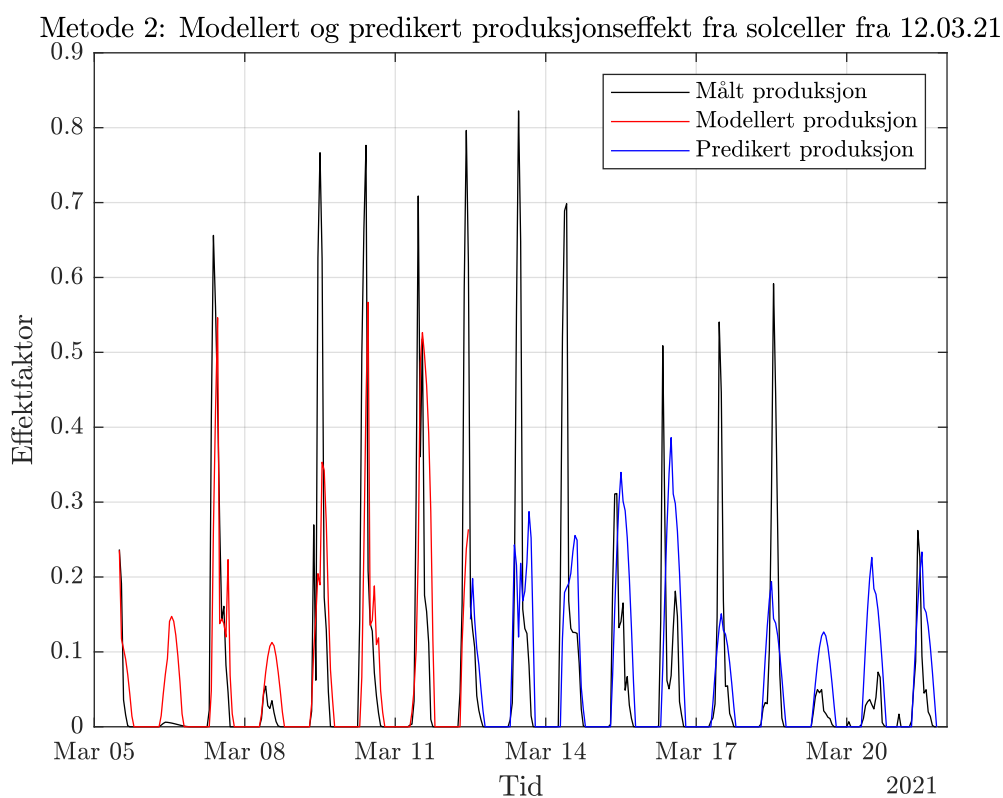
Parameter	λ_1	λ_2	J/dag
Modell 24.02	0,3994	0,7960	0,1617
Modell 12.03	0,5895	0,8489	0,4426

Tabell 8.8: Avvik mellom predikert og faktisk antall fullasttimer for solceller ved metode 2.

	Avvik fullasttimer, 3 dager (h)	Avvik fullasttimer, 9 dager (h)
Prediksjon 24.02	-0,8868	-2,3366
Prediksjon 12.03	-1,9757	-0,3744



Figur 8.9: Målt, modellert og predikert produksjon fra solceller fra 24.02.21 ved metode 2.



Figur 8.10: Målt, modellert og predikert produksjon fra solceller fra 12.03.21 ved metode 2.

9 Drift av mikronett

Dette kapittelet presenterer hva som er gjort for å planlegge optimal drift av mikronettet på Froan. Først presenteres optimeringsproblemet for drift av mikronettet med begrensninger og en kostnadsfunksjon som skal minimeres. Deretter vises resultatene av hvordan det fungerer å optimere driften av mikronettet i ulike scenarioer.

9.1 Optimeringsproblem for drift

Optimeringsproblemet for drift av det tiltenkte mikronettet på Froan vil bli formulert i dette kapittelet. Først vil begrensningene i optimeringsproblemet formuleres ut i fra krav knyttet til forbruk, produksjon og lagring som er nødt til å oppfylles. Deretter vil en kostnadsfunksjon formuleres som skal straffe uønsket drift av mikronettet.

Forbruk og produksjon

Optimeringsproblemet for driften av mikronettet vil ligne på optimeringsproblemet for dimensjoneringen ettersom det er flere av begrensningene som vil gjelde for et mikronett uansett. Første begrensning vil være at predikert effektproduksjon må være lik predikert effektforbruk som vist i ligning 9.1. $\hat{P}_1[t]$, $\hat{P}_2[t]$ og $\hat{P}_3[t]$ er predikert effektproduksjon fra hhv. solceller, vindturbin og dieselgenerator i tidspunkt t . $\hat{L}[t]$ er predikert batterieffekt, der utlading er definert som positiv effekt. $\hat{F}_1[t]$ er predikert effektforbruk på Froan og $\hat{F}_2[t]$ er predikert overskuddseffekt som ikke kan brukes og må strupes.

$$\hat{P}_1[t] + \hat{P}_2[t] + \hat{P}_3[t] + \hat{L}[t] = \hat{F}_1[t] + \hat{F}_2[t], \quad \forall t \quad (9.1)$$

Den predikerte effekten $\hat{P}_k[t]$ er gitt av hvor mye av den installerte effekten som produseres i hvert tidspunkt som vist i ligning 9.2. I motsetning til i optimeringsproblemet for dimensjoneringen av mikronettet er den installerte effekten $P_{k,installert}$ en kjent variabel. Videre i oppgaven vil den installerte effekten for produksjonsenhetene være lik resultatene i 7.5. Predikert effektproduksjon per installert effekt er $\hat{p}_k[t]$ og for solcellene og vindturbinen beregnes disse fra prediksjonsmodellene beskrevet i kapittel 8.2 og 8.3.

$$\hat{P}_k[t] = \hat{p}_k[t] P_{k,installert}, \quad k = 1, 2, 3, \quad \forall t \quad (9.2)$$

I dette optimeringsproblemet vil $\hat{P}_1[t]$, $\hat{P}_2[t]$, $P_{3,installert}$ og $\hat{F}_1[t]$ være de kjente variablene. Variablene $\hat{p}_3[t]$, $\hat{L}[t]$ og $\hat{F}_2[t]$ er frie variabler som bestemmes av optimeringsalgoritmen. Om strupingen tillates å være negativ vil det bety at energi kan hentes fra ingenting, slik at derfor brukes ligning 9.3. Ligning 9.4 brukes ettersom dieselgeneratoren verken kan produsere negativ effekt eller mer enn den installerte effekten.

$$\hat{F}_2[t] \geq 0, \quad \forall t \quad (9.3)$$

$$0 \leq \hat{p}_3[t] \leq 1, \quad \forall t \quad (9.4)$$

Skal det planlegges drift med nedetid på grunn av vedlikehold av komponenter i mikronettet kan det løses ved å formulere ekstra begrensninger. Om ligning 9.5 brukes vil optimeringen ta hensyn til nedetiden.

Ligning 9.5 er et eksempel der både vindturbinen og dieselgeneratoren er skrudd av slik at det ikke er effektproduksjon i tidspunkt t .

$$\begin{aligned} \hat{p}_2[t] &= 0 \\ \hat{p}_3[t] &= 0 \end{aligned} \tag{9.5}$$

Batteri

Dynamikken til batteriet vises i ligning 9.6 der $\hat{x}[t+1]$ er predikert lagret energi på batteriet i tidspunkt $t+1$ som bestemmes av predikert lagret energi $\hat{x}[t]$ og predikert batterieffekt $\hat{L}[t]$ i forrige tidspunkt. A er en skalar som representerer selvutlading mellom tidsstegene og B er en skalar som regner om batterieffekten til hvor mye energi som blir gitt til eller tatt fra batteriet. I denne optimeringen er tidssteget på 1 time slik at A satt til 0,9996 for å tilsvare lik selvutlading som i ligning 7.7 der tidssteget er på 24 timer. B er dermed satt til -1.

$$\hat{x}[t+1] = A\hat{x}[t] + B\hat{L}[t], \quad A = 0,9996, \quad B = -1 \tag{9.6}$$

Energien som er lagret på batteriet er begrenset av minimum og maksimum kapasitet som vist i ligning 9.7 der X er total kapasitet på batteriet og x_r er hvor mye av batteriets totale kapasitet som kan brukes. I denne optimeringen blir x_r satt til 0,8 slik at batteriet vil operere mellom 10 % og 90 % av total kapasitet. X er en nå en kjent variabel som vil være lik resultatet for batterikapasiteten i 7.5.

$$\left(\frac{1-x_r}{2}\right)X \leq \hat{x}[t] \leq \left(x_r + \frac{1-x_r}{2}\right)X, \quad x_r = 0,8 \tag{9.7}$$

Kostnad

Ligning 9.8 viser kostnaden til dieselforbruk og struping i perioden det planlegges for. Kostnadene c_5 og c_6 som brukes her er de samme som er nevnt i kapittel 7.1. I tillegg til denne kostnaden vil det formuleres ikke-reelle kostnader som har som hensikt å straffe hendelser i driften.

$$J_1 = c_5 \sum_{t=1}^N \hat{p}_3[t] P_3 + c_6 \sum_{t=1}^N \hat{F}_2[t] \tag{9.8}$$

Ligning 9.9 har som hensikt å kunne begrense at batteriet lades helt ut. En høy kostnad c_7 brukes om det er ønskelig at batteriet inneholder mye energi til enhver tid. En annen måte å hindre at batteriet blir utladet på kan være å formulere en nedre begrensning på batteriet. Ligningene 9.10 og 9.11 brukes for å unngå at optimeringen vil at dieselgeneratoren skal skru seg av og på for ofte. Ligning 9.9 straffer driften av dieselgeneratoren ved å få den til å helst kjøre en hel time eller ingenting. Uten denne kostnaden vil optimeringen kunne si at dieselgeneratoren burde kjøre en halv time hver time slik at den må skrus av og på hver time. Ligning 9.11 straffer driften av dieselgeneratoren ved at den helst ikke skal endre hvor mye den kjøres hver time. Optimeringen vil da unngå at dieselgeneratoren skrus av og på annenhver time. Kostnadene c_8 og c_9 kan justeres ut i fra hvor streng man vil være med hvordan dieselgeneratoren skal driftes. Det vil testes ut ulike kostnader for c_7 , c_8 og c_9 på grunn av at det er forholdene mellom de som vil avgjøre den planlagte driften og at de ikke er reelle kostnader som kan justeres ut ifra ønsket drift. Den

totale kostnadsfunksjonen som vises i ligning 9.12 minimeres av optimeringsalgoritmen ved å bestemme de frie variablene.

$$J_2 = c_7 \sum_{t=1}^N (0,9 \cdot X - \hat{x}[t]) \quad (9.9)$$

$$J_3 = -c_8 \sum_{t=1}^N (0,5 - \hat{p}_3[t])^2 \quad (9.10)$$

$$J_4 = c_9 \sum_{t=1}^N (\hat{p}_3[t] - \hat{p}_3[t+1])^2 \quad (9.11)$$

$$J = J_1 + J_2 + J_3 + J_4 \quad (9.12)$$

Optimeringsverktøy

Optimeringsproblemet er programmert på samme måte som i kapittel 7. På grunn av at predikeringen av forbruk og produksjon har en tidshorison på ni dager er det mulig å ha kortere tidssteg i optimeringen enn tidligere. Predikeringene av forbruk og produksjon har tidssteg på én time slik at det blir også brukt her. Optimeringsprogrammet er vedlagt i vedlegg I.

9.2 Scenarioer for drift

Driften som planlegges vil i alle scenarioene gjelde fra og med 1. mars 2021 kl. 12:00. I alle scenarioene vil batteriet inneholde 750 kWh energi ved start. Om ikke annet er nevnt vil kostnadene i tabell 9.1 og alle ligningene utenom ligning 9.5 i kapittel 9.1 brukes til optimeringen.

Tabell 9.1: Kostnader til optimering av drift av mikronettet.

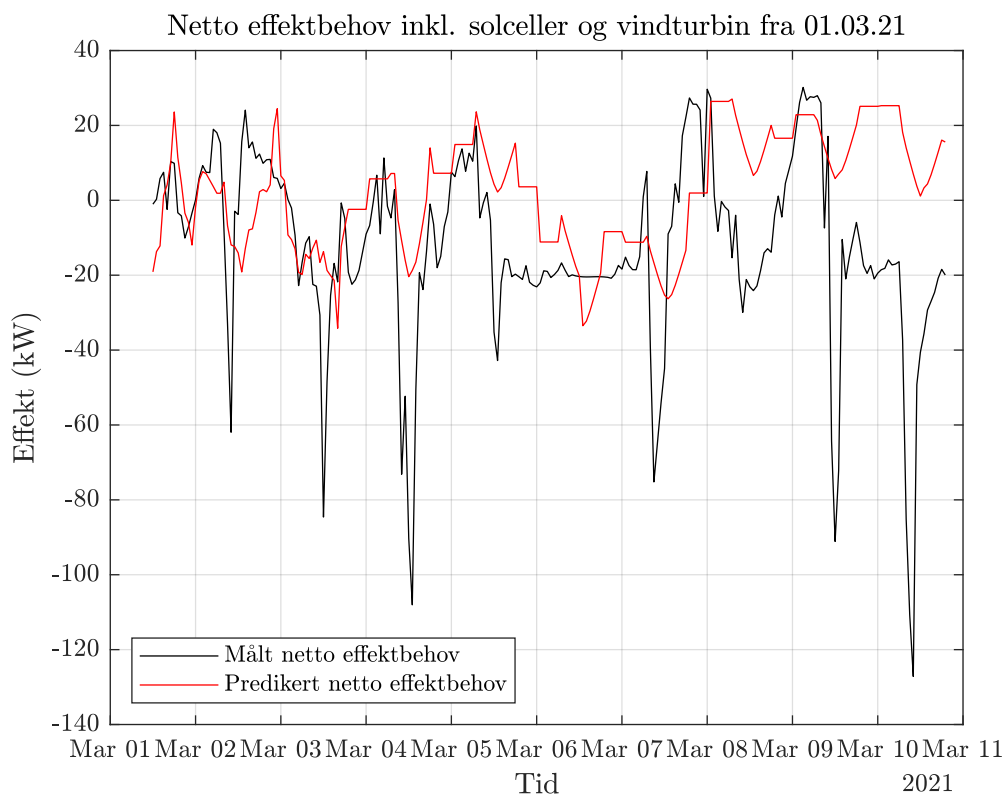
Kostnad	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
Verdi	5	1	0,1	100	50

De ulike scenarioene som driften av mikronettet optimeres for er beskrevet i følgende liste:

1. Bruke én værmelding til energiplanlegging av mikronettet 9 dager frem i tid.
2. Undersøke hvordan strengere kontroll av lagret energi påvirker energiplanleggingen. Det gjøres ved å endre kostnaden c_7 fra 0,1 til 1.
3. Undersøke hvordan strengere kontroll av lagret energi påvirker energiplanleggingen. Det gjøres ved å sette en nedre grense på batteriet til 750 kWh.
4. Undersøke hvordan nedetid på grunn av teknisk vedlikehold påvirker energiplanleggingen. Det gjøres ved å sette en begrensning som vist i ligning 9.5. Begrensningen sier at generatoren ikke kan kjøre 8. mars. I tillegg brukes den nedre begrensningen på batteriet på 750 kWh.
5. Undersøke hvordan MPC kan påvirke energiplanleggingen. Dette gjøres ved å bruke en ny værmelding hver dag kl. 12:00 og optimerer på nytt hver dag. De predikerte verdiene fra forrige optimering brukes som initialverdier i den nye optimeringen da det ikke er mulig å hente verdier fra et mikronett som ikke eksisterer.

9.3 Resultater

Scenario 1 til 4 bruker alle én værmelding for å predikere forbruk og produksjon. Det gjør at det predikerte forbruket og produksjonen fra solcellene og vindturbinen vil være likt. Figur 9.1 viser summen av disse tre sammenlignet med forbruk og produksjon basert på målinger fra Froan. Forbruk er definert som positiv effekt og produksjon er definert som negativ effekt.



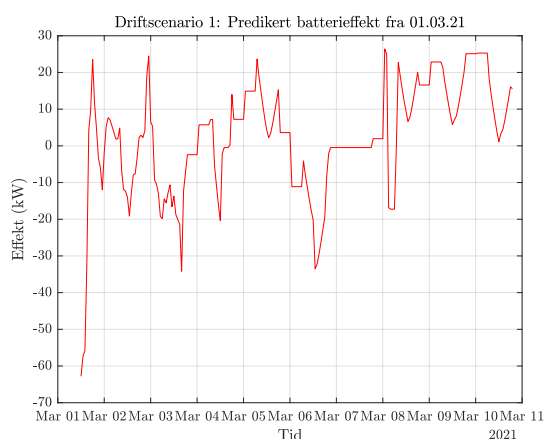
Figur 9.1: Netto effektbehov uten batteri og dieselgenerator basert på målinger og værmelding for driftscenario 1 til 4.

Driftscenario 1

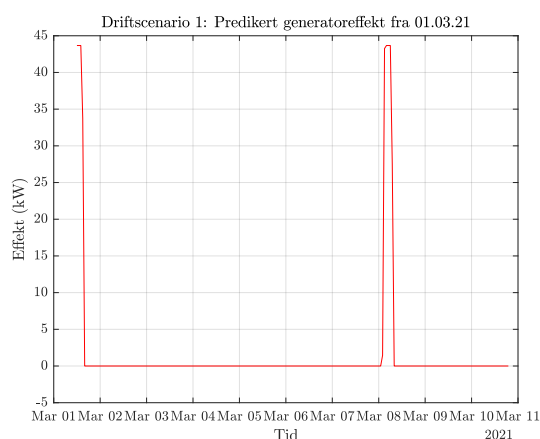
Tabell 9.2 viser hvor stort avviket mellom predikert netto effektbehov og faktisk netto effektbehov i kWh, hvor mye energi dieselgeneratoren må produsere og hvor lenge den må kjøre på maks effekt, hvor mye batteriets SoC endrer seg fra start til slutt av predikeringen og hvor mange kWh energi som er nødt til å strupes. Figur 9.2 viser den predikerte batterieffekten der positiv effekt er definert som utlading. Den optimale generatoreffekten vises i figur 9.3. Figur 9.4 viser batteriets SoC for den predikerte perioden. Effekten som predikeres å måtte strupes vises i figur 9.5.

Tabell 9.2: Resultater for driftscenario 1.

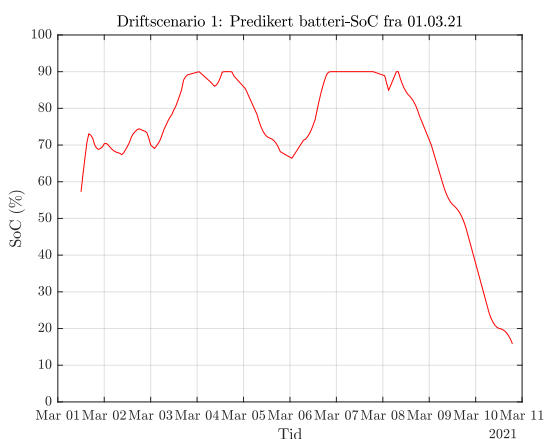
	Avvik i netto effektbehov (kWh)	Sum energi generator (kWh)	Sum fullsttimer generator (h)	Endring SoC (%)	Sum struping (kWh)
Resultat	3 291	368	8,43	-41,4	377



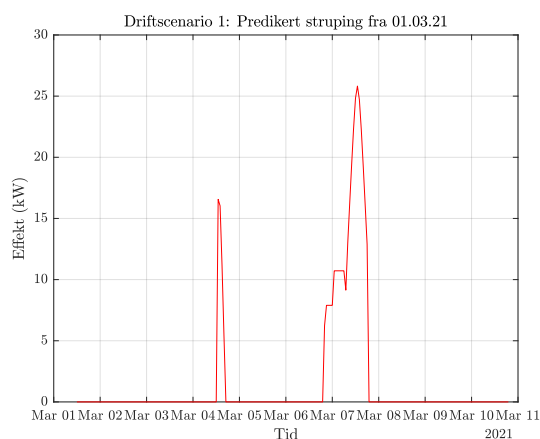
Figur 9.2: Predikert batterieffekt for driftscenario 1.



Figur 9.3: Predikert generatoreffekt for driftscenario 1.



Figur 9.4: Predikert SoC for batteriet for driftscenario 1.



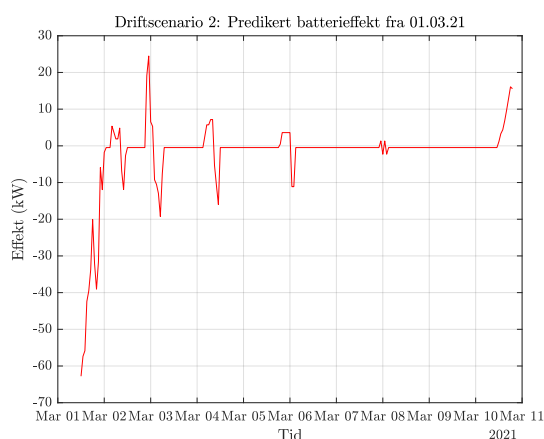
Figur 9.5: Predikert struping for driftscenario 1.

Driftscenario 2

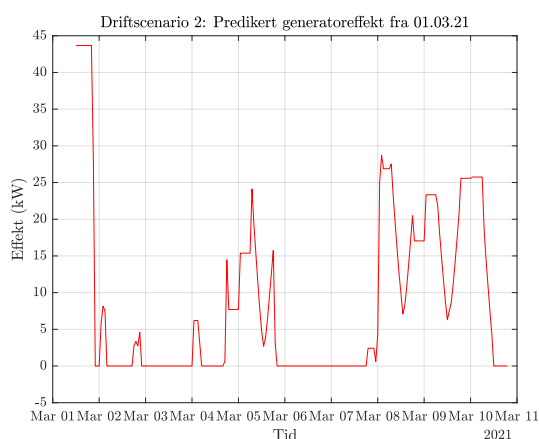
Tabell 9.3 viser hvor stort avviket mellom predikert netto effektbehov og faktisk netto effektbehov i kWh , hvor mye energi dieselgeneratoren må produsere og hvor lenge den må kjøre på maks effekt, hvor mye batteriets SoC endrer seg fra start til slutt av predikeringen og hvor mange kWh energi som er nødt til å strupes. Figur 9.6 viser den predikerte batterieffekten der positiv effekt er definert som utlading. Den optimale generatoreffekten vises i figur 9.7. Figur 9.8 viser batteriets SoC for den predikerte perioden. Effekten som predikeres å måtte strupes vises i figur 9.9.

Tabell 9.3: Resultater for driftscenario 2.

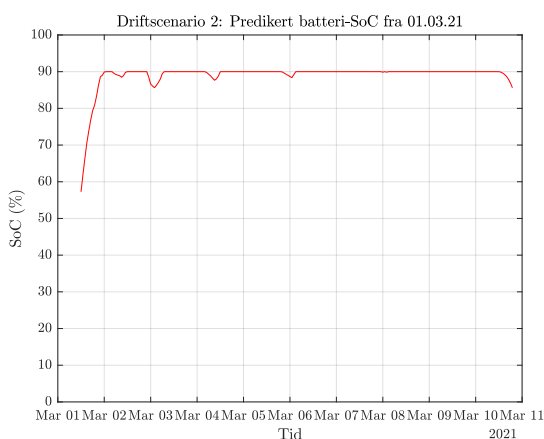
Resultat	Avvik i netto effektbehov (kWh)	Sum energi generator (kWh)	Sum fullstimer generator (h)	Endring SoC (%)	Sum struping (kWh)
	3 291	1 897	43,4	28,4	973



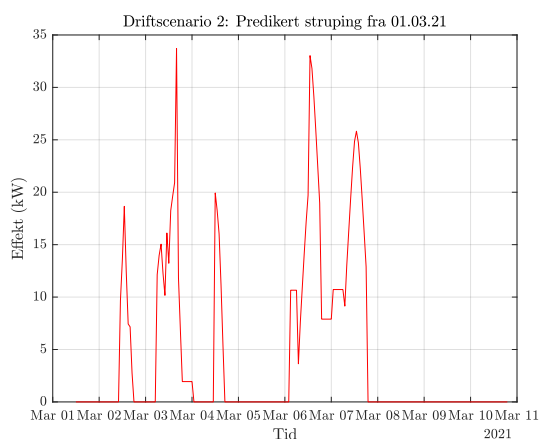
Figur 9.6: Predikert batterieffekt for driftscenario 2.



Figur 9.7: Predikert generatoreffekt for driftscenario 2.



Figur 9.8: Predikert SoC for batteriet for driftscenario 2.



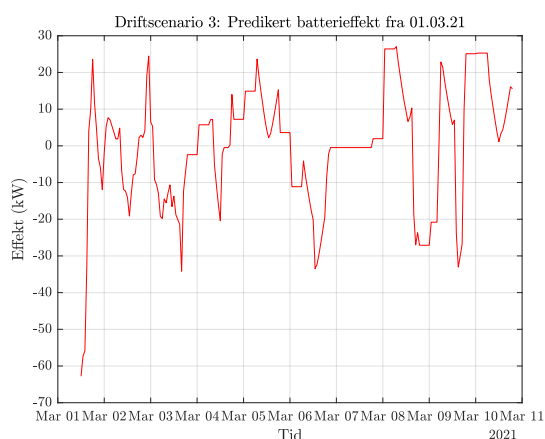
Figur 9.9: Predikert struping for driftscenario 2.

Driftscenario 3

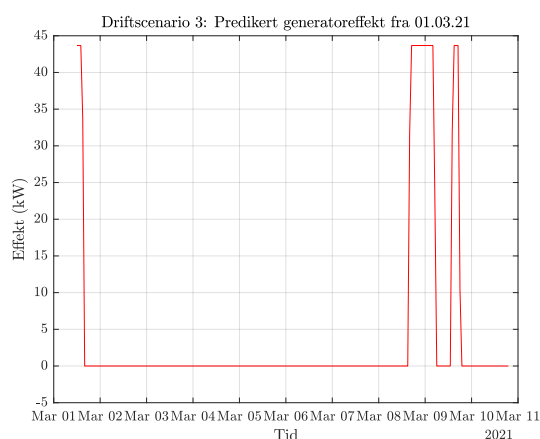
Tabell 9.4 viser hvor stort avviket mellom predikert netto effektbehov og faktisk netto effektbehov i *kWh*, hvor mye energi dieselgeneratoren må produsere og hvor lenge den må kjøre på maks effekt, hvor mye batteriets SoC endrer seg fra start til slutt av predikeringen og hvor mange *kWh* energi som er nødt til å strupes. Figur 9.10 viser den predikerte batterieffekten der positiv effekt er definert som utlading. Den optimale generatoreffekten vises i figur 9.11. Figur 9.12 viser batteriets SoC for den predikerte perioden. Effekten som predikeres å måtte strupes vises i figur 9.13.

Tabell 9.4: Resultater for driftscenario 3.

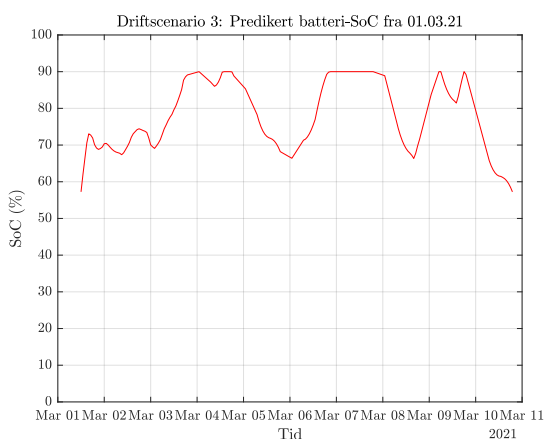
Resultat	Avvik i netto effektbehov (<i>kWh</i>)	Sum energi generator (<i>kWh</i>)	Sum fullsttimer generator (<i>h</i>)	Endring SoC (%)	Sum struping (<i>kWh</i>)
	3 291	918	21,0	0	377



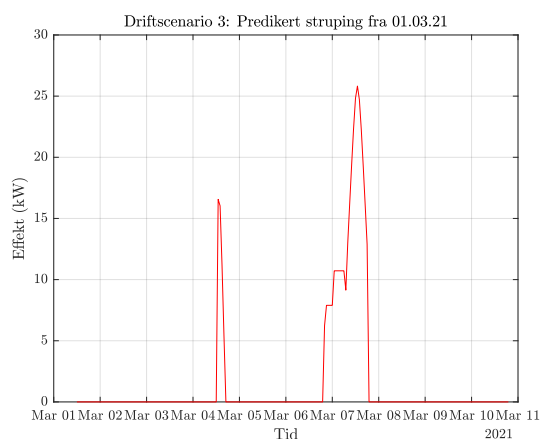
Figur 9.10: Predikert batterieffekt for driftscenario 3.



Figur 9.11: Predikert generatoreffekt for driftscenario 3.



Figur 9.12: Predikert SoC for batteriet for driftscenario 3.



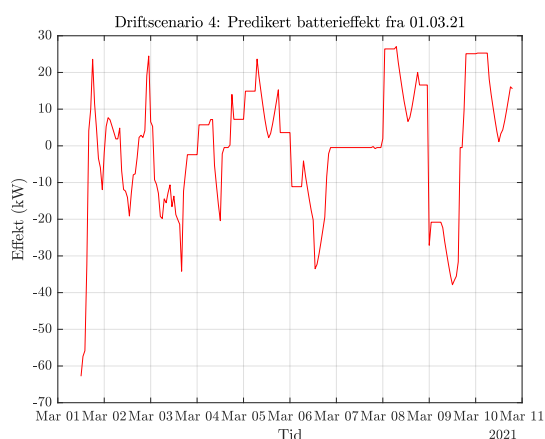
Figur 9.13: Predikert struping for driftscenario 3.

Driftscenario 4

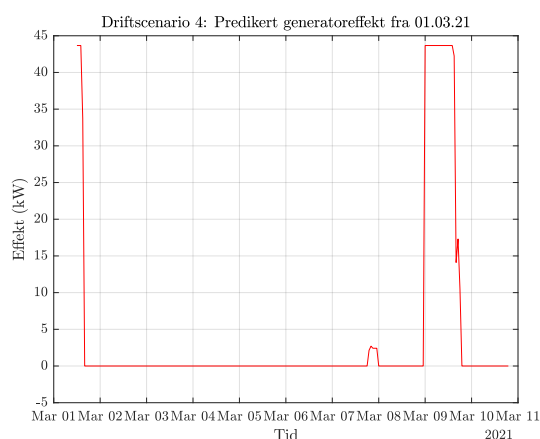
Tabell 9.5 viser hvor stort avviket mellom predikert netto effektbehov og faktisk netto effektbehov i kWh , hvor mye energi dieselgeneratoren må produsere og hvor lenge den må kjøre på maks effekt, hvor mye batteriets SoC endrer seg fra start til slutt av predikeringen og hvor mange kWh energi som er nødt til å strupes. Figur 9.14 viser den predikerte batterieffekten der positiv effekt er definert som utlading. Den optimale generatoreffekten vises i figur 9.15. Figur 9.16 viser batteriets SoC for den predikerte perioden. Effekten som predikeres å måtte strupes vises i figur 9.17.

Tabell 9.5: Resultater for driftscenario 4.

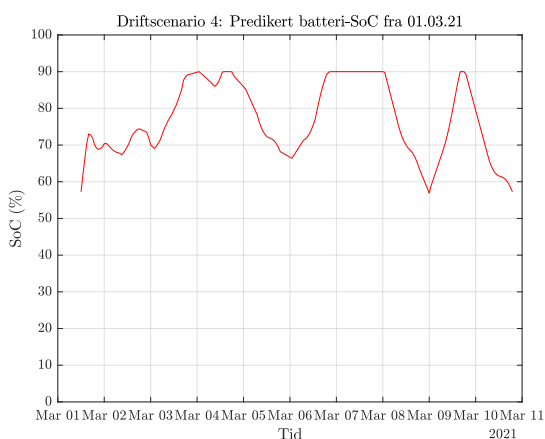
Resultat	Avvik i netto effektbehov (kWh)	Sum energi generator (kWh)	Sum fullsttimer generator (h)	Endring SoC (%)	Sum struping (kWh)
	3 291	916	21,0	0	377



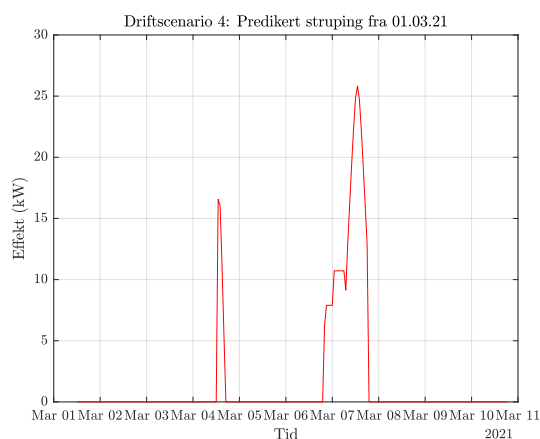
Figur 9.14: Predikert batterieffekt for driftscenario 4.



Figur 9.15: Predikert generatoreffekt for driftscenario 4.

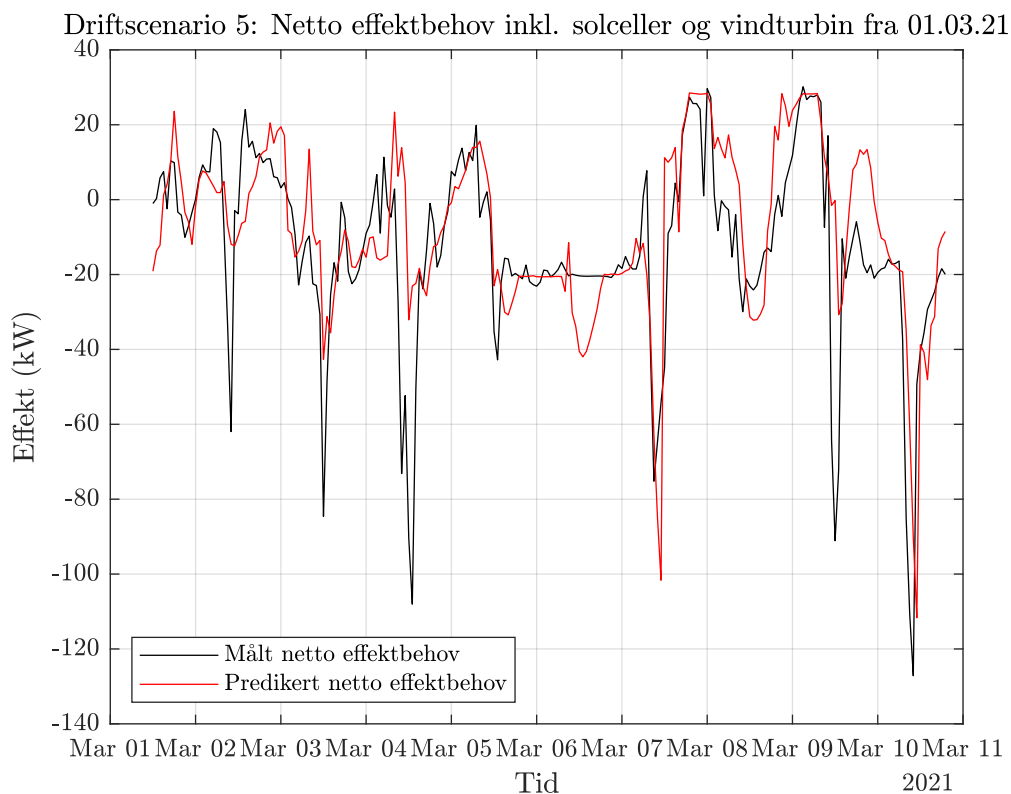


Figur 9.16: Predikert SoC for batteriet for driftscenario 4.



Figur 9.17: Predikert struping for driftscenario 4.

Driftscenario 5

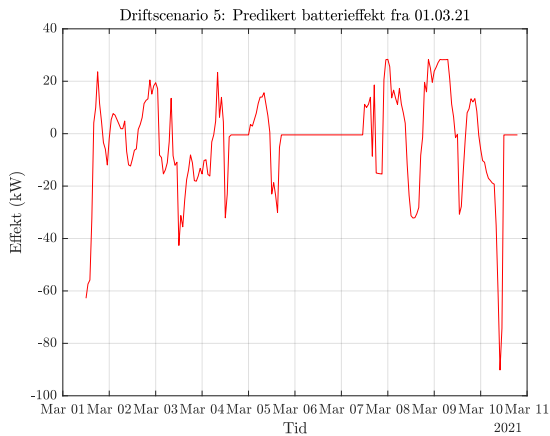


Figur 9.18: Netto effektbehov uten batteri og dieselgenerator basert på målinger og værmeldinger for driftscenario 5.

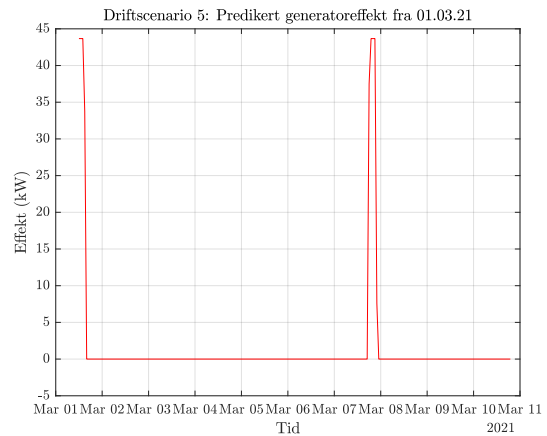
Det predikerte netto effektbehovet når prediksjon av forbruk og produksjon oppdateres hver dag vises i figur 9.18. Tabell 9.6 viser hvor stort avviket mellom predikert netto effektbehov og faktisk netto effektbehov i kWh , hvor mye energi dieselgeneratoren må produsere og hvor lenge den må kjøre på maks effekt, hvor mye batteriets SoC endrer seg fra start til slutt av predikeringen og hvor mange kWh energi som er nødt til å strupes. Figur 9.19 viser den predikerte batterieffekten der positiv effekt er definert som utlading. Den optimale generatoreffekten vises i figur 9.20. Figur 9.21 viser batteriets SoC for den predikerte perioden. Effekten som predikeres å måtte strupes vises i figur 9.22.

Tabell 9.6: Resultater for driftscenario 5.

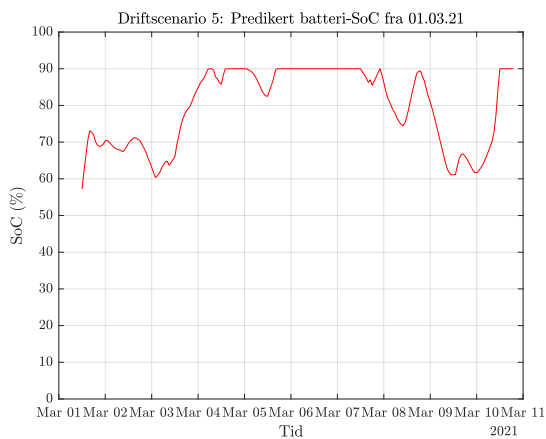
	Avvik i netto effektbehov (kWh)	Sum energi generator (kWh)	Sum fullsttimer generator (h)	Endring SoC (%)	Sum struping (kWh)
Resultat	952	299	6,84	32,7	1 651



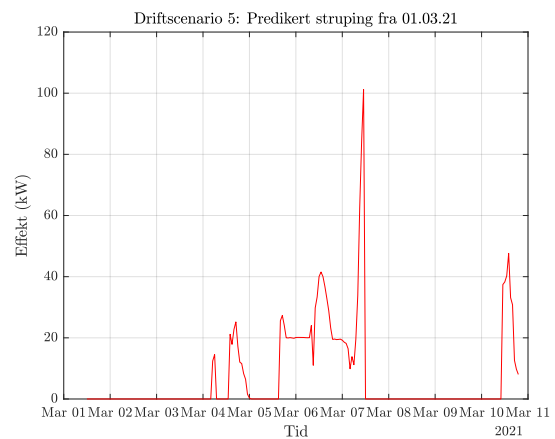
Figur 9.19: Predikert batterieffekt for driftscenario 5.



Figur 9.20: Predikert generatoreffekt for driftscenario 5.



Figur 9.21: Predikert SoC for batteriet for driftscenario 5.



Figur 9.22: Predikert struping for driftscenario 5.

10 Diskusjon

Dette kapittelet presenterer diskusjonen rundt fremgangsmåten og resultatene i oppgaven. Diskusjonen vil ta for seg kapitlene i oppgaven i tilnærmet kronologisk rekkefølge. Hvordan oppgaven møter spesifikasjonen skal reflekteres av diskusjonen.

10.1 Energianalyse av Froan

Forbruk

Forbruksmålingene fra Froan var preget av store perioder med manglende målinger og det varierte mye fra bygg til bygg hvor store perioder som manglet. Det var mulig å interpolere verdier for de byggene som hadde nok målinger, men flere bygg hadde færre enn to døgn med målinger som gjør det vanskelig å ekstrapolere målinger for et helt år. Ved å interpolere verdier ble det perioder for enkelte bygg med lite variasjoner i effektforbruket fra time til time og dag til dag på grunn av at pchip-interpoleringen ikke gjenskapte de variasjonene. Ved å se på måleseriene virker det som om det har vært noen oppstartsproblemer knyttet til innsamling av målinger da det er få mangler de siste månedene. Energimessig virker det ikke som om interpoleringen påvirker resultatene i stor grad ettersom de interpolerte verdiene ligger rundt gjennomsnittet og det er relativt lite tid med interpolerte verdier i forhold til tiden med gode målinger. Byggene som hadde alt for få målinger fikk enten duplisert forbruket til et annet bygg i samme kategori eller ble ikke regnet med i det totale forbruket. De husene som manglet for mange målinger fikk likt forbruk som andre hus og et feriehus som manglet for mange målinger fikk likt forbruk som et annet feriehus. Like bygg vil generelt ha likt forbruksmønster, men det er ikke tatt hensyn til hvor store byggene er for å kunne skalert forbruket etter størrelse. Det var byggene ID21 og ID22 som ikke ble regnet med i det totale forbruket som var henholdsvis en pir og en vannpumpe. Det er derfor mulig å anta at årsforbruket burde vært høyere enn de 231 600 kWh som var kalkulert for de andre byggene. Hvor stor effekt de utelatte byggene bruker og når de bruker effekt vites ikke, men om de har effekttopper som sammenfaller med resten av byggene kan det påvirke kravet til effektproduksjon i større grad enn til energiproduksjon.

Produksjon fra solceller

Siden målingene fra solcellepanelet på Froan var hentet inn i løpet av 9 måneder var det nødvendig for dimensjoneringen av mikronettet å skape målinger for 3 ekstra måneder. Måten det ble gjort på var ved å speile målingene om 1. juli som er en av dagene på året med flest soltimer. Sommersolverv som er dagen med flest soltimer er vanligvis rundt 10 dager tidligere, men det ble antatt at det avviket ikke ville ha mye å si i for dimensjoneringen ettersom det vil være variasjoner i effektproduksjonen til solceller fra dag til dag og år til år uansett. Det som det ikke er tatt hensyn til er om det er nevneverdige forskjeller i solinnstråling på grunn av forskjeller i været de tre månedene før og etter Sommersolverv. Om det er det kan det ha ført til både en høyere og lavere energiproduksjon fra solceller enn det som er beregnet.

Produksjon fra vindturbin

Værstasjonen på Froan har dessverre hatt problemer slik at værmålingene derfra ikke kunne bli brukt og det ble hentet målinger fra METs værstasjon på Halten i stedet. Halten er den nærmeste værstasjonen til Froan og begge stedene er omtrent like langt ute mot havet slik at det ikke vil være store forskjeller i været på de to stedene. I tillegg viser NVEs oversikt over årsmiddelvind at begge stedene har like stort potensiale for vindkraft.

Måten det er regnet om fra vindhastighet til effekt på er ved å lage en effektkurve per installert effekt ved å sammenligne fire Vestas-turbiner av ulik størrelse. Per nominell effekt var alle effektkurvene til de fire Vestas-turbinene veldig like, slik at når det bestemmes hvor stor vindturbinen som skal brukes i mikronettet skal være vil det ikke være store forskjeller i effektproduksjon fra det som er beregnet i oppgaven. Det er mulig andre vindturbiner har ulike effektkurver enn det Vestas-turbinene har, men størrelsesmessig innenfor samme produsent virker det som om det ikke er store forskjeller.

Resultater

Forbruksresultatene viser det er store variasjoner i effektforbruket i løpet av dagen. Den dagen med størst snitteffekt har en effekt på $43,67 \text{ kW}$, men høyeste momentaneffekt er på $63,07 \text{ kW}$. Det viser hvor viktig det er med regulerbar effektproduksjon i mikronettet for å kunne dekke uventede effekttopper. En generator vil kanskje ha mulighet til å dekke toppene, men er begrenset av den mekaniske tidsforsinkelsen som gjør at en generator ikke bare kan øke effekten momentant. Et batteri kan fungere som produsent og vil være i mye bedre stand enn en generator til å dekke raske og høye effekttopper. En generator og et batteri i mikronettet bør alltid være i stand til å dekke disse effekttoppene.

Målingene fra PV-anlegget på Froan viser at det har blitt produsert mer enn nominell effekt på solcellepanelet. Det er vanskelig å forklare hvorfor, men det er mulig det skyldes støy på målingene. En annen mulighet er at de tekniske dataene for solcellene er beregnet for et varmere klima, slik at virkningsgraden faktisk er høyere i det kalde klimaet i Norge. Uansett vil solceller på Froan ha en mye lavere kapasitetsfaktor enn en vindturbin. Vindressursene ute på Froan og Halten er såpass gode at en vindturbin vil kunne oppnå en kapasitetsfaktor på ca. 40 %. Sammenlignet med ca. 6 % for solceller gjør det at man får rundt 6 til 7 ganger mer energi per installert effekt ved å installere en vindturbin. En fordel med solceller er at man kan være sikker på når de ikke produserer energi slik at det er lettere å planlegge hvordan man skal klare å dekke forbruket om nettene.

10.2 Dimensjonering av mikronett

Optimeringskostnader

Alle kostnadene som brukes for komponentene i mikronettet er estimert ut ifra ulike kilder der det enten er snakk om et system med en gitt installert effekt eller er oppgitt en pris per installert effekt. Om man skal bestille solceller vil man mest sannsynlig få tilbud med en lavere pris per installert effekt om man bestiller mange solceller enn om man bestiller få. Kostnadene for solceller, vindturbin, batteri og dieselgenerator gir en god indikasjon på hva det vil koste å kjøpe inn komponentene i mikronettet, men den endelige kostnaden vil kunne konstateres etter at mikronettet er dimensjonert og man har bedt leverandører om tilbud. Når mikronettet skal bygges ut er også en viktig faktor for hva komponentene kommer til å koste. De fleste kostnadene gjelder for 2020 og 2021, men prisene på solceller, vindturbiner og batteri er rapportert at er på vei ned hvert år. Det kan bli ønskelig å bruke mer av teknologien som klarer å redusere kostnadene mest enn hva resultatene til denne oppgaven tilsier.

I tillegg til investeringskostnaden på de ulike komponentene kommer driftskostnadene. For solceller, vindturbin og batteri er det ikke regnet med en driftskostnad i dimensjoneringen av mikronettet. For de tre komponentene vil investeringskostnaden være mye større enn driftskostnadene og for at driftskostnadene skal gi et betydelig utslag i optimeringen av dimensjonen på komponentene må det være store forskjeller mellom de ulike komponentene. Det kunne vært mulig å innføre en kostnad på bruk av batteriet. Batterier har vanligvis en gitt levetid i antall ladesykluser og mye bruk av batteri i mikronettet vil føre til at batteriet må byttes ut tidligere. Driftskostnadene til dieselgeneratoren som regnes med er kostnadene for diesel og CO_2 -avgifter. Dieselkostnadene er beregnet som NOK/kWh som kan påvirkes av to faktorer. Om dieselgeneratoren produserer mer enn 3 kWh/L som er mulig på gode virkningsgrader vil det være billigere å bruke diesel, men om dieselprisen i seg selv øker vil det bli dyrere. CO_2 -avgiftene utgjør en grei andel av dieselkostnaden og er varslet å øke mye frem mot 2030. Det er også mulig de fortsetter å øke etter 2030 om politikerne vil det slik.

For å kunne minimere struping av strøm er det nødvendig å tilegne det en kostnad. Selv om man ikke er nødt til å betale for å ikke bruke overskuddsenergi kan det tolkes som at kostnaden kommer på grunn av at man mister inntekt ved å ikke selge den eller på grunn av at man er nødt til å produsere strøm på et annet tidspunkt ved å ikke lagre den. Denne oppgaven ser på Froan som et isolert mikronett som ikke kan selge overskuddsenergi, men om det var mulig ville det vært mulig å solgt energien til spotpris inn til hovednettet. Samtidig unngår man å produsere 1 kWh med dieselgeneratoren om man lagrer 1

kWh overskuddsenergi. Kostnaden for den strupete energien blir derfor satt til gjennomsnittlig strømpris i Norge som ligger mellom de to nevnte kostnadene som det sammenlignes med. Om det er ønskelig å unngå struping i større eller mindre grad er det mulig å endre kostnaden etter hvilken mengde struping eieren av mikronettet ønsker.

Optimeringsproblemet

Optimeringsproblemet er forsøkt formulert så enkelt og praktisk som mulig. Likevel er problemet et NLP-problem på grunn av ulineære ledd i både begrensningene og i kostnadsfunksjonen. CasADi som ble brukt til å programmere optimeringsproblemet i MATLAB var til stor hjelp og gjorde det enkelt å løse optimeringsproblemene i denne oppgaven. Det var dessverre et problem å programmere virkningsgraden til batteriet. Virkningsgraden til batteriet skal egentlig endre verdi avhengig om batteriet lades opp eller ut som ble for vanskelig å løse med CasADi. Det ble istedet løst ved å gi batteriet et energitap i form av 1 % selvutlading hvert døgn. Det er mulig problemet ville blitt for komplekst å løse om virkningsgraden hadde blitt programmert riktig siden kortere tidssteg var for mye for den begrensede datakraften som var tilgjengelig.

På grunn av begrenset tilgjengelig datakraft måtte optimeringen av dimensjonen på mikronettet gjøres døgnbasert. Det vil si at alle variasjoner innenfor hvert døgn ikke blir tatt hensyn til og mikronettet blir dimensjonert basert på gjennomsnittlig effektforbruk og effektproduksjon hver dag. Det antas da at batteriet vil kunne tidsforskyve energien de timene det er behov for det og at det planlegges slik at dieselgeneratoren ikke produserer energi når det ikke er bruk for den. Det ville vært interessant å undersøke hvordan effekttopper i løpet av dagen vil påvirke størrelsen på batteriet som har som hovedoppgave å jevne de ut. Et tilfelle som kan oppstå er at batteriet lades helt ut slik at forbrukerne ikke har krafttilførselen de trenger i noen timer, men senere på dagen er det overskuddsproduksjon slik at batteriet lades opp igjen. Selv om energibalansen vil gå opp hvert døgn er det ingen garanti for at den skal gå opp hver time.

Resultater

I de to første scenarioene for dimensjonering der sol og vind brukes enkeltvis som ressurser for energiproduksjon ser man det er nødvendig med høy installert produksjonseffekt og et stort batteri. Tidligere er det vist at 410 kW solcelleeffekt eller 65 kW vindturbin effekt er nok til å dekke energibehovet til mikronettet på Froan. På grunn av at det er nødvendig å lagre energi i et batteri for å kunne tidsforskyve den produserte energien til når det er behov for den, vil den optimale installerte effekten være mye høyere enn nødvendig ettersom kostnaden for installert effekt veies opp mot kostnaden for batteriet. I scenario 1 der det bare er solcellene som produserer vil det være optimalt å ha mer enn 1 000 kW solceller mer da det er lite produksjon om vinteren og for å slippe å lagre for mye energi. Med et så stort PV-anlegg vil det føre til mer struping om sommeren når produksjonen er størst og resulterer i at energi tilsvarende nesten det dobbelte av energiforbruket til mikronettet på Froan blir kastet bort. Med tanke på en estimert total kostnad på ca. 77 millioner NOK, mengden energi som strupes og arealbehovet til et slik PV-anlegg vil ha virker det som en urealistisk løsning å bruke bare solceller og batteri i mikronettet. Da det vil være litt jevnere produksjon gjennom året med en vindturbin vil total kostnaden og mengden struping i scenario 2 reduseres kraftig i forhold til scenario 1. Likevel er det optimalt med en vindturbin som er ca. 90 kW større enn nødvendig og et veldig stort batteri som fører til en estimert total kostnad på 17 millioner NOK. Det strupes også mer i scenario 2 enn hva energibehovet er.

Siden vindturbiner og solceller komplementerer hverandre ved å produsere mest i de periodene den andre produserer minst skal man tro en kombinasjon vil være hensiktsmessig til energiproduksjon i mikronettet. Resultatene til scenario 3 viser at det vil være en mye bedre løsning enn å velge enten eller. Ved å fordele energiproduksjonen mer jevnt utover året vil den optimale batteristørrelsen kunne være mye mindre. Siden batteriet må være så stort når man ikke kombinerer energikilder gir det store utslag på total kostnaden når energikildene kombineres. I tillegg vil det strupes over 200 000 kWh mindre når produksjonen er jevnere. For å kunne ha kontroll på energiproduksjonen og ikke bare bruke uforutsigbare ressurser som sol og vind er dieselgeneratorer et godt alternativ som kan sikre forsyningen til forbrukerne. Ikke

bare vil en dieselgenerator gi en ekstra sikkerhet, men det vil være mulig å redusere totalkostnaden på mikronettet ytterligere. Det kan være færre solceller og en mindre vindturbin ettersom dieselgeneratoren erstatter mesteparten av den fornybare energiproduksjonen. Den største kostnadsbesparelsen vil være batteriet som kan være enda mindre når man har en fleksibel energikilde som diesel. Selv om det er mindre lagringskapasitet på batteriet vil det uansett strupes ca. halvparten så mye energi som uten en dieselgenerator. Dette er nok på grunn av at PV-anlegget og vindturbinen har redusert effekt og produserer mindre i de periodene med mest produksjon hvor det ellers ville vært mest struping. I de periodene med liten energiproduksjon vil dieselgeneratoren kunne ta over energiproduksjonen.

For å redusere CO_2 -utslippene har regjeringen intensjoner om å tredoble CO_2 -avgiften. Dette vil påvirke dimensjoneringen av mikronettet ved at det er optimalt å bruke mindre diesel da det blir dyrere. For å erstatte energiproduksjonen fra dieselgeneratoren lønner det seg basert på resultatene i scenario 5 å øke mengden solceller og batterikapasiteten. Totalkostnaden blir naturligvis dyrere, men mengden struping endrer seg lite. Det er interessant at optimeringen vil redusere effekten til vindturbinen da man skulle tro også den burde økes sammen med mengden solceller når man reduserer produksjonen fra diesel. Det er mulig at dette er et spesialtilfelle der målingene som brukes til optimering tillater dette å skje, men om mikronettet skal realiseres burde effekten til vindturbinen kanskje også være større.

Resultatet i scenario 6 er interessant der kapasitetsfaktoren til solcellene og vindturbinen reduseres med 20 % i forhold til scenario 4. I stedet for å øke installert effekt for begge komponentene for å kompensere for redusert produksjon reduseres mengden solceller. Samtidig økes effekten til vindturbinen og dieselforbruket øker. Dette tyder på at tapet i produksjon fra solcellene er billigst å dekke ved å bruke diesel og vind. Kostnaden for solceller er også den største slik at man sparer mest penger og taper minst energi ved å redusere effekten. Sammenlignet med scenario 7 der forbruket er økt med 20 % i forhold til scenario 4 vil både effekten til solcellene og vindturbinen økes, i tillegg til en liten økning i dieselforbruket. Batteriet må også ha litt større lagringskapasitet, men det er på grunn av at forbruket setter en nedre begrensning på lagringskapasiteten. Økningen i effektforbruket endrer ikke forholdet mellom effekten til solcellene og vindturbinen slik som en endring i kapasitetsfaktorene vil. Det tilsier at hvis effektforbruket som blir brukt i denne oppgaven er for høyt eller lavt kan dimensjoneringen av mikronettet skaleres opp eller ned så lenge størrelsesforholdet mellom komponentene er likt. Dersom det er antatt feil produksjon fra solceller og vindturbin vil det kunne endre forholdet mellom de to installerte effektene. Om man ser på totalkostnadene gir både redusert produksjon og økt forbruk høyere totalkostnad, men det er økningen i forbruk som gir den største økningen i totalkostnad.

I scenario 8 vil ikke reduserte kostnader påvirke størrelsen på vindturbinen i stor grad i forhold til scenario 4. Det vil derimot være optimalt å bruke flere solceller på grunn av at de har størst absolutt reduksjon i kostnad. I tillegg vil batteriet bli billig nok til at det ikke er nedre begrenset av forbruket. Det tyder på at om batterikostnadene fortsetter å synke blir det mer frihet til å kostnadsoptimere batteriinvesteringer i stedet for at man blir tvunget til å velge batterikapasitet basert på krav til mikronettet.

10.3 Predikering av forbruk

Predikeringsmodell

Målet med predikeringsmodellene var å kunne bruke værmeldinger for Froan til å predikere blant annet forbruket der. Forbruksmodellen som antas er avhengig av temperatur og vindhastighet i tillegg til et konstantledd. Siden store deler av forbruket i bygninger i Norge går til oppvarming virket det sannsynlig at forbruket kunne modelleres etter utetemperaturen som vanligvis kjøler ned byggene og vinden som bidrar til ekstra konveksjonskjøling. Et problem med modelleringen av forbruket er at værmålingene er hentet fra Halten og kan påvirke parameterverdiene som estimeres å være best. Siden Froan og Halten ligger så nært hverandre vil det trolig være lite forskjell i temperatur og vindhastighet på de to stedene.

Parameterne i forbruksmodellen kan bli påvirket av hvilket utvalg av data som brukes til parameterestimeringen. Om forbruket modelleres i en periode med lite variasjon i temperatur og forbruk

så vil konstantleddet i modellen være dominerende og modellen vil fungere dårlig for perioder med stor variasjon i temperatur og forbruk. Det blir også bare antatt at forbruksmodellen ser ut som den gjør, men i realiteten vil forbruket være påvirket av flere variabler som for eksempel menneskene som lever på Froan. Om parametrene estimeres ved bruk av veldig mye data kan det bli vanskelig å tilpasse modellen veldig bra til forbruket som kanskje inneholder perioder med ulikt vær.

Resultater

Når forbruket modelleres for et helt år med forbruks- og værmålinger som i metode 1, ser man at modellen følger trendene til en viss grad i figur 8.1. Det modellerte forbruket blir lavere om sommeren og høyere om vinteren slik som det faktiske forbruket. Det totale energiforbruket til modellen er faktisk nøyaktig likt det målte energiforbruket. Modellen klarer derimot ikke å gjenspeile forbruket i enkelte perioder der forbruket er ekstra høyt eller lavt i forhold til forbruket før og etter perioden. Dette vises godt i figur 8.2 når forbruket predikeres fra 17. februar da det var en ekstrem kuldeperiode. De første dagene predikeres forbruket til å være alt for lavt i forhold til hva det faktisk var. Modellen fungerer noe bedre for de første dagene etter 12. mars som vises i figur 8.3. Man ser at prediksjonene ikke er så veldig gode etter en uke, men det kan også være på grunn av at værmeldingen som brukes blir mer usikker jo lengre frem i tid den gjelder for.

Ved å modellere forbruket med metode 2 brukes bare målinger fra de siste 7 døgn. Forhåpentligvis skulle en modell som bruker målinger fra februar fungere bedre til prediksjon i februar enn en modell som tar hensyn til resten av året. Figur 8.4 og 8.5 viser at forbruksmodellene stemmer godt overens med det faktiske forbruket. I tillegg kan verdien på kostfunksjonene sammenlignes for å se hvilken modell som har størst avvik. Kostfunksjonen til modellen i metode 1 gir ca. tre ganger så stor verdi per dag som modellene i metode 2 gir. Det viser at forbruksmodellen fungerer bedre når den tilpasses én uke om gangen enn når den tilpasses et helt år. Prediksjonene fra både 17. februar og 12. mars stemmer bedre overens med forbruket de tre første dagene ved å bruke metode 2. Totalt i de ni dagene som predikeres gir metode 2 et større avvik fra faktisk forbruk enn metode 1. Som nevnt tidligere er det større usikkerhet i værmeldingen jo lengre frem i tid den gjelder for som kan forklare hvorfor prediksjonene av forbruket blir så mye dårligere etter noen dager. Selv om det totale avviket er større med metode 2 gir den en mer nøyaktig prediksjon de første dagene. En god predikering langt frem i tid vil hjelpe til med planlegging av driften av mikronettet, men hvordan mikronettet skal driftes om en uke hjelper lite om man ikke klarer å predikere nøyaktig hvordan det skal driftes i morgen. Uansett hvilken av de to metodene som brukes til å predikere forbruket kan man oppdatere værmeldingene senere når MET er sikrere på hvordan været blir de dagene det først var usikkerhet rundt. Ved å oppdatere værmeldingene hver dag eller oftere kan nok mye av avviket langt frem i tid korrigeres slik at metode 2 virker å være best til predikering av forbruk.

10.4 Predikering av produksjon

Predikeringsmodell

Det er ikke brukt parameterestimering for en modell for vindturbinen siden det ikke eksisterer en vindturbin på Froan som man kan sammenligne produksjon med. I stedet blir effektkurven fra kapittel 6.2 brukt til å kalkulere effektproduksjon fra vindhastighet. Den predikerte vindhastigheten i værmeldingen blir da brukt til å predikere produksjonen til vindturbinen. Usikkerheten knyttet til predikert vindproduksjon er da avhengig av hvor god effektkurven er og hvor nøyaktig MET klarer å predikere vindhastigheten på Froan.

Siden det er et PV-anlegg på Froan som det er hentet målinger fra er det forsøkt å modellere effektproduksjonen til PV-anlegget ved å bruke parameterestimering. Modellen som antas å fungere for solproduksjonen er avhengig av mengden skyer på himmelen og vinkelen til solinnstrålingen i forhold til solcellene. Mengden skyer på himmelen vil begrense hvor høy intensitet solinnstrålingen har, men solcellene vil fortsatt ha produksjon selv om det er skyer på himmelen. Solcellene vil kunne ta opp størst areal solinnstråling dersom solinnstrålingen står normalt på solcellepanelet, slik at det vil være størst

produksjon når solen står vinkelrett på solcellene. Solcellepanelet på Froan er montert vertikalt slik at det vil absorbere mest sollys når solen står lavt på himmelen som den ofte gjør langt nord. Modellen tar ikke hensyn til hvordan solinnstrålingen er lavere når solen står lavt på himmelen på grunn av større luftmasse som reduserer strålingen i forhold til når sola står høyt på himmelen. I og med at solcellepanelet er montert vertikalt vil denne effekten egentlig dempe produksjonen mest når solvinkelen er best.

Skymengde blir ikke målt eller loggført av værstasjonene på verken Froan eller Halten, men dukker opp i værmeldingen til MET. For å ha et datagrunnlag som kan brukes til parameterestimeringen av modellen er det derfor antatt at værmeldingene er nøyaktige nok det første døgnet til at de tilsvarer den faktiske skymengden på himmelen det døgnet. Dataserien med skymengder som er brukt varer derfor fra 17. februar til 12. mars og er satt sammen av første døgn av hver værmelding. I likhet med forbruksmodellen vil produksjonsmodellen til solcellene kunne bli påvirket av hvilket datagrunnlag som brukes i parameterestimeringen. Parametrene kan for eksempel være forskjellige om de estimeres for en uke midt på sommeren og en uke midt på vinteren. I denne oppgaven blir det brukt en relativt kort tidsperiode på under en måned i metode 1 for parameterestimeringen som kan føre til at metode 1 fungerer bedre for predikering av produksjon enn forbruk. På grunn av mangel på data vil metode 2 bli begrenset til å kunne brukes mellom 24. februar og 12. mars siden den bruker de forrige sju døgnene til parameterestimeringen.

Resultater

Figur 8.6 viser hvordan den modellerte produksjonen er sammenlignet med den faktiske produksjonen i metode 1 og man ser modellen klarer til en viss grad å replikere den faktiske produksjonen. Modellen klarer ikke å oppnå like høye effekttopper som produseres på Froan. I tillegg sier modellen at det er noe produksjon de dagene det er tilnærmet null produksjon. Totalt sett vil den modellerte produksjonen ha ca. 0,5 fullasttimer færre enn den faktiske produksjonen. Selv om modellen har for lav produksjon enkelte dager og for høy produksjon andre dager vil det ikke energiproduksjonen til modellen være helt feil. Når denne modellen brukes til å predikere produksjonen fra 17. februar som vist i figur 8.7 er predikeringen veldig god de første dagene. Predikeringen fra 12. mars som vises i figur 8.8 er ikke like god de første dagene, men man ser at de to predikeringene er dårligst i siste halvdel av predikeringen. Siden predikeringen er veldig nøyaktig for noen dager virker det lite sannsynlig at parametrene i modellen er helt feil. Solvinkelen er veldig forutsigbar, men det er mulig skymengden ikke er det. Værmeldingen blir jo mer usikker jo lengre frem i tid den gjelder for. En av årsakene til at predikeringen fra 12. mars er alt for lav de første dagene kan enten være på grunn av at værmeldingen er feil. En annen årsak kan være at riktig mengde skyer er på himmelen, men at skyene ikke dekker for sola slik at modellen tror produksjonen skal være lavere når den ikke er det.

Det er ikke store forskjeller ved å modellere produksjonen med metode 1 eller 2. Både figur 8.9 og 8.10 viser at modellen i metode 2 har de samme karakteristikkene som modellen i metode 1 med for lav produksjon for å nå de høyeste effekttoppene og for høy produksjon når det skal være lite. Den modellerte produksjonen fra 24. februar er likevel mer nøyaktig om man ser på verdien til kostnadsfunksjonen per dag. Samtidig er modellen fra 12. mars mindre nøyaktig. Det er uansett ikke mye forskjell på modellene fra metode 1 til metode 2 som kan være på grunn av at metode 1 også bruker en begrenset tidsperiode til modelleringen. Om metode 1 skulle brukt et helt år med målinger som grunnlag til modellen slik som for forbruket gjorde kunne er det mulig differansen ville blitt mye større. Et interessant resultat er at predikeringene ikke tilsvarer endringen i modellene ved å bruke metode 2 i stedet for metode 1. Predikeringen fra 24. februar får et større avvik ved metode 2 enn metode 1 selv om modellen skal være bedre. I tillegg får predikeringen fra 12. mars et mindre avvik ved metode 2 enn metode 1 selv om modellen skal være dårligere. Det tyder nesten på at det er tilfeldigheter som utgjør differansen på metode 1 og metode 2 når det kommer til produksjon fra solceller. Det ville vært interessant å undersøke hvordan modellering av solproduksjon ville vært basert på en mye lengre periode. Da kunne det vært mulig å konkludere om det er bedre å redusere modellperioden for å predikere produksjonen til solcellene slik som det er når forbruket skal predikeres.

10.5 Drift av mikronett

Optimeringsproblemet

Flere av ligningene i optimeringsproblemet for drift er de samme som blir brukt i optimeringsproblemet for dimensjonering av mikronettet. De kjente variablene som baseres på faktiske målinger er byttet ut med prediksjonene som baseres på værmeldinger. Et eksempel på hvordan de to optimeringsproblemene må være like er at i hvert tidssteg må like mye energi produseres som det forbrukes. I tillegg må batteridynamikken være lik siden batteriet må fungere på samme måte når det driftes som det gjør under dimensjonering. Optimeringsproblemet blir mye mindre komplekst ettersom det er færre ukjente variabler når man vet hvilken installert effekt de ulike komponentene i mikronettet har og fordi det nå er redusert til et QP-problem. På grunn av at tidshorisonten til optimeringen er begrenset til de 9 døgnene som værmeldingene gjelder for vil kompleksiteten til optimeringsproblemet også reduseres kraftig av det. Siden det ble mye lettere å kjøre optimeringsalgoritmen kunne tidsstegene reduseres slik at optimeringen for drift er timebasert. Om værmeldingene inneholdt kortere tidssteg eller om predikeringsmodellene klarte å predikere med kortere tidssteg kunne det vært mulig å bruke kortere tidssteg i optimeringen. Endringen i steglengden gjorde at verdien på selvutladingen til batteriet måtte endres slik at det fortsatt tilsvarte den samme selvutladingen hvert døgn.

Kostnadsfunksjonen som brukes i optimeringen for drift av mikronettet vil ikke representere en økonomisk kostnad slik som kostnadsfunksjonen til dimensjoneringen. Den vil i stedet forsøke å straffe driftsavgjørelser som ikke er ønskelig. Det er ikke ønskelig å bruke for mye diesel eller strupe for mye energi slik at de to leddene i kostnadsfunksjonen vil være lik som i optimeringsproblemet for dimensjonering. I tillegg brukes det et ledd som straffer å ha lite lagret energi på batteriet. Om det ikke straffes vil dieselgeneratoren bare kjøre når det er helt nødvendig på grunn av at dieselforbruket straffes. Dermed vil det være lite sikkerhet i batteriet i tilfelle dieselgeneratoren ikke klarer å produsere effekten som er nødvendig. Det siste som straffes av kostnadsfunksjonen er sporadisk bruk av dieselgeneratoren. Det er to ledd i kostnadsfunksjonen som hindrer dieselgeneratoren fra å skru seg av og på for ofte og heller kjøre jevnt i en tidsperiode. Forhåpentligvis vil det føre til mer effektiv og billigere drift av generatoren.

Optimeringskostnader

Det ble forsøkt å bruke ulike kostnader i kostnadsfunksjonen for å prøve å finne en god balanse mellom de. Siden det bare er kostnaden for diesel som er en reell kostnad må de andre kostnadene velges for å oppnå ønsket oppførsel i planleggingen. Kostnaden for struping ble satt til å være lik som i kostnadsfunksjonen for dimensjonering for at vektingen mellom dieselforbruk og struping skal være likt når man planlegger driften av mikronettet som det er dimensjonert for. Det kan diskuteres om kostnaden for å lite lagret energi på batteriet skal brukes. Mikronettet er egentlig dimensjonert for at batteriet og dieselgeneratoren skal kunne dekke mikronettets behov optimalt slik at å tvinge opplading av batteriet kan føre til unødvendig høyt dieselforbruk og struping. Det positive med å tvinge opplading av batteriet er at optimeringen for driften har en tidshorisont på bare 9 dager tar ikke hensyn til hva som kommer til å skje etter det. Optimeringen for dimensjoneringen av mikronettet har en mye lengre tidshorisont og vet nøyaktig når man kunne ha brukt dieselgeneratoren for minimere dieselforbruk og struping. Om man vektet å lade opp batteriet mer vil det være en større sikkerhet for mikronettet i og med at det kanskje er nødvendig å lade opp batteriet for å forsyne mikronettet i dagene etter planlagt drift. De siste to kostnadene vil straffe dieselgeneratoren fra å slå seg på og av ofte. Den ene kostnaden som hindrer optimeringen å planlegge at dieselgeneratoren kjører bare en del av hvert tidssteg er valgt størst for at det vil hindre at dieselgeneratoren må kjøre i veldig kort tid hver gang. Den siste kostnaden vil hindre dieselgeneratoren fra å endre kjøretid hvert tidssteg. Denne er valgt mindre slik at optimeringen ikke velger å kjøre dieselgeneratoren en del av hvert tidssteg etter hverandre og man ender opp med å måtte skru av og på dieselgeneratoren i flere timer. Om det ble innført en kostnad på bruk av batteri for å forlenge levetiden til batteriet ville dieselgeneratoren vært nødt til å ta over for batteriet i perioder det er effektbehov i mikronettet. For å unngå å lade opp batteriet måtte energi strupes eller dieselgeneratoren kjørt mindre uten at batteriet er fulladet i perioder med overskuddseffekt. Bruk av batteriet ville da blitt veid opp mot struping og dieselforbruk.

Resultater

Figur 9.1 viser hvordan summen av det predikerte effektforbruket og den predikerte effektproduksjonen fra solcellene og vindturbinen ved bruk av en værmelding er sammenlignet med forbruket og produksjonen basert på målinger fra Froan. Predikeringsmodellene hver for seg gir predikeringer som stemmer best de første dagene av værmeldingen og dårligere lengre frem i tid. Det vises også godt av det predikerte netto effektbehovet som tar utgangspunkt i de tre predikeringsmodellene. For driftscenario 1 til 4 som alle bruker den samme værmeldingen vil netto effektbehov se ut som i figur 9.1. Totalt vil det predikerte effektbehovet tilsvare 3 291 kWh mer enn netto effektbehov som er basert på målinger. Det er et relativt stort avvik i løpet av ni dager, men fra planleggingsperspektivet vil det være en trygghet i å planlegge for et høyere forbruk enn det faktisk kommer til å bli. På den måten vil forbrukerne være sikret kraftforsyning på bekostning av mer struping av energi. Det er likevel ikke sikkert at det vil predikeres for høyt netto forbruk hver gang da dette kan være et spesialtilfelle der det skjer. Det krever mer undersøkelse av bruk av værmeldinger til predikering av forbruk og produksjon for å kunne si noe konkret om avviket i predikering året rundt.

For driftscenario 1 viser figur 9.2 og figur 9.3 henholdsvis hvordan batteriet og dieselgeneratoren optimalt kan brukes for å drifte mikronettet. Batterieffekten er for det meste lik effektbehovet ettersom positiv batterieffekt er definert som utlading og positivt effektbehov vil si at det trengs mer effekt. Dieselgeneratoren kjører i ca. åtte timer fordelt på to ganger i løpet av de ni dagene driften planlegges. Skal resultatet av optimeringen brukes til å planlegge når dieselgeneratoren bør kjøre kan det være lurt å tolke det i sammenheng med batteriets SoC og mengden struping som vist i henholdsvis figur 9.4 og figur 9.5. Batteriet er aldri helt utladet slik at dieselgeneratoren kunne kjørt mindre om det ikke hadde vært for kostnaden for å ha lite lagret energi på batteriet. Den første perioden der generatoren kjører er ikke nødvendig og om den ikke kjører der ville det være mulig å redusere mengden struping som kommer senere. Siden man ikke vet hva som kommer etter tidshorizonten på værmeldingen kan det være greit å ikke tømme batteriet helt, som nesten skjer i driftscenario 1. Om generatoren kjøres lengre den andre gangen vil det ikke øke mengden struping så lenge predikeringen stemmer bra nok og det vil være mer energi på batteriet ved slutten av tidshorizonten.

I driftscenario 2 er kostnaden for å ha lite energi lagret på batteriet satt til å være ti ganger større. Det fører til at batteriet lades sjeldent ut som vist i figur 9.6. Batteriet vil altså være fulladet store deler av perioden som predikeres som vist i figur 9.8. Om solcellene og vindturbinen plutselig ikke produserer energi vil det være en veldig stor sikkerhet for forbrukerne i mikronettet ettersom batteriet vil kunne dekke minst et døgn og dieselgeneratoren kan dekke flere døgn avhengig av størrelsen på dieseltanken. Den sikkerheten vil derimot komme på bekostning av at generatoren må kjøre ofte og på varierende effekt som vist i figur 9.7 og at det strupes mer energi som vist i figur 9.9. I forhold til driftscenario 1 vil dieselgeneratoren produsere ca. 1 500 kWh mer og det vil strupes ca. 600 kWh mer. I stedet for å øke kostnaden for å utlade batteriet undersøker driftscenario 3 hvordan en høyere nedre begrensning på batteriet påvirker driftsplanleggingen. Som figur 9.10 viser vil batteriet tillates mye mer aktivitet enn i driftscenario 2. Figur 9.8 viser hvordan det aldri er planlagt mindre enn 750 kWh lagret på batteriet, men de første sju dagene er planlagt helt likt som i driftscenario 1. Det er dermed ikke planlagt noe mer struping av energi som vist i figur 9.9, men det er planlagt at dieselgeneratoren skal kjøre mer mot slutten av den planlagte perioden som vist i figur 9.7. Gitt dette resultatet virker driftscenario 3 som en mye bedre metode å bruke for å planlegge driften av mikronettet da det ikke er noen åpenbar fare for at forbrukerne ikke har krafttilførsel den første uken. Et viktig spørsmål å stille seg er hvor viktig det er å ha energi lagret på batteriet. Mikronettet skal uansett være dimensjonert for å kunne driftes et helt år slik at om batteriet tømmes vil det etterhvert komme en periode med overskuddsproduksjon som kan lade opp batteriet igjen. I driftscenario 3 er det ikke planlagt å bruke dieselgeneratoren mer enn uten en begrensning før etter en uke. Det er dermed mulig å planlegge driften på nytt etter en uke og man vet da mer om hvordan tiden etter den første predikeringen vil se ut slik at man kanskje kan tillate å tømme batteriet om det er høy sannsynlighet for en overskuddsperiode.

Driftscenario 4 er egentlig det samme som driftscenario 3 bortsett fra at det er bestemt at dieselgeneratoren ikke kan brukes den 8. mars som om det skulle vært planlagt vedlikehold. Resultatene fra de to driftscenarioene er nesten helt like med tanke på at generatoren produserer like mye energi og det strupes like mye energi i begge scenarioene. Figur 9.15 viser at optimeringen klarer å flytte driften av dieselgeneratoren unna 8. mars og kjører for det meste neste dag istedet. Det endrer litt på når batteriet lades opp og ut rundt 8. og 9. mars som vist i figur 9.2, men batteriet har like mye energi ved endt planlegging som vist i figur 9.16. Strupingen som vist i figur 9.17 er identisk med resultatet fra driftscenario ettersom det planlagte vedlikeholdet er satt til etter perioden med overskuddsenergi. Optimeringen løser problemet med vedlikehold veldig godt i dette tilfellet som viser at det er mulig å ta hensyn til vedlikehold om det er nødvendig. Driftsplanleggingen kan også brukes til å planlegge vedlikehold på utstyr ved å plassere vedlikehold til perioder når utstyret ikke er planlagt å produsere energi uansett. Eventuelt kan vedlikehold på solceller og vindturbinen planlegges til perioder med mye struping slik at man i det minste får utført vedlikehold når det kastes bort energi.

Driftscenario 5 prøver å vise hvordan en MPC kan påvirke driftsplanleggingen. En MPC vil predikere på nytt underveis ved å oppdatere tilstanden til mikronettet. Siden mikronettet ikke eksisterer brukes den siste simulerte batteritilstanden før driften planlegges på nytt. Figur 9.18 viser at det predikerte netto effektbehovet er mye mer nøyaktig når man oppdaterer predikeringen underveis. Hovedgrunnen til at predikeringen blir så mye bedre er på grunn av værmeldingene som er mye mer nøyaktig det første døgnet enn senere. Jo bedre denne predikeringen er jo mer nøyaktig klarer man å planlegge hvordan batteriet og dieselgeneratoren skal brukes. Om første optimering gir et resultat som sier dieselgeneratoren bør kjøre den 8. mars er det gitt at værmeldingen stemmer. For hver dag som går og for hver værmelding som blir mer nøyaktig kan man justere hvor mye dieselgeneratoren bør kjøre den 8. mars eller finne ut om det egentlig er behov for at den kjører. En annen fordel er at tidshorisonten til predikeringen fra 2. mars ser lengre frem i tid enn tidshorisonten til predikeringen fra 1. mars osv., slik at man til enhver tid vet noe om hva som kommer til å skje ni dager frem i tid. Ved å bruke bare én værmelding for å planlegge driften i ni dager som i driftscenario 1, vil ikke bare gi en usikker plan, men man vet ingenting om hvordan forbruket eller produksjonen vil være etter de ni dagene. Det vil være dumt å kjøre dieselgeneratoren for fullt på dag ni om det vil bli et stort overskudd på dag ti. En MPC vil også kunne bruke riktig SoC på batteriet som initialverdi for hver predikering i stedet for den forrige simulerte verdien som er gjort her. Det vil kunne gjøre opp for feil i mikronettmodellen eller i det første døgnet med predikering slik at det ikke akkumuleres en feil i batteriets SoC.

Figur 9.20 viser at dieselgeneratoren fortsatt bør brukes i driftscenario 5, men den optimale driftstiden er litt redusert og flyttet tidligere. Likevel er det ikke stor forskjell på den planlagte driften av dieselgeneratoren mellom driftscenario 1 og 5. For dette tilfellet i mars ga predikeringen en uke frem i tid en god indikasjon på når dieselgeneratoren burde brukes i forhold til hva som senere ble predikert. På grunn av at mikronettet er avhengig av batteriet til å tidsforskyve den produserte energien til når det er bruk for den vil batterieffekten i figur 9.19 endre seg i takt med endringen i det predikerte effektbehovet til mikronettet. På grunn av at det predikerte effektbehovet er lavere i driftscenario 5 vil det være mindre behov for å hente energi fra batteriet slik at det vil inneholde mer energi i løpet av den predikerte perioden som vist i figur 9.21. I tillegg vil det være mer overskuddsenergi som må strupes som vist i figur 9.22 ettersom batteriet er oftere fullt.

På grunn av usikkerheten i predikeringsmodellene og i værmeldingene virker det som det er nødvendig å teste ut denne teknikken for driftsplanlegging på et eksisterende mikronett. Selv om denne teknikken ser ut til å kunne fungere bra for mikronettet i mars, men uten å undersøke resten av året er det vanskelig å si at det alltid vil fungere. Kostnadene som er brukt i optimeringen er ikke nødvendigvis den beste kombinasjonen for at driftsplanleggingen skal fungere optimalt i praksis. Som nevnt tidligere er mikronettet dimensjonert for å kunne driftes et helt år og derfor er det ikke sikkert kostnaden for å ikke ha energi på batteriet er riktig. Blir teknikken testet på et mikronett vil det være mulig å undersøke om det lønner seg å endre kostnaden for å enten redusere unødvendig dieselforbruk og struping eller øke leveringssikkerheten til forbrukerne i løpet av året. I tillegg vil det være nyttig med erfaring med hvordan den optimale bruken

av dieselgeneratoren bør tolkes. Om det trolig blir struping av energi senere er det kanskje ikke nødvendig å kjøre dieselgeneratoren så mye som optimeringen tilsier. Det bør også vurderes om dieselgeneratoren kan kjøre på en lavere effekt enn makseffekten for å kjøre på en høyere virkningsgrad og kjøre lengre for å fortsatt produsere den planlagte mengden energi.

11 Konklusjon

Dette kapitlet presenterer konklusjoner som kan trekkes basert på resultatene og diskusjonen i denne oppgaven.

Sol- og vindkraft komplementerer hverandre godt ved at det er størst tilgjengelighet av det ene når det er minst av det andre i løpet av året. I isolerte mikronett vil sol- og vindkraft i kombinasjon som energikilder være mye mer lønnsomt enn å bruke bare en av de som energikilde. I tillegg vil en regulerbar energikilde som for eksempel en dieselgenerator redusere kostnadene ytterligere og øke forsyningssikkerheten til forbrukerne.

CasADi er et verktøy som gjør det enkelt å implementere optimeringsproblemer i MATLAB. Denne oppgaven viser at det er mulig å formulere optimeringsproblemer som kan brukes til både dimensjonering og drift av mikronett. Ved dimensjonering av mikronettet vil frekvensen på målingene som brukes påvirke kompleksiteten til optimeringsproblemet og mengden tilgjengelig datakraft begrenser hvor høy frekvens på målingene man kan ha.

Effektforbruket på Froan kan modelleres tilstrekkelig ved å bare bruke målinger av lufttemperatur og vindhastighet. Forbruksmodellen som er brukt i denne oppgaven vil være mer nøyaktig om datagrunnlaget begrenses til en tidsperiode i nærheten av den modellen skal representere.

Effektproduksjonen fra solceller på Froan kan modelleres tilstrekkelig ved å bare bruke solens vinkel på solcellepanelet og mengden skyer på himmelen. Datagrunnlaget som er brukt for produksjonsmodellen i denne oppgaven er begrenset til en relativt kort tidsperiode og det konkluderes derfor ikke med hvordan datagrunnlaget påvirker produksjonsmodellen.

Energiplanleggingen i et mikronett kan løses ved optimering. Det er mulig å justere kostnadene som er brukt i denne oppgaven til å passe bedre med hvordan mikronettet skal driftes i praksis, men det kan kreve mye testing for å finne ut hva som fungerer best. Ved å oppdatere predikeringene av forbruk og produksjon kontinuerlig og optimere driften ofte vil man kunne planlegge bruken av batteri og dieselgenerator i mikronettet bedre. Å implementere en MPC kan være en god løsning for å styre energiplanleggingen.

12 Videre arbeid

Dette kapittelet presenterer tema som er aktuelle å jobbe videre med basert på funn i denne oppgaven.

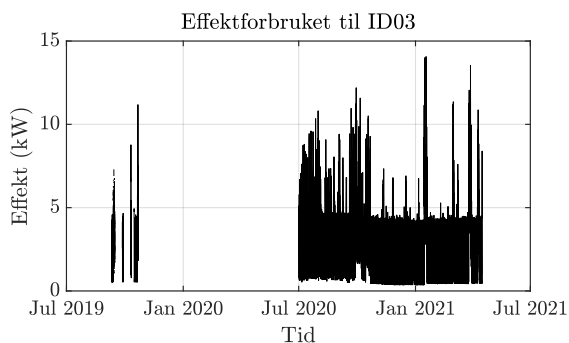
- For å ha et bedre grunnlag for dimensjonering av mikronettet bør man fortsette med å samle inn målinger fra Froan. Mikronettet som er dimensjonert i denne oppgaven tar ikke hensyn til alle byggene som mangler målinger. I tillegg vil vindmålinger fra Froan gi et bedre grunnlag for å kalkulere potensialet til vindkraft og flere målinger fra solcellepanelet slik at man har et helt år med målinger vil gi et bedre grunnlag for å kalkulere potensialet til solkraft.
- Optimeringsproblemene for både dimensjonering og drift vil være mer nøyaktig om de tar hensyn til virkningsgraden på batteriet. Det bør derfor arbeides videre med å programmere optimeringsproblemer som klarer å endre verdien på virkningsgraden avhengig av fortegnet på effekten til batteriet.
- Det bør undersøkes om det er mulig å lage bedre modeller for predikering av forbruk på Froan. Forbruksmodellen kan for eksempel ta hensyn til økt effektforbruk før og etter normal arbeidsdag eller om det ankommer mennesker til feriehusene i helger og ferier som øker forbruket.
- Det bør også undersøkes om det er mulig å lage bedre modeller for predikering av produksjon på Froan. Effektkurven som brukes for å predikere vindkraftproduksjonen bør byttes ut med effektkurven til hvilken turbin som blir installert. I tillegg må det undersøkes hvordan turbulent vind påvirker vindkraftproduksjonen slik at det blir inkludert i modellen. Modellen for solkraftproduksjon gir for lave og brede effekttopper som det bør undersøkes om kan gjøres mer nøyaktig.
- MPC til bruk for energiplanlegging i mikronett bør testes ut på et eksisterende mikronett. Kostnadene som brukes i driftsoptimeringen i denne oppgaven trenger ikke nødvendigvis å være de som gir det beste resultatet når driftsoptimering skal brukes i praksis. Det vil også være nyttig med erfaring rundt drift av mikronett basert på optimering.

Kilder

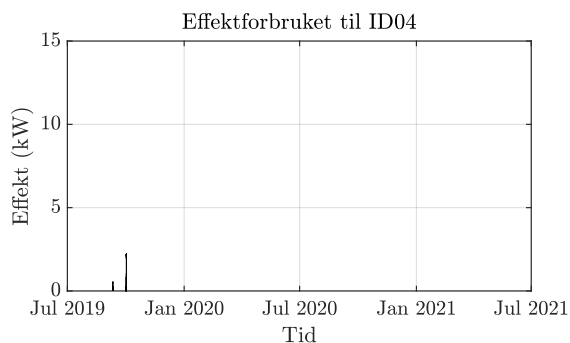
- [1] Jostein Lyngen. *Analyse av fornybar energiproduksjon og energiforbruk i mikronett*. Dec. 2020.
- [2] Nnamdi I. Nwulu and Xiaohua Xia. “Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response”. In: (Feb. 2017). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116307273> (visited on 10/05/2020).
- [3] Samir M. Dawoud, Xiangning Lin, and Merfat I. Okba. “Hybrid renewable microgrid optimization techniques: A review”. In: (Feb. 2018). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311383> (visited on 10/05/2020).
- [4] *Fem spørsmål og svar om mikronett*. Dec. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/fem-sporsmal-og-svar-om-mikronett/481374> (visited on 10/12/2020).
- [5] Bo Zhao et al. “Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island”. In: (Jan. 2014). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913007629> (visited on 09/18/2020).
- [6] Alessandra Parisio, Evangelos Rikos, and Luigi Glielmo. “A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization”. In: (Sept. 2014). DOI: 10.1109/TCST.2013.2295737.
- [7] Henerica Tazvinga, Bing Zhu, and Xiaohua Xia. “Energy dispatch strategy for a photovoltaic–wind–diesel–battery hybrid power system”. In: (Oct. 2014). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14003740> (visited on 10/05/2020).
- [8] REN21. *RENEWABLES 2020 GLOBAL STATUS REPORT*. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2020> (visited on 04/25/2021).
- [9] *SSB elektrisitet*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar/2020-12-21> (visited on 01/27/2021).
- [10] *Wind Energy Explained*. John Wiley & Sons, Ltd. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781119994367> (visited on 01/25/2021).
- [11] *Vindkraftdata - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/> (visited on 02/10/2021).
- [12] *Vindressurser - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindressurser/> (visited on 01/27/2021).
- [13] Søren Krohn, Poul-Erik Morthorst, and Shimon Awerbuch. “The Economics of Wind Energy”. In: ().
- [14] David Milborrow. *Energy cost analysis 2020: Wind is ready for zero-subsidy future*. URL: https://www.windpowermonthly.com/article/1671659?utm_source=website&utm_medium=social (visited on 02/12/2021).
- [15] Marie Sigmundsdatter Stølen. “Heat from the ground and sun: An energy-optimizing project at Mære Landbruksskole”. In: (2010). URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/235905> (visited on 02/10/2021).
- [16] I. W. Johnston, G. A. Narsilio, and S. Colls. “Emerging geothermal energy technologies”. In: (Apr. 2011). URL: <https://doi.org/10.1007/s12205-011-0005-7> (visited on 02/10/2021).
- [17] John W. Lund and Aniko N. Toth. “Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review”. In: (Feb. 2021). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650520302078> (visited on 02/03/2021).
- [18] Kirsti Midttømme et al. “Geothermal Energy Use in Norway, Country Update for 2015-2019”. In: Apr. 2020.
- [19] *GeoTermos, Fjell2020*. URL: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/geotermos-fjell2020/> (visited on 02/03/2021).
- [20] *Mære landbruksskole doblet tomatavlingen med 80 % mindre energi*. Jan. 2016. URL: <https://www.landbruk.no/baerekraft/maere-produserer-gronne-tomater/> (visited on 02/01/2021).
- [21] *Enova Resultat- og aktivitetsrapport 2013*. Tech. rep.
- [22] *Moholt Energisentral*. URL: <https://afgruppen.no/prosjekter/energi/moholt-energisentral/> (visited on 02/01/2021).
- [23] *09007: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger 2012 - 2019*. URL: <http://www.ssb.no/statbankstatbank/table/09007/> (visited on 02/02/2021).

- [24] Else Naustdal. *SiT styresak B 95 / 2014*. Nov. 2014.
- [25] *Diesel-backed Microgrids Cleaner with Tier-4 Generators*. Mar. 2019. URL: <https://microgridknowledge.com/diesel-backed-microgrids-tier-4-generators/> (visited on 02/18/2021).
- [26] *Norway diesel prices, 22-Feb-2021*. URL: https://www.globalpetrolprices.com/Norway/diesel_prices/ (visited on 02/24/2021).
- [27] F. Katiraei and C. Abbey. “Diesel Plant Sizing and Performance Analysis of a Remote Wind-Diesel Microgrid”. In: *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. June 2007. DOI: 10.1109/PES.2007.386275.
- [28] “Introduction”. In: *Numerical Optimization*. Ed. by Jorge Nocedal and Stephen J. Wright. Springer, 2006. URL: https://doi.org/10.1007/978-0-387-40065-5_1 (visited on 04/19/2021).
- [29] Bjarne Foss and Tor Aksel N. Heirung. *Merging Optimization and Control*. Mar. 2016.
- [30] *Solar Energy Engineering*. Elsevier, 2014. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/C20110070382> (visited on 04/19/2021).
- [31] Vaishali Sohoni, S. Gupta, and Rajesh Nema. “A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems”. In: (Jan. 2016). DOI: 10.1155/2016/8519785.
- [32] Synne Fossøy. *Froan data*. Feb. 2021.
- [33] MET. *Frost API*. URL: <https://frost.met.no/observations/v0.jsonld>.
- [34] MET. *Locationforecast API*. URL: <https://api.met.no/weatherapi/locationforecast/2.0/classic?>
- [35] *Installation Cost of Solar Panels 2021*. URL: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/08/what-is-the-installation-cost-for-solar-panels> (visited on 04/12/2021).
- [36] *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh*. Dec. 2020. URL: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (visited on 04/12/2021).
- [37] *Learn how much it costs to Install a Generator*. URL: <https://www.homeadvisor.com/cost/electrical/install-a-generator/> (visited on 04/11/2021).
- [38] *Tabeller for omregning fra energivare til kWh - Miljødirektoratet*. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/myndigheter/klimatearbeid/kutte-utslipp-av-klimagasser/klimatearbeid-og-energiplanlegging/tabeller-for-omregning-fra-energivarer-til-kwh/> (visited on 04/12/2021).
- [39] Ellen Synnøve Viseth. *Regjeringen vil tredoble CO2-avgiften – oljebransjen avviser ikke forslaget*. Jan. 2021. URL: <https://www.tu.no/artikler/mer-enn-tredobler-co2-avgiften-det-kommer-til-a-bli-dyrt/505322> (visited on 04/12/2021).
- [40] *CasADi*. URL: <https://web.casadi.org/> (visited on 04/28/2021).
- [41] A. Wächter and L. T. Biegler. *On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Filter Line Search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming*.
- [42] Lucas Bauer. *Compare power curves of wind turbines*. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/powercurves> (visited on 03/01/2021).

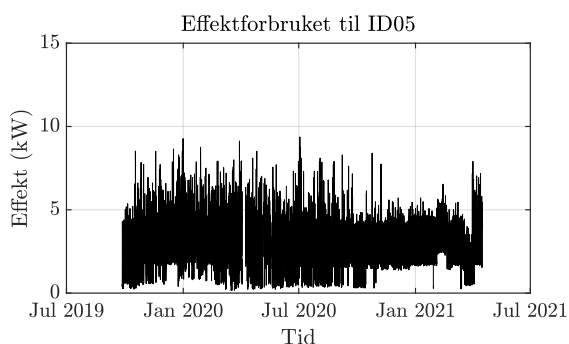
Vedlegg A: Forbruk- og produksjonsmålinger på Froan



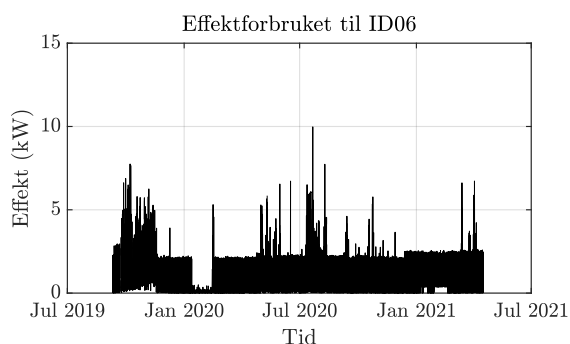
Figur A.1: Målinger av effektforbruket til ID03.



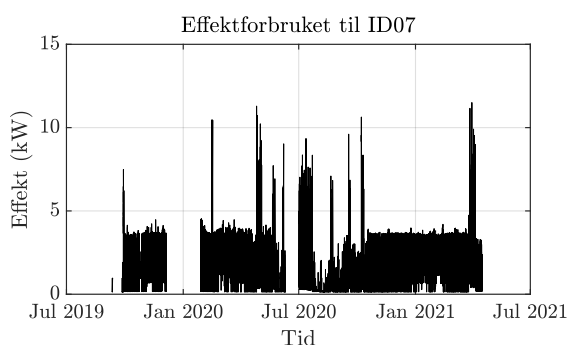
Figur A.2: Målinger av effektforbruket til ID04.



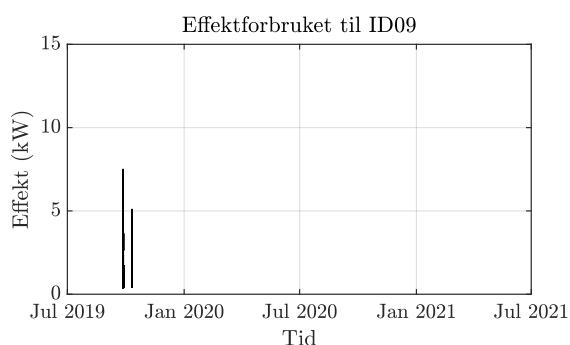
Figur A.3: Målinger av effektforbruket til ID05.



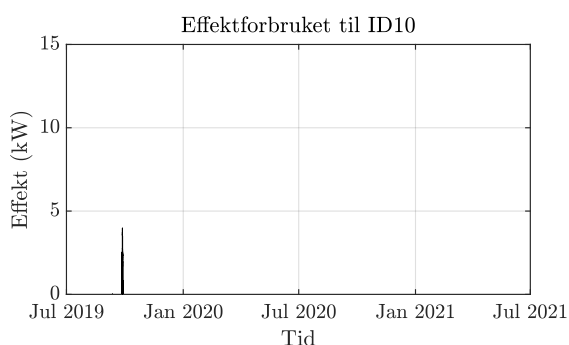
Figur A.4: Målinger av effektforbruket til ID06.



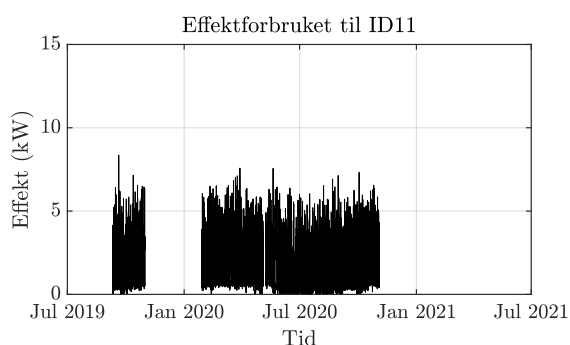
Figur A.5: Målinger av effektforbruket til ID07.



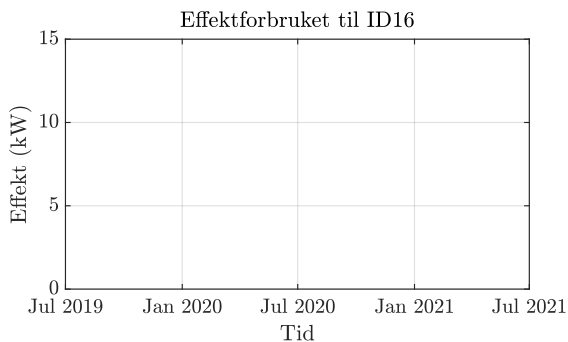
Figur A.6: Målinger av effektforbruket til ID09.



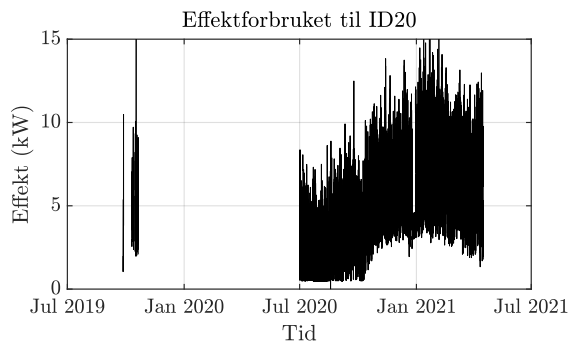
Figur A.7: Målinger av effektforbruket til ID10.



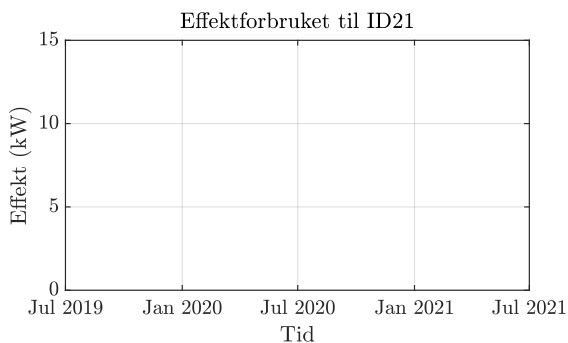
Figur A.8: Målinger av effektforbruket til ID11.



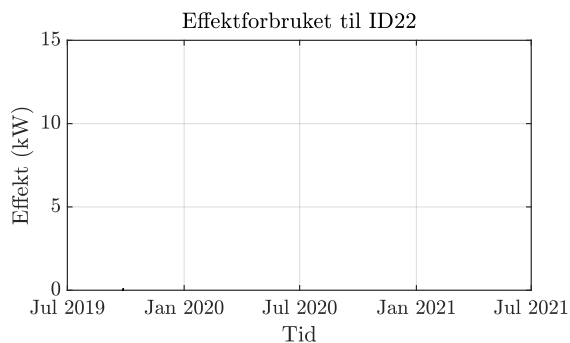
Figur A.9: Målinger av effektforbruket til ID16.



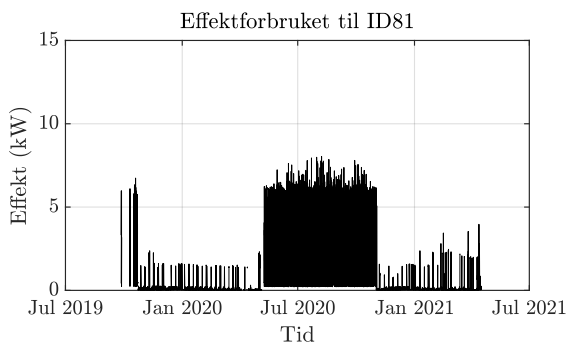
Figur A.10: Målinger av effektforbruket til ID20.



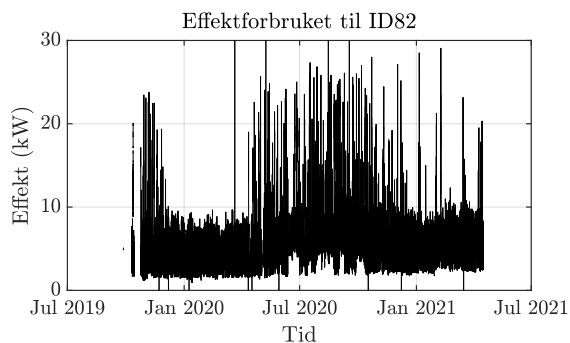
Figur A.11: Målinger av effektforbruket til ID21.



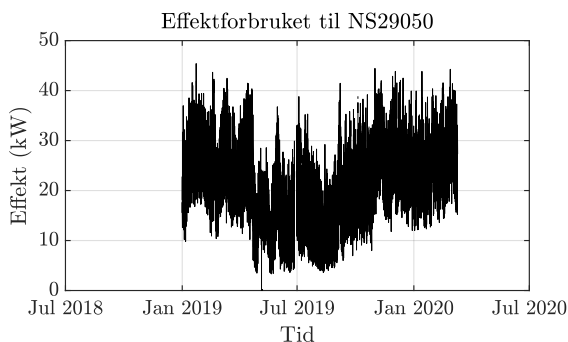
Figur A.12: Målinger av effektforbruket til ID22.



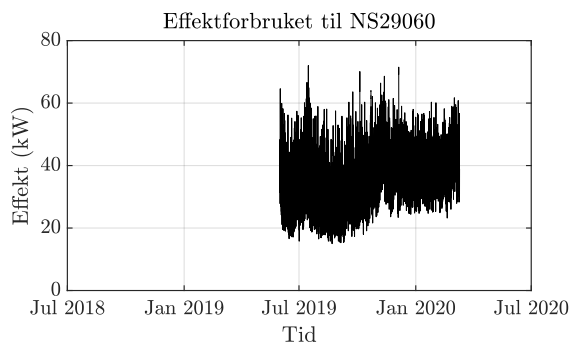
Figur A.13: Målinger av effektforbruket til ID81.



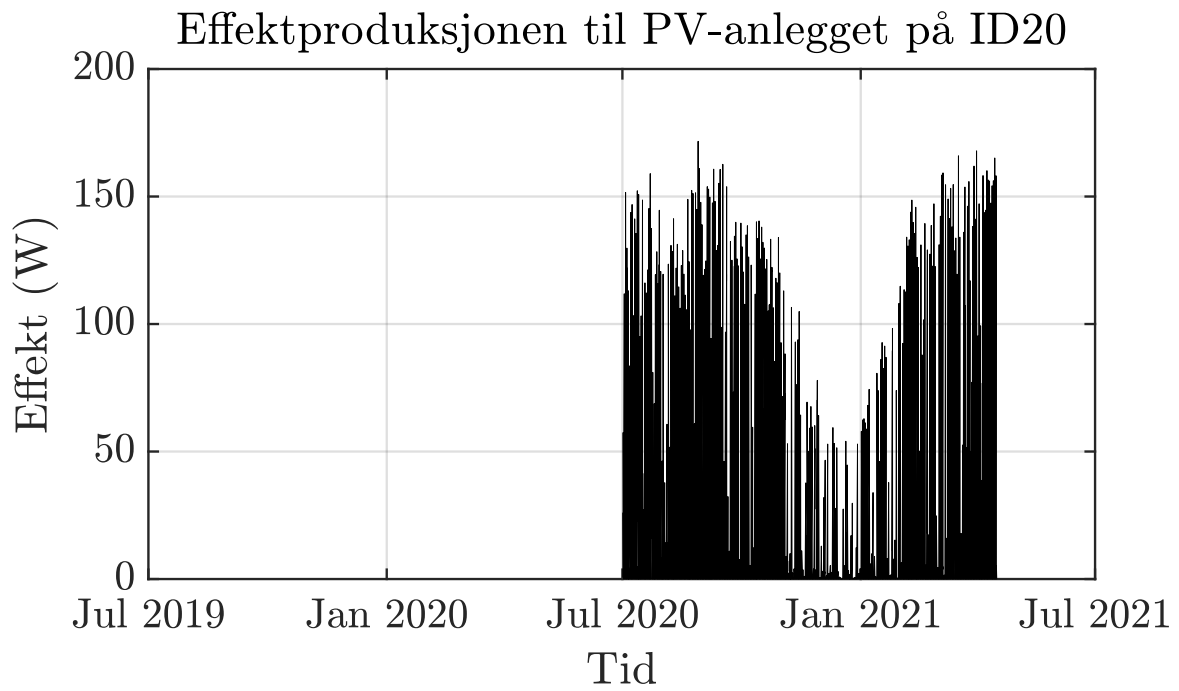
Figur A.14: Målinger av effektforbruket til ID82.



Figur A.15: Målinger av effektforbruket til NS29050.

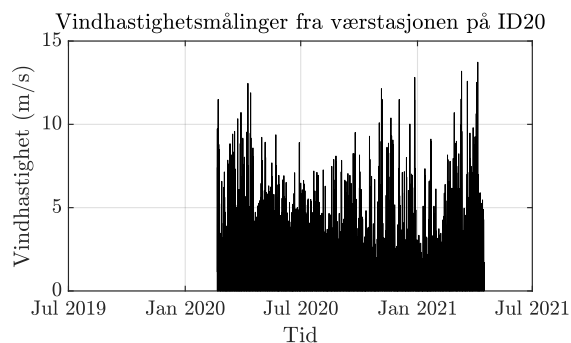


Figur A.16: Målinger av effektforbruket til NS29060.



Figur A.17: Målinger av effektproduksjonen til PV-anlegget på ID20.

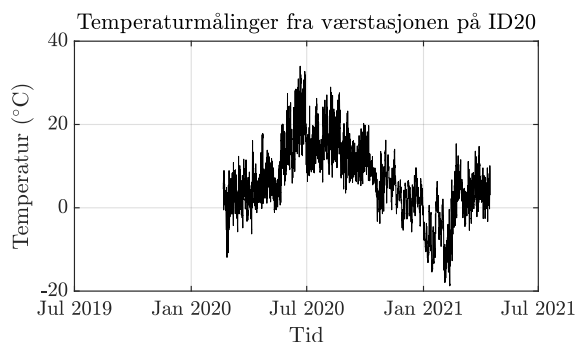
Vedlegg B: Værmålinger på Froan



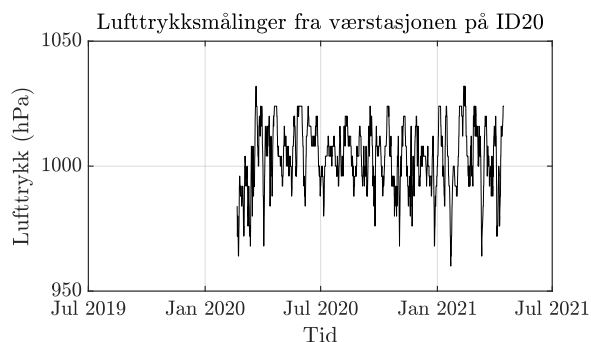
Figur B.1: Målinger av vindhastigheten på Froan.



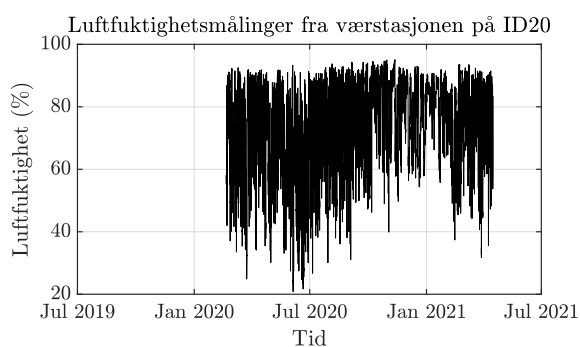
Figur B.2: Målinger av vindretningen på Froan.



Figur B.3: Målinger av lufttemperaturen på Froan.

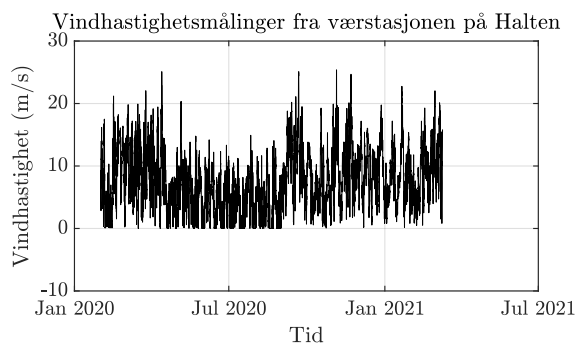


Figur B.4: Målinger av lufttrykket på Froan.

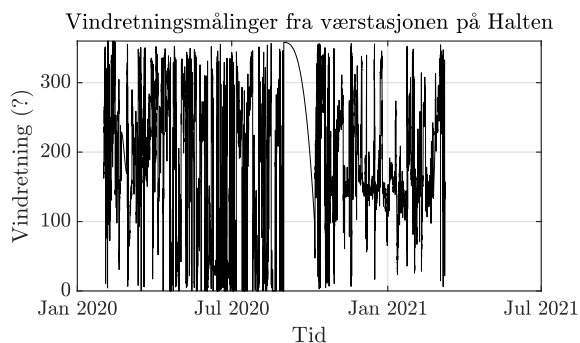


Figur B.5: Målinger av luftfuktigheten på Froan.

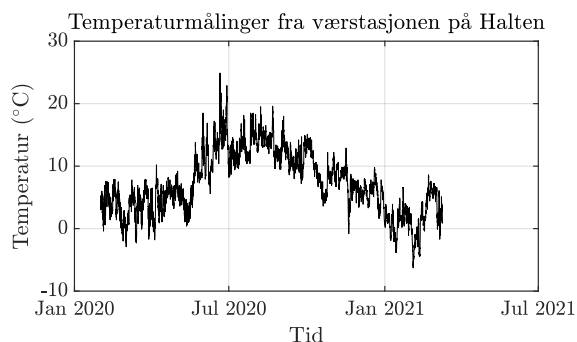
Vedlegg C: Værmålinger på Halten



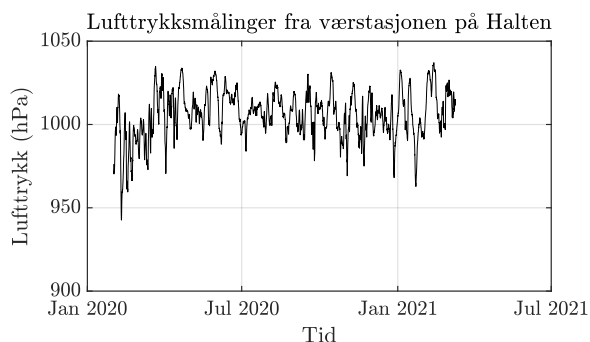
Figur C.1: Målinger av vindhastigheten på Halten.



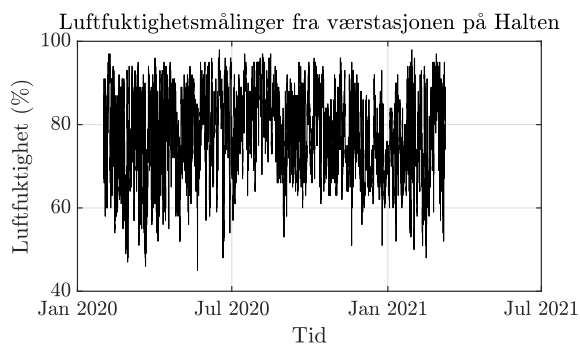
Figur C.2: Målinger av vindretningen på Halten.



Figur C.3: Målinger av lufttemperaturen på Halten.



Figur C.4: Målinger av lufttrykket på Halten.



Figur C.5: Målinger av luftfuktigheten på Halten.

Vedlegg D: Pythonkode til Frost API

```
import pandas as pd
import requests

client_id = 'xxxx' # Get by creating user at frost.met.no

# Define endpoint and parameters
endpoint = 'https://frost.met.no/observations/v0.jsonld'
parameters = {
    'sources': 'SN71850', # Halten=SN71850, Sula=SN65940
    'elements': 'air_temperature, wind_speed', # Check API documentation
    'referencetime': '2021-03-10/2021-04-16', # From/To
}
# Issue an HTTP GET request
r = requests.get(endpoint, parameters, auth=(client_id, ''))

# Extract JSON data
json = r.json()

# Check if the request worked, print out any errors
if r.status_code == 200:
    data = json['data']
    print('Data retrieved from frost.met.no!')
else:
    print('Error! Returned status code %s' % r.status_code)
    print('Message: %s' % json['error']['message'])
    print('Reason: %s' % json['error']['reason'])

# This will return a Dataframe with all of the observations in a table format
df = pd.DataFrame()
for i in range(len(data)):
    row = pd.DataFrame(data[i]['observations'])
    row['referenceTime'] = data[i]['referenceTime']
    row['sourceId'] = data[i]['sourceId']
    df = df.append(row)

df = df.reset_index()

# These additional columns will be kept
columns = ['sourceId', 'referenceTime', 'elementId', 'value', 'unit', 'timeOffset']
df2 = df[columns].copy()
# Convert the time value to something Python understands
df2['referenceTime'] = pd.to_datetime(df2['referenceTime'])

df2.head()
```


Vedlegg E: Produksjonsdata for Vestas-turbiner

Produksjonsdataene for de fire Vestas-turbinene i tabell E.1-E.4 er hentet fra [42].

Tabell E.1: Produksjonsdata for Vestas V27.

Vindhastighet (m/s)	0	3	3,5	4	4,5	5	10,5	11	12	13	14	15	25
Effekt (kW)	0	0	0	3,52	9,26	15	165	180	208	218	224	225	225

Tabell E.2: Produksjonsdata for Vestas V39.

Vindhastighet (m/s)	0	3	3,5	4	4,5	5	10,5	11	12	13	14	15	25
Effekt (kW)	0	0	0	0	0	18	340	375	440	478	493	498,5	500

Tabell E.3: Produksjonsdata for Vestas V47.

Vindhastighet (m/s)	0	3	3,5	4	4,5	5	10,5	11	12	13	14	15	25
Effekt (kW)	0	0	0	4,68	24,24	43,8	494	538	600	635	651	657	660

Tabell E.4: Produksjonsdata for Vestas V90.

Vindhastighet (m/s)	0	3	3,5	4	4,5	5	10,5	11	12	13	14	15	25
Effekt (kW)	0	0	42	93	145	211	1743	1861	1993	2007	2007	2007	2005

Vedlegg F: Optimeringskode for dimensjonering av mikronett

```

clear
clc

load('Froan.mat', 'SolarDailyEnd', 'WindDailyEnd', 'LoadDailyEnd') %Load data

addpath('C:\Users\jostejl\Documents\casadi-windows-matlabR2016a-v3.5.5')
import casadi.* %Import CasADi package

%% Initialize known variables
N = height(LoadDailyEnd);
H = 24;
T = 25;

x = MX.sym('x');
p = MX.sym('p');

A = 0.99;
B = -H;
x_range = 0.8;

x_next = A*x + B*p;
BatteryDynamics = Function('BatteryDynamics', {x,p}, {x_next},
    {'initial_state', 'power'}, {'next_state'});

A1 = SolarDailyEnd.p;
A2 = WindDailyEnd.p;
C1 = LoadDailyEnd.p;

%% Initialize unknown variables
opti = casadi.Opti();
x = opti.variable(1,N+1); %Stored energy
u = opti.variable(1,N+1); %Battery power
c0 = opti.variable(1,N+1); %Waste power
d = opti.variable(1,N+1); %Diesel usage
X = opti.variable(); %Battery capacity
A = opti.variable(2,1); %Solar and wind power
D = opti.variable(); %Diesel power

%% Define constraints
for k = 1:N
    x(k+1) = BatteryDynamics(x(k),u(k));
    opti.subject_to(
        {u(k) - c0(k) == C1(k) - A1(k)*A(1) - A2(k)*A(2) - d(k)*D,
        ((1-x_range)/2)*X <= x(k) <= (x_range + ((1-x_range)/2))*X,
        c0 >= 0,
        0 <= d(k) <= 1,
        A(1) >= 0,
        A(2) >= 0,
        X >= 1048/x_range,
        D >= 43.67,
    }
    )
end
    
```

```
        x(1) == x(N)});
end

%% Define objective
a_c = [19950 11100];
x_c = 1160;
c_c = 1;
d_c = [3400 3.86];

J = a_c*A + x_c*X + d_c(1)*D;

for k = 1:N
    J = J + T*d_c(2)*d(k)*H*D + T*c_c*H*c0(k);
end

opti.minimize(J);

%% Initial guess
opti.set_initial(X,2000);
opti.set_initial(A(1),200);
opti.set_initial(A(2),50);
opti.set_initial(D,45);

%% Define solver
p_opts = struct('expand',true);
s_opts = struct('max_iter',1000);
opti.solver('ipopt',p_opts,s_opts);
sol = opti.solve();
Iter = sol.stats.iter_count;

%% Solutions
Sol_x = sol.value(x);
Sol_u = sol.value(u);
Sol_c0 = sol.value(c0);
Sol_d = sol.value(d);

Sol_X = sol.value(X);
Sol_A = sol.value(A);
Sol_D = sol.value(D);

Sol_J = sol.value(J);

Sol_h_diesel = sum(Sol_d(1:365).*H);
Sol_kwh_waste = sum(Sol_c0(1:365).*H);
```

Vedlegg G: Optimeringskode for predikering av effektforbruk

```

function out = PredLoad(Forecast)

addpath('C:\Users\jostejl\Documents\casadi-windows-matlabR2016a-v3.5.5')
import casadi.*

load('Froan.mat','Load','WeatherHalten')

%% Creating Input
LoadHourly = retime(Load,'hourly','mean');
StartTime = datetime(Forecast.time(1) - hours(24*7));
EndTime = datetime(Forecast.time(1));
WeatherPeriod = extract_time_period(WeatherHalten,StartTime,EndTime);
LoadPeriod = extract_time_period(LoadHourly,StartTime,EndTime);

%% Initializing variables
N = height(LoadPeriod);
x1 = MX.sym('x1',1,N);
x2 = MX.sym('x2',1,N);
s = MX.sym('s',1,N);
p = MX.sym('p',3);

s = p(1) + p(2)*x1 + p(3)*x2; %

Consumption = Function('Consumption',{x1,x2,p},{s},
    {'forecast1','forecast2','parameters'},{'PowerConsumption'});

%% Optimization
opti = casadi.Opti();
p = opti.variable(3);
J = 0;

for k = 1:N
    LoadModel = Consumption(WeatherPeriod.air_temperature(k),
        WeatherPeriod.wind_speed(k),p);
    J = J + (LoadPeriod.p(k) - LoadModel(k))^2;
end

opti.minimize(J);

%% Define solver
p_opts = struct('expand',true);
s_opts = struct('max_iter',1000);
opti.solver('ipopt',p_opts,s_opts);
sol = opti.solve();

Sol_p = sol.value(p);

%%
out = Sol_p(1) + Sol_p(2)*Forecast.temp + Sol_p(3)*Forecast.wind_speed;
end

```


Vedlegg H: Optimeringskode for predikering av effektproduksjon fra solceller

```

function out = PredSolar(Forecast)

addpath('C:\Users\jostejl\Documents\casadi-windows-matlabR2016a-v3.5.5')
import casadi.*

load('ForecastPower','Clouds')
load('Froan.mat','SolarPower')

%%
SolarPowerHourly = retime(SolarPower,'hourly','mean');
StartTime = datetime(Forecast.time(1) - hours(24*7));
EndTime = Forecast.time(1);
SolarPowerPeriod = extract_time_period(SolarPowerHourly,StartTime,EndTime);
CloudsPeriod = extract_time_period(Clouds,StartTime,EndTime);

%%
t = (0:1/24:365-1/24);
delta = -0.40928*cos(2*pi/365.*t + 2*pi*10/365);
sun_horizontal = asin(sin(2*pi*63.9928/360).*sin(delta)
    + cos(2*pi*63.9928/360).*cos(delta).*cos(2*pi.*t - pi));
sun_tilted = asin(sin(2*pi*63.9928/360 - 2*pi*15/360).*sin(delta)
    + cos(2*pi*63.9928/360 - 2*pi*15/360).*cos(delta).*cos(2*pi.*t - pi));
sun = sun_tilted;
sun(sun_horizontal < 0) = 0;
sun(sun_tilted < 0) = 0;

solar = table;
solar.solar = sun';
StartYear = datetime('2021-01-01_01:00:00_+01','Format','yyyy-MM-dd_HH:mm:ss_XX',
    'Timezone','Europe/Zurich');
solar.t = datetime(StartYear + hours(0:8759))';
solar = table2timetable(solar);
solarPeriod = extract_time_period(solar,StartTime,EndTime);

%% Initializing variables
N = height(SolarPowerPeriod);
x = MX.sym('x',1,N);
s = MX.sym('s',1,N);
p = MX.sym('p');

s = p*x;

Solar = Function('Solar',{x,p},{s},{ 'forecast','parameter' },{ 'solarpower' });

%%
opti = casadi.Opti();

p = opti.variable(2);
J = 0;

```

```
for k = 1:N
    Model = Solar((1 - CloudsPeriod.cloudiness(k)*p(2))*solarPeriod.solar(k),
        p(1));
    J = J + ((SolarPowerPeriod.p(k) - Model(k))^2;
end

opti.minimize(J);

%% Define solver
p_opts = struct('expand',true);
s_opts = struct('max_iter',1000);
opti.solver('ipopt',p_opts,s_opts);
sol = opti.solve();

Sol_p = sol.value(p);

%%
StartTime = Forecast.time(1);
EndTime = datetime(Forecast.time(end) + hours(1));
solarActual = extract_time_period(solar,StartTime,EndTime);

%%
out = Sol_p(1)*(ones(224,1) - Forecast.cloudiness.*Sol_p(2)./100).*solarActual.solar;

end
```


Vedlegg I: Optimeringskode for drift av mikronett

```

clear
clc

load('ForecastPower.mat','WeatherForecast0224','WeatherForecast0301')
load('WindPower','Turbine')

addpath('C:\Users\jostejl\Documents\casadi-windows-matlabR2016a-v3.5.5')
import casadi.*

%%
N = 224;
H = 1;

x = MX.sym('x');
p = MX.sym('p');

A = 0.9996;
B = -H;
x_range = 0.8;

x_next = A*x + B*p;
BatteryDynamics = Function('BatteryDynamics',{x,p},{x_next},
    {'initial_state','power'},{'next_state'});

%% Initialize known variables
A1 = PredSolar(WeatherForecast0301);           %Predicted solar power
A2 = PredWind(WeatherForecast0301,Turbine);   %Predicted wind power
C1 = PredLoad(WeatherForecast0301);           %Predicted load

A = [141.1;49.3];
D = 43.67;
X = 1310;

%% Initialize unknown variables
opti = casadi.Opti();
x = opti.variable(1,N+1); %Stored energy
u = opti.variable(1,N+1); %Battery power
c0 = opti.variable(1,N+1); %Waste power
d = opti.variable(1,N+1); %Diesel usage

x(1) = 1000;

%% Define constraints
for k = 1:N
    x(k+1) = BatteryDynamics(x(k),u(k));
    opti.subject_to(
        {u(k) - c0(k) == C1(k) - A1(k)*A(1) - A2(k)*A(2) - d(k)*D,
        ((1-x_range)/2)*X <= x(k) <= (x_range + ((1-x_range)/2))*X,
        c0 >= 0,
        0 <= d(k) <= 1})

```

end

```
%opti.subject_to(x(1) == 1000) %Initial value  
%opti.subject_to(d(k) == 0) %Downtime  
%opti.subject_to(x(k) >= 500) %Battery limit
```

```
%% Define objective
```

```
c_c = 1;  
d_c = [5 100 50];  
x_c = 0.1;
```

```
J = 0;
```

```
for k = 1:N
```

```
    J = J + d_c(1)*d(k)*D + c_c*c0(k) + x_c*(X*0.9 - x(k))  
        - d_c(2)*(0.5 - d(k))^2 + d_c(3)*(d(k) - d(k+1))^2;
```

```
end
```

```
opti.minimize(J);
```

```
%% Define solver
```

```
p_opts = struct('expand',true);  
s_opts = struct('max_iter',1000);  
opti.solver('ipopt',p_opts,s_opts);  
sol = opti.solve();  
Iter = sol.stats.iter_count;
```

```
%% Solutions
```

```
Sol_x = sol.value(x);  
Sol_u = sol.value(u);  
Sol_d = sol.value(d);  
Sol_c0 = sol.value(c0);
```

```
Sol_J = sol.value(J);
```

