

# Integrasjon av distribuert fornybar energi og energilagring i Trøndelag

**Jarand Hole**

Master i energi og miljø  
Innlevert: juni 2018  
Hovedveileder: Magnus Korpås, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Forord

Vi teller 2018 og både jeg og verden befinner oss i en meget spennende periode. Personlig er det en stor ære for meg å kunne få være aktiv og tilegne meg kunnskap innen et fagfelt som interesserer meg og som gir meg en større mening enn bare en mastergrad. Denne masteroppgaven har gitt meg muligheten til å utforske utfordringer og løsninger på et av menneskehetens største problem gjennom tidene, og jeg føler meg nå godt skodd og motivert til å dra ut å bidra med mine kvaliteter i den reelle verden. Gjennom arbeidet med masteroppgaven har mitt hovedfokus vært å lære mest mulig, og plukke opp ting som interesserer meg og ting jeg kan bruke når jeg skal ut i arbeidslivet.

Det å kunne fordype seg i et emne en brenner for er ikke alle forunt, og jeg er takknemlig for den sjansen jeg har fått. Jeg har som mål å kunne være en personlighet som setter sitt preg på utviklingen av den norske kraftbransjen, og være med på å dra Norge og resten av verden i retningen mot lavutslippssamfunnet.

Jeg ønsker å benytte denne anledningen til å takke min veileder, Magnus Korpås, for kyn- dig og tålmodig veiledning. Det har vært mange interessante diskusjoner, og jeg håper at vi kan fortsette å diskutere videre også etter masteroppgaven er levert. Jeg vil også takke mine medvei- ledere, Anniken Auke Borgen og Ida Fuchs for gode innspill og nødvendige bidrag.

Det er også andre jeg vil rette en takk til, først og fremst Frida Berglund for støtte og mange gode diskusjoner gjennom hele universitetsoppholdet. Jeg vil takke UKEkoret Pirum for å ha bidratt til å gjøre studiehverdagen i Trondheim helt spesiell, og jeg vil takke familien for alt som har ført meg dit jeg er i dag.

God lesning.

Tordheim, 10. juni 2018

Jarand Hole

## Sammendrag

*A summary in english will follow this section, the rest of the report is in norwegian.*

Distribuert energiproduksjon vil spille en betydelig rolle i fremtidens kraftsystem. Tilstrekkelig med fleksibilitet i nettet vil også være en nøkkel for å takle overgangen til et mer volatilt kraftnett, med større variasjoner i spenning og effektflyt som følge av uregulerbar fornybar energiproduksjon. Elektriske batterier vil, i tillegg til å øke fleksibiliteten, kunne tjene nettet globalt med blant annet aktiv effektkompensering for frekvensstabilisering.

Den økende elektrifiseringen av transportsektoren er viktig for utviklingen mot lavutslippsamfunnet, men stiller krav til kraftnettets effektkapasitet. Både akkumulert effektforbruk fra lading av elbiler og individuelle effektuttak for kraftkrevende elektriske kollektivtransportmidler er noe som må tas hensyn til av netteiere og regulatoriske myndigheter når det fremtidige kraftsystemet i Trøndelag og resten av landet planlegges.

Resultatene fra nettanalysen gjennomført i softwaren MATPOWER av kraft nettet rundt Heimdal videregående skole, impliserer at nettet virker å være godt nok dimensjonert for å ta i mot overskuddsproduksjonen fra skolens distribuerte energiresurser, uten store konsekvenser for spenningsnivå eller risiko for overbelastning. Radialen når termisk overbelastning av kablene før spenningsnivåene i nettstasjonene blir uakseptable i henhold til EUs anbefalinger på  $\pm 6\%$ . For at kablene skal nå maksimal termisk driftsstrøm på 345 A, må lasten i systemet øke med 595% i forhold til verdiene som ligger i TrønderEnergi Nett sine databaser i NETBAS.

Heimdal videregående skole vil derimot bli begrenset av plusskundeavtalen mellom skolen og TrønderEnergi Nett, når det kommer til kraft eksportert ut fra systemet. Eksportbegrensningen på 99 kW fører til at 1% av all energien skolen produserer, strupes vekk og dermed ikke blir utnyttet. Dersom skolens energiproduksjon antas å nå merkeeffekt i den timen med høyest produksjon i løpet av året, øker denne dumpingene av energi til 6% av total produsert energi. Dette er en direkte konsekvens av eksportbegrensningen i kombinasjon med *offseten* mellom skolens lastprofil og produksjonsprofilen fra de distribuerte energiresursene.

Energilagring kan benyttes til å øke fleksibilitet i energisystemer ved load-shifting. Det finnes mange ulike alternativer for energilagring, blant annet pumpekraftverk, komprimert luft (CAES),

kinetiske energilager(flywheel), superledende magnetiske lagre(SMES), lagring av energi i hydrogengass og elektriske batterier. Endringer i programmet WINDHYDTOOLS, har muliggjort en analyse av Heimdal videregående skoles energibalanse med integrasjon av et elektrisk batteri. Resultatene fra analysen viser at andelen strupet distribuert energi over et år reduseres fra 5,516% til 5,318% ved installering av et 150 kWh batteri med C-rate  $C/3$ . Videre viser sensitivitsanalyser at dersom batteriet skal kunne påvirke andelen dumpet energi bør forholdet mellom batteriets effektkapasitet og energilager, kalt C-rate, være mindre enn 1/1. Lading- og utladningseffekten til batteriet bør i tillegg være større en 20 kW.

En økonomisk analyse resulterer i at de sparte strømkostnadene som følge av batteriets utnyttelse av tidligere dumpet egenprodusert energi, ikke er store nok til å dekke batteriets kapital-kostnad. Dersom batteriet skal være lønnsomt i denne case-studien, må prising av effekt utgjøre en stor del av skolens strømkostnader, kontrollstrategien må forbedres og batterikostnadene må sannsynligvis subsidieres.

## Abstract

Distributed energy production will play an important role in tomorrow's power system. A sufficient amount of flexibility in the network is also important to handle the volatility of the future power system, with an increasing share of power produced from renewable energy sources. In addition to increasing power system flexibility, electrical batteries will be able to serve utilities with active power compensation for frequency stabilization.

The increasing electrification of the transport sector is important for the development of the low-emission society, but requires high power network capacity. Both accumulated power consumption from charging of EVs and individual power demands from power-consuming electrical public transport needs to be taken into account by network owners and regulatory authorities when planning the future power system in Trøndelag and the rest of world.

The results of a power analysis conducted in the MATPOWER-software, of the power grid around Heimdal High School, imply that the network seems to be well sized to handle the surplus production from the school's distributed energy resources, without major consequences for voltage levels or risk of overload. The radial reaches thermal overload of the cables before the voltage levels in the substations become unacceptable according to the EU's recommendations of  $\pm 6\%$ . In order for the cables to reach the maximum thermal operating current of 345 A, the load in the system must increase by 595 % compared to the values obtained from TrønderEnergi Nett's databases in the software NETBAS.

Heimdal High School, on the other hand, will be limited by the prosumer agreement between the school and TrønderEnergi Nett when it comes to power exported from the system. The 99 kW export limit causes a dumping of 1% of the energy produced on sight. If the school's energy production is assumed to reach peak power in the hour with the highest production during the year, this share of dumped energy increases to 6% of the total energy produced. This is a direct consequence of the export boundary in combination with the offset between the school's load profile and the production profile from the distributed energy resources.

Energy storage can be used to increase flexibility in energy systems during load-shifting. There are many different alternatives for energy storage, including pumped hydro storage, compressed air energy storage, kinetic energy storage in flywheels, superconductive magnetic energy

storage, energy storage in hydrogen gas and electrical batteries. Some changes in the WIND-HYDTOOLS program code have enabled an analysis of Heimdal school's energy balance with the integration of an electric battery. The results from the analysis show that the proportion of dumped distributed energy over a year decreases from 5.516% to 5.318% by installing a 150 kWh battery with C-rate  $C/3$ . Furthermore, sensitivity analysis shows that if the battery should affect the amount of dumped energy, the ratio of battery power capacity to energy storage, called C-rate, should be less than 1/1. The charge and discharge power of the battery should also be greater than 20 kW.

Finally, an economic analysis is conducted. The saved power costs due to battery exploitation of previously dumped distributed energy, is not enough to cover the battery's capital cost. If the battery is to be profitable in this case study, peak power-pricing must account for a large part of the school's power costs, the control strategy must be improved and the battery costs will probably have to be subsidized.

## Ordliste og forkortelser

**IEEE** Institute of Electrical and Electronics Engineers

**DER** Distributed energy resources

**MPP** Maximum Power Point

**MPPT** Maximum Power Point Tracking

**PV** Photovoltaics

**.m-fil** MATLAB-fil

**struct** En datatype som grupperer data i forskjellige kategorier

**runpf** Kommando i MATPOWER, betyr "run powerflow"

**kWp** Installert peak-effekt

**Peak-shaving** Å kutte effekttopper

**Valley-filling** Å heve effektbunner

**Load-shifting** Lastflytting

**NOCT** Normal Operating Cell Temperature

**Blackout** Stort strømbrudd

**Round-trip-efficiency** Total syklusvirkningsgrad

**STC** Standard Test Conditions

**CAES** Compressed Air Energy Storage

**SMES** Superconducting Magnetic Energy Storage

**LMT** LandbruksMeteorologisk Tjeneste

**C-rate** Forholdet mellom effektkapasitet og energikapasitet for et batteri

**IRENA** International Renewable Energy Agency



# Figurer

1.1	Klimagassutslipp i Norge fordelt på sektor i 2016, basert på data fra Statistisk sentralbyrå[1]	3
2.1	Installert solkraft i kW i Norge fra 2012 til 2017, Multiconsult[2]	8
2.2	Et eksempel på hvordan kraftsystemet tradisjonelt er designet[3].	11
2.3	Powerhouse Brattørkaia[4]	13
2.4	I-V-kurven til en solcelle med varierende celletemperatur[5]	15
2.5	Det 40 megawatt-store flytende kraftverket i Huainan i Kina, SUNGROW[6]	16
2.6	Enkel konseptillustrasjon av load shifting	18
2.7	Prisen på litium-ion-batterier fra 2010-2017, Bloomberg[7]	20
2.8	Predikert prisutvikling på litiumionebatterier mot 2030, Bloomberg[7]	20
2.9	Batteriets interaksjon med nettet over en måned[8]	21
2.10	Batteriets interaksjon med nettet over en dag[8]	22
2.11	Et eksempel på frekvensstabilisering ved hjelp av batteri[8]	23
2.12	Illustrasjon av langring av energi som potensiell energi, gravitricity[9]	26
2.13	Flytskjema for lagring av energi i komprimert luft, LightSail Energy[10]	27
2.14	Et Equinor-støttet 20 MW svinghjullager i Pennsylvania, Convergent Energy + Power[11]	28
2.15	Illustrasjon av CO <sub>2</sub> -regnskapet til et bygg[12]	30
2.16	Millioner tonn CO <sub>2</sub> -ekvivalenter fra transportsektoren i 2016, Miljødirektoratet[13]	31
2.17	Utviklingen i utslipp fra transport fordelt på ulike kilder, Miljødirektoratet[13]	32
2.18	Illustrasjon av lading av elbuss via pantograf, AtB[14]	33
3.1	Satellittbilde av området valgt for casen, Google Earth[15]	36
3.2	Skjermdump av det eksisterende nettet i det valgte området	37

3.3	Skjermdump av de modellerte solcellene på Heimdal vgs . . . . .	38
3.4	Skjermdump fra MATLAB, <i>Base case - Bus Data</i> . . . . .	40
3.5	Skjermdump fra MATLAB, <i>Base case - Generator Data</i> . . . . .	40
3.6	Skjermdump fra MATLAB, <i>Base case - Branch Data</i> . . . . .	41
4.1	Skjermdump fra brukermanualen til programmet WINDHYDTOOLS[16] . . . . .	45
4.2	<i>Component parameters-inputtabell i WINDHYDTOOLS</i> . . . . .	47
4.3	Simulert kraftproduksjon fra solcelleanlegget ved Heimdal videregående skole, basert på data fra PVsyst . . . . .	48
4.4	Simulert lastprofil ved Heimdal videregående skole, basert på data fra SIMIEN . . . . .	48
4.5	Systemskisse av systemet som analyseres i del 2 av case-studien . . . . .	49
4.6	<i>Component parameters inputtabell for case 1</i> . . . . .	50
5.1	Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av base case . . . . .	51
5.2	Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case1 . . . . .	52
5.3	Oppsummering av kabelresultater fra MATPOWER-simulering av case1 . . . . .	53
5.4	Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case2 . . . . .	53
5.5	Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3 . . . . .	54
5.6	Heimdal videregående skoles simulerte netto last over et år . . . . .	55
5.7	Simulert solkraft eksportert fra Heimdal videregående skole over et år . . . . .	56
5.8	Fordelingen av distribuert energi for systemet uten batteri, med og uten eksportbegrensning . . . . .	57
5.9	Fordelingen av distribuert energi for simuleringen av basecase . . . . .	58
5.10	Fordelingen av distribuert energi for systemet i case 1 . . . . .	60
5.11	Fordelingen av distribuert energi for systemet i case 2 . . . . .	61
5.12	Fordelingen av distribuert energi med uten batteri, men med høy produksjon og eksportbegrensning . . . . .	61
5.13	Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteristørrelse, C-rate låst til C/3 . . . . .	62
5.14	Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteriets energilager, opp- og utladningseffekt låst til 50 kW . . . . .	63

5.15 Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteriets effektgrense, energikapasitet låst til 150 kWh . . . . .	63
6.1 Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3 med transformatorimpedans . . . . .	65
6.2 Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3 med transformatorimpedans og tidoblet effektproduksjon . . . . .	67
6.3 Netto batterikostnader i energiperspektiv . . . . .	72
B.1 Flytskjema for operasjonen som utløses av kommandoen <i>windhydsim</i> i MATLAB[16]	92
B.2 Parameterforklaring av for kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS[16] . . . . .	93
B.3 Flytskjema for kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS[16] . . . . .	94
C.1 Energisystemet til Heimdal videregående skole . . . . .	96

# Tabeller

2.1	ZEB-nivåer etter stigende ambisjonsnivå, ZEB[12] . . . . .	30
3.1	Data for kablene hentet fra NETBAS . . . . .	41
3.2	Scenario-matrise som definerer casene i nettanalysen . . . . .	42
5.1	Aktive og reaktive tap fra simulering av base case . . . . .	52
5.2	Aktive og reaktive tap fra simulering av case 1 . . . . .	53
5.3	Aktive og reaktive tap fra simulering av case 2 . . . . .	54
5.4	Aktive og reaktive tap fra simulering av case 3 . . . . .	54
5.5	Nøkkeltall hentet fra <i>Main results</i> i WINDHYDTOOLS for simuleringer uten batteri	56
5.6	Nøkkeltall hentet fra <i>Main results</i> i WINDHYDTOOLS for base case . . . . .	58
5.7	Nøkkeltall hentet fra <i>Main results</i> i WINDHYDTOOLS for case 1 . . . . .	59
5.8	Nøkkeltall hentet fra <i>Main results</i> i WINDHYDTOOLS for case 2 . . . . .	60
D.1	Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med C-rate C/3 . . . . .	97
D.2	Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med effekt- kapasitet låst til 50 kW . . . . .	98
D.3	Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med energi- lager låst til 150 kWh . . . . .	99

# Innhold

Forord . . . . .	i
Sammendrag . . . . .	ii
Abstract . . . . .	iv
Ordliste og forkortelser . . . . .	vi
Figurer . . . . .	vii
Tabeller . . . . .	ix
<b>1 Introduksjon</b>	<b>2</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	2
1.1.1 Stimulerende trender i kraftbransjen . . . . .	4
1.2 Oppgavens formål og struktur . . . . .	5
1.2.1 Formålet med oppgaven . . . . .	5
1.2.2 Struktur . . . . .	6
<b>2 Konseptuelt rammeverk og status</b>	<b>7</b>
2.1 En oppsummering av distribuert fornybar energi . . . . .	7
2.1.1 Fornybare energikilder i distribuert energiproduksjon . . . . .	7
2.1.2 Positive effekter på kraftsystemet . . . . .	9
2.1.2.1 Redusert spenningsfall . . . . .	9
2.1.2.2 Redusert tap . . . . .	9
2.1.2.3 Økt forsyningsikkerhet . . . . .	10
2.1.2.4 Sparte nettinvesteringer og frigjøring av regulerbar vannkraft . . . . .	10
2.1.3 utfordringer med distribuert energiproduksjon . . . . .	10
2.1.3.1 Uforutsigbart og ustabilt . . . . .	10

2.1.3.2	Kraftsystemet og kraftflyt . . . . .	10
2.1.3.3	Variasjoner i spenning . . . . .	11
2.1.3.4	Tap . . . . .	12
2.2	Distribuert fornybar energi i dag . . . . .	12
2.2.1	Bygningsintegreerte solceller . . . . .	13
2.2.2	Flytende solkraft . . . . .	14
2.2.3	Plusskunder . . . . .	17
2.2.4	Fleksibilitet . . . . .	17
2.2.4.1	Motivasjon for fleksibilitet . . . . .	17
2.2.5	Demand response . . . . .	19
2.2.6	Elektriske batterier i kraftnettet . . . . .	19
2.2.6.1	Foregangsprosjektet i Hornsdale . . . . .	19
2.2.7	Vehicle-to-grid . . . . .	23
2.2.8	Alternativ energilagring . . . . .	25
2.2.8.1	Lagring ved potensiell energi . . . . .	25
2.2.8.2	Komprimert luft . . . . .	26
2.2.8.3	Kinetisk lager . . . . .	27
2.2.8.4	Superledende magnetisk lager . . . . .	28
2.2.8.5	Hydrogen . . . . .	29
2.3	Bygninger . . . . .	29
2.3.1	Zero Emission Buildings . . . . .	29
2.4	Elektrifisering av transport . . . . .	31
2.4.1	Elektrisk transport på landjorden . . . . .	32
2.4.1.1	Elektrifisering av bilparken . . . . .	32
2.4.1.2	Elektrisk kollektivtransport i byer . . . . .	32
2.4.1.3	Elektrisk tungtransport . . . . .	33
<b>3</b>	<b>Metode ved nettanalyse</b>	<b>35</b>
3.1	Valg av område . . . . .	35
3.1.1	Heimdal videregående skole . . . . .	36

3.1.2	Solcellesystem . . . . .	37
3.2	Data til nettanalyse . . . . .	38
3.3	Analyseverktøy . . . . .	38
3.3.1	MATPOWER . . . . .	39
3.3.2	Modelloppsett i MATPOWER . . . . .	39
3.4	Modellering av ulike scenarier for nettanalyse . . . . .	41
3.4.1	Modellering av case 1 - høy last, ingen produksjon . . . . .	42
3.4.2	Modellering av case 2 - høy last og distribuert energiproduksjon . . . . .	42
3.4.3	Modellering av case 3 - lav last og høy distribuert energiproduksjon . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Metode ved fleksibilitetsanalyse</b>	<b>43</b>
4.1	Bakgrunn for fleksibilitetsanalyse . . . . .	43
4.1.1	Plusskundeavtale og kraftoverskudd . . . . .	44
4.2	Analyseverktøy . . . . .	45
4.2.1	WINDHYDTOOLS . . . . .	45
4.2.1.1	Tilpasninger i WINDHYDTOOLS . . . . .	45
4.2.1.2	Kontrollstrategi . . . . .	46
4.2.2	Data til fleksibilitetsanalyse . . . . .	46
4.2.3	Simuleringer av solcellesystem . . . . .	47
4.3	Modellering av ulike scenarier for batterianalyse . . . . .	48
4.3.1	Modellering av base case - ubegrenset eksport . . . . .	49
4.3.2	Modellering av case 1 - begrenset eksport . . . . .	49
4.3.3	Modellering av case 2 - begrenset eksport og maksimal produksjon . . . . .	50
4.3.3.1	Videre analyse av fleksibelt energisystem . . . . .	50
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>51</b>
5.1	Kraftsystemanalyse . . . . .	51
5.1.1	Resultater fra base case . . . . .	51
5.1.2	Resultater fra case 1 - høy last, ingen produksjon . . . . .	52
5.1.3	Resultater fra case 2 - høy last og distribuert energiproduksjon . . . . .	53
5.1.4	Resultater fra case 3 - lav last og høy distribuert energiproduksjon . . . . .	54

5.2	Energisystemanalyse med integrasjon av fleksibilitet . . . . .	55
5.2.1	Utgangspunkt - Energianalyse uten batteri . . . . .	55
5.2.2	Integrasjon av batteri - base case . . . . .	57
5.2.3	Integrasjon av batteri - case 1 . . . . .	59
5.2.4	Integrasjon av batteri - case 2 . . . . .	59
5.3	Resultater av videre fleksibilitetsanalyse . . . . .	60
<b>6</b>	<b>Analyse og diskusjon</b>	<b>64</b>
6.1	Spenningsanalyse av case-radial . . . . .	64
6.1.1	Årsaker for lave utslag i simuleringsresultater . . . . .	64
6.1.2	Overbelastningsanaylse . . . . .	67
6.2	Analyse av Heimdal videregående skoles energisystem . . . . .	68
6.2.1	Introduksjon av fleksibilitet i systemet . . . . .	68
6.2.2	Reduksjon i dumpet energi . . . . .	69
6.2.2.1	Systemets sensitivitet for batteriets energikapasitet . . . . .	70
6.2.2.2	Systemets sensitivitet for batteriets effektkapasitet . . . . .	70
6.2.3	Økonomisk betraktning av batteristørrelse . . . . .	71
6.3	Distribuert energi og fleksibilitet i Trøndelag fremover mot 2030 . . . . .	73
<b>7</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>74</b>
7.1	Konkrete forslag . . . . .	74
7.1.1	Nettpåvirkning fra elektrifisering av transport . . . . .	74
7.1.2	Utvidet kraftsystemanalyse . . . . .	74
7.1.3	Load-shifting-analyse av Heimdal videregående skole . . . . .	75
<b>8</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>76</b>
	<b>Bibliografi</b>	<b>78</b>
<b>A</b>	<b>MATPOWER</b>	<b>84</b>
A.1	caseformat.m . . . . .	84



<i>INNHold</i>	1
<b>B WINDHYDTOOLS</b>	<b>91</b>
B.1 Flytskjema for WINDHYDTOOLS . . . . .	92
B.2 Kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS . . . . .	93
<b>C Energisystem Heimdal videregående skole</b>	<b>95</b>
<b>D Energisystemanalyse med fleksibilitet</b>	<b>97</b>
D.1 Forholdet mellom energilager og effekt låst . . . . .	97
D.2 Sensitivitetsanalyse - Effekt låst . . . . .	98
D.3 Sensitivitetsanalyse - Energikapasitet låst . . . . .	99

# Kapittel 1

## Introduksjon

### 1.1 Bakgrunn

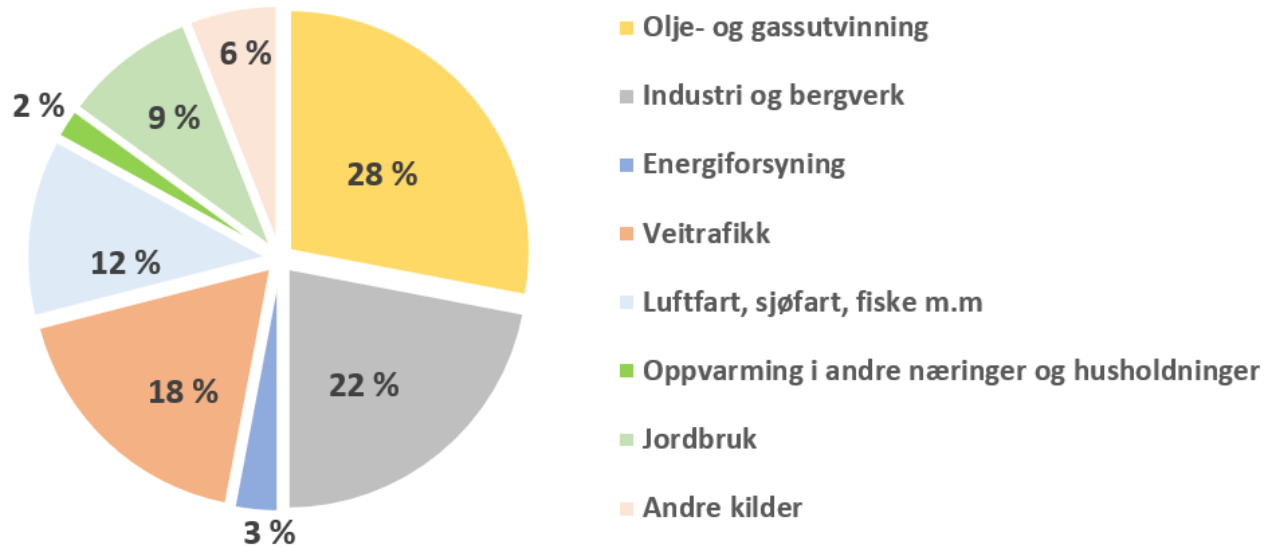
I årene som kommer står kraftsektoren i Norge og resten av verden overfor en utvikling og endring som er av vår tids mest utfordrende og betydningsfulle teknologiske omveltninger. I FNs klimapanelers femte rapport fra 2014, legges andelen av verdens klimagassutslipp knyttet til de forskjellige økonomiske sektorene frem. Globalt står elektrisitet og varmeproduksjon for 25% av verdens klimagassutslipp[17], med andre ord krever verdens fremtidige lavutslippssamfunn en fundamental endring i hvordan elektrisk energi produseres og brukes.

Ser en større på det, fordrer et grønt skifte i de øvrige sektorene også et paradigmeskifte i kraftbransjen. Eksempelvis står transportsektoren for 14% av klimagassutslippene på verdensbasis. Én måte å redusere utslippene fra transportsektoren er å elektrifisere flåten av transportmidler, hvilket krever kraft med lave utslippsekvivalenter dersom fotavtrykket fra transportsektoren skal reduseres, mye av det samme gjelder også i industrien. Nettopp her kan nøkkelen til Norges lovpålagte utslippskutt ligge.

Den 1.1.2018 tredde Norges nye klimalov i kraft, hvis uttalte formål er å “fremme gjennomføring av Norges klimamål som ledd i omstilling til et lavutslippssamfunn i Norge i 2050”. I tillegg skal denne loven “fremme åpenhet og offentlig debatt om status, retning og framdrift i dette arbeidet” og “loven skal ikke være til hinder for at klimamål fastsatt i eller i medhold av denne lov kan gjennomføres felles med EU”. Klimaloven lovfester konkrete utslippkutt mot 2030 og 2050, der Norges klimagassutslipp skal reduseres med henholdsvis 40% og 80-95% i forhold til

referanseåret 1990[18].

Norge er i en særstilling når det kommer til utslippskutt. Hovedsaklig på grunn av vannkraftressursene i landet, kommer 98% av den produserte kraften fra fornybare energikilder[19]. Dette fører til at klimagassutslippene fra energiforsyningen kun står for 3% av landets utslipp, som vist i figur 1.1. Diagrammet omfatter ikke utenriks luft- og sjøfart, hvilket betyr at den reelle andelen fra energiproduksjon er enda mindre.



Figur 1.1: Klimagassutslipp i Norge fordelt på sektor i 2016, basert på data fra Statistisk sentralbyrå[1]

Den politiske viljen er helt essensiell for at våre generasjoner skal takle det som er en av de største utfordringene menneskeheten har fått gjennom tidene. For eksempel har politiske virkemidler vist seg svært effektive når det kommer til innfasing av elektriske biler i Norges bilpark. I mars 2018 var 37,3% av nybilsalget elbiler[20], mye takket være tilretteleggende politikk og en økende entusiasme. Regjeringens uttalte mål er “at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy fra 2025”[21].

Områdespesifikt for Trondheim ble det 16. april 2018 kunngjort at Trondheim kommune sammen med både private og offentlige bedrifter har sendt søknad til EU om 20 millioner euro til et Smart City-prosjekt. Prosjektet vil vare i fem år og skal ta for seg endringer og omstilling innen både energibruk og transport. Med på søknaden fra Trondheim er én boligblokk, ti kontorbygg og også en rekke av universitetsbyggene på NTNU Gløshaugen[22]. Dersom søknaden blir innvilget vil Trondheim stå frem som en ledende by i Europa når det gjelder det grønne

skiftet og utviklingen av energisystemet i byer. Avgjørelsen faller den 5. september 2018.

Tidligere har også Trondheim utpekt seg som en by i førerretet mot lavutslippssamfunnet, da de blant annet vant prisen for “Årets lokale klimatiltak 2017” på Zerokonferansen i Oslo i oktober 2017[23] grunnet elbuss-satsning og med gjennomføringen av sin ambisiøse *Miljøpakke* som økte sykkeltrafikken til og fra sentrum med omlag 50% fra 2010 til 2016[24].

### 1.1.1 Stimulerende trender i kraftbransjen

§ 4-1 i *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netttjenester og elektrisk energi, nettselskaps nøytralitet mv.* fra Lovdata sier at alle strømkunder i Norge innen 1. januar 2019 skal ha installert *Avanserte måle- og styringssystemer*, AMS[25]. Dette er et tiltak fra Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, som skal drive det norske kraftsystemet fremover. AMS fører til mer og bedre data om forbruket av kraft og skal legge til rette for flere tjenester som vil kunne bli helt nødvendige i fremtidens kraftnett.

I tillegg til kravet om AMS, påla NVE Statnett å etablere en platform der den nevnte dataen kan samles og nyttiggjøres. Resultatet ble Elhub, registrert som datterselskap av Statnett i oktober 2015, og som skal gå live 18.02.2019[26].

Med disse to insentivene til grunn, muliggjøres tiltak som mer effektivt kan optimalisere kraftsystemet i Norge. Et eksempel på tiltak som allerede er foreslått er NVEs forslag om effekt-tariff, som hadde høringsfrist 1. mars 2018.

I tillegg til de nasjonale tiltakene og insentivene i norsk kraftbransje, ble det vedtatt den 22. mars 2018 at Norge slutter seg til EUs tredje energipakke og det omtalte *Agency for the cooperation of energy regulators*, forkortet ACER. Med andre ord vil perioden frem mot 2020 og 2030 bli en spennende epoke i norsk kraftbransjes historie, og det er høyaktuelt å undersøke hvordan distribuert fornybar energi virker inn på nettet, og hvilke eventuelle tiltak som kan kombineres med distribuert energiproduksjon for å best mulig nyttegjøre det kraftsystemet som eksisterer i dag.

## 1.2 Oppgavens formål og struktur

### 1.2.1 Formålet med oppgaven

*Merk: En del av innholdet i delkapittel 1.2.1 er basert på prosjektoppgaven "Integrasjon av distribuert fornybar energi i Trøndelag"[27] skrevet i fordypningsprosjektet TET4520 i forbindelse med denne masteroppgaven, og vil kunne inneholde likheter.*

Sør-Trøndelag fylkeskommune vedtok i juni 2016 en *Regional plan for klima og energi for 2015-2020*[28]. Her er det definert et mål om at Sør-Trøndelag skal vise vei mot lavutslippssamfunnet, og det første satsningsområdet som presenteres i rapporten er energiproduksjon. Dette satsningsområdet favner bredt, og denne masteroppgaven fokuserer på distribuert fornybar energiproduksjon. En satsning på distribuert fornybar energiproduksjon involverer aktører i hele næringskjeden, helt ned til forbrukere og er sånn sett veldig interessant. Interessant er det også sett i et nettperspektiv, da distribuert energiproduksjon assosieres med en del utfordringer når den skal integreres i et eksisterende kraftsystem.

For å legge til rette for at Trøndelag fylkeskommune skal kunne være ledende i utviklingen innen integrasjon av distribuert fornybar energiproduksjon er det viktig å kartlegge utfordringene dette bringer. Især er effektbehovet versus energibehovet i aktuelle områder av kraftnettet en tematikk fylkeskommunen ønsker å få belyst bedre. Dette er av stor interesse også for Trønderenergi Nett AS, som eier og drifter distribusjonsnettet i det som var Sør-Trøndelag, og fra og med andre halvår 2018 skal danne et felles nettkonsern sammen med NTE Nett[29].

Det konkrete formålet med oppgaven er dermed å først kartlegge det generelle konseptet distribuert fornybar energi, og presentere hvilke negative og positive konsekvenser det kan ha på kraftnettet. Videre skal oppgaven belyse hva som er *state of the art* innen distribuert fornybar energi- og fleksibilitetsintegrasjon i dag, og hva som kan være aktuelt for Trøndelag av dette. Dette innebærer å forklare konsepter på hvordan distribuert fornybar energi og nettfleksibilitet kan implementeres, ulike teknologier og deres fordeler og ulemper, samt relevante pilot- og foregangsprosjekter knyttet til disse teknologiene. Samtidig ønsker Trøndelag fylkeskommune å undersøke hva konsekvensene av byggingen av Norges mest miljøvennlige skole på Heimdal er for nettet i nærområdet, og dermed også hvilke tiltak som eventuelt trengs for at dette prosjektet

ikke skal belaste det lokale kraftsystemet utover evne.

## 1.2.2 Struktur

Et fåtall av delkapitlene bygger direkte på avsnitt fra prosjektoppgaven “Integrasjon av distribuert fornybar energi i Trøndelag” [27]. Disse er inkludert her for å sørge for en helhetlig masteroppgave, som kan leses enkeltstående, på tross av at masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven.

I prosjektoppgaven er det brukt mye tid på å diskutere distribuert energiproduksjon, gjennom motivasjon, teori, simuleringer og analyser. En oppsummering er inkludert i starten av kapittel 2. Deretter følger en konseptuell utredning av distribuert fornybar energiproduksjon i dag, gjennom en studie av dagens status når det kommer til teknologi og implementasjon i kraftsystemet. Andre del av det konseptuelle rammeverket er viet til fleksibilitet i nettet. Også dette er dekket på et konseptuelt nivå for å gi innblikk i ulike muligheter, og styrkene og svakhetene til de forskjellige teknologiene. Tredje del av kapitlet dekker raskt elektrifisering av transport, da dette er et av de viktigste satsningsområdene til fylkeskommunen.

Videre vil oppgaven fokusere på et case-studie fra Heimdal. Kapittel 3 og 4 tar for seg metoden og arbeidet, og beskriver verktøyene brukt for case-studiet. Deretter vil resultatene av studiet presenteres objektivt i kapittel 5, før videre analyser og diskusjon finner sted i kapittel 6.

Til slutt diskuteres raskt videre arbeid i kapittel 7, før en konklusjon presenteres i kapittel 8.

# Kapittel 2

## Konseptuelt rammeverk og status

*Merk: Hovedparten av innholdet i delkapittel 2.1 er hentet fra prosjektoppgaven “Integrasjon av distribuert fornybar energi i Trøndelag”[27] skrevet i fordypningsprosjektet TET4520 i forbindelse med denne masteroppgaven.*

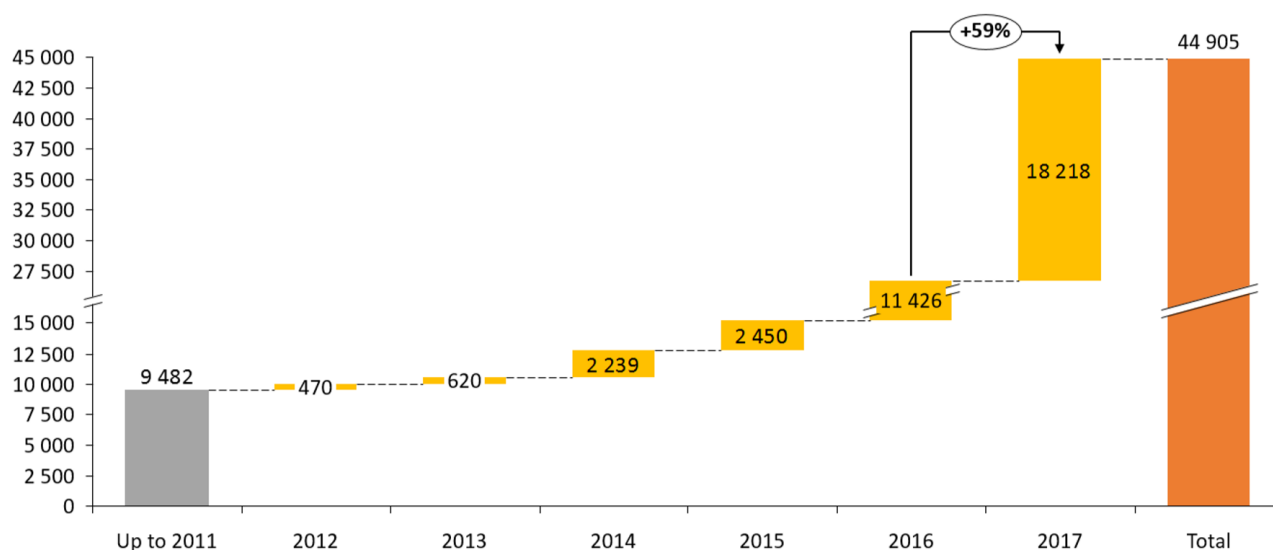
### 2.1 En oppsummering av distribuert fornybar energi

Det som skiller distribuert energiproduksjon fra tradisjonell energiproduksjon er hvor energien produseres og hvor den er koblet inn i nettet. Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, definerer distribuerte energiresurser som “*Sources of electric power that are not directly connected to a bulk power transmission system*”[30].

#### 2.1.1 Fornybare energikilder i distribuert energiproduksjon

Motivasjonene for å gå fra en sentralisert energiproduksjon til en mer distribuert energiproduksjon er mange. En av hovedmotivasjonene er å ta i bruk mer fornybare energikilder. Dette gjøres hovedsaklig for å redusere klimagassutslippene som verdens energiproduksjon står for. Selv om distribuert energi ikke trenger å være fornybar, forbindes det ofte med fornybare energikilder. Alternativene til forskjellige teknologier er mange, og avhenger av aktuelle forhold for lokasjonen som ressurstilgjengelighet og reguleringer.

Etterhvert som teknologier blir mer anvendt og mer kommersialisert, vil kostnadene reduseres. Dette er en selvforsterkende effekt som nå kommer til syne i en del av fornybarmarkedene. I en ny rapport fra 16. mars 2018 presenterer Multiconsult og Asplan Viak tallene for norske solnæringen i 2017[2]. Resultatene av undersøkelsen viser at ny installert effekt i 2017 var 18,218 MW, en fremgang på 59% fra de 11,426 MW installert i 2016, vist i figur 2.1. Denne veksten er resultatet av flere faktorer, men et stadig større fokus på bærekraft og reduksjon i pris er store bidragsyttere. Dette gjør det aktuelt for aktører som nå skal bygge ut distribuert energi å velge fornybart.



Figur 2.1: Installert solkraft i kW i Norge fra 2012 til 2017, Multiconsult[2]

Norge er i den situasjonen at hovedparten av den elektriske energien som produseres i landet kommer fra vannkraft, som er å regne som utslippsfri. Det finnes dog mange argumenter for å satse på integrasjon av distribuert fornybar energi likevel.

Energi behovet i samfunnet øker stadig, som betyr at det vil være nødvendig å bygge ut mer kraftproduksjon fremover. I stedet for å gjøre store, nye inngrep i naturen og kreve mer areal til nye kraftverk, gjør distribuert fornybar energiproduksjon det mulig å utnytte arealene som allerede er omgjort til kulturlandskap og er utbygd. Dette er en av grunnene til at områder med fokus på bærekraft ønsker å satse på distribuert fornybar energi.



## 2.1.2 Positive effekter på kraftsystemet

### 2.1.2.1 Redusert spenningsfall

I tillegg til positiv miljøpåvirkning og samfunnsøkonomisk nytte, kan distribuert energiproduksjon ha positive effekter på kraftsystemet. En positiv virkning dersom effekten mates inn i et svakt nett er at spenningsfallet i linjen kan reduseres. Spenningsfall i overføringslinjer skyldes at en del av spenningen påtrykt fra forsyningspunktet legger seg over impedansen i linjen. Dette spenningsfallet kan finnes fra Ohms lov som vist i likning (2.1). Spenningsfallet  $\Delta U$  oppstrøms fra en last avhenger av hvor langt ute i nettet lasten befinner seg, da  $Z_{linje}$  øker med avstanden på linjen.

$$\Delta U = Z_{linje} * I \quad [V] \quad (2.1)$$

Å mate inn effekt ute i et svakt nett, vil bidra til å dekke deler av lasten, som igjen reduserer strømmen som lasten krever fra nettstasjonen som ligger oppstrøms. Likning (2.1) viser at spenningsfallet reduseres proporsjonalt med strømmen i linjen.

### 2.1.2.2 Redusert tap

Energi som produseres nære der den forbrukes, slipper å overføres over lengre avstander og er dermed assosiert med mindre tap.

$$\Delta P_{linje} = R \cdot I^2 \quad [W] \quad (2.2)$$

Likning (2.2), Joules lov, sier at tapene i en overføringslinje,  $\Delta P_{linje}$ , er proporsjonale med motstanden i linjen og kvadratet av strømmen gjennom linjen. Motstanden i linjen er igjen direkte proporsjonal med lengden på linjen, som fører til at tapene i linjen er direkte proporsjonale med avstanden kraften overføres. Et eksempel på distribuert fornybar energi er solceller på hus-tak. Dersom denne energien går med på å dekke husets egen last eller energibehovet til andre hus i nabolaget, kan overføringstapene neglisjeres, da overføringsavstanden er veldig liten.

### **2.1.2.3 Økt forsyningssikkerhet**

Distribuert energiproduksjon kan også øke forsyningssikkerheten i nettet. Å flytte produksjonen nærmere lasten gjør at det fortsatt vil være mulig å forsyne hele eller deler av lasten i tilfelle brudd oppstrøms i nettet. Denne muligheten gjør systemet mindre sårbart og vil øke forsyningssikkerheten, dette har spesielt verdi hvis det er kritiske laster i området som har en liten tåleranse for avbrudd i forsyningen.

### **2.1.2.4 Sparte nettinvesteringer og frigjøring av regulerbar vannkraft**

Integrasjon av distribuert energi kan også føre til at netteier slipper å investere i nye overføringslinjer som følge av at kapasiteten må utvides. Andre argumenter som støtter opp under satsning på distribuert fornybar energi i Norge er at Norge er tilknyttet det europeiske kraftsystemet. Gjennom internasjonale overføringskabler kan overskuddskraft som er produsert i Norge overføres til andre land i Europa. Dermed vil ren elektrisk energi som produseres i Norge kunne erstatte kraft som stammer fra fossile brensler i andre land. Denne muligheten gjør at mange anser Norge som et potensielt grønt batteri for Europa.

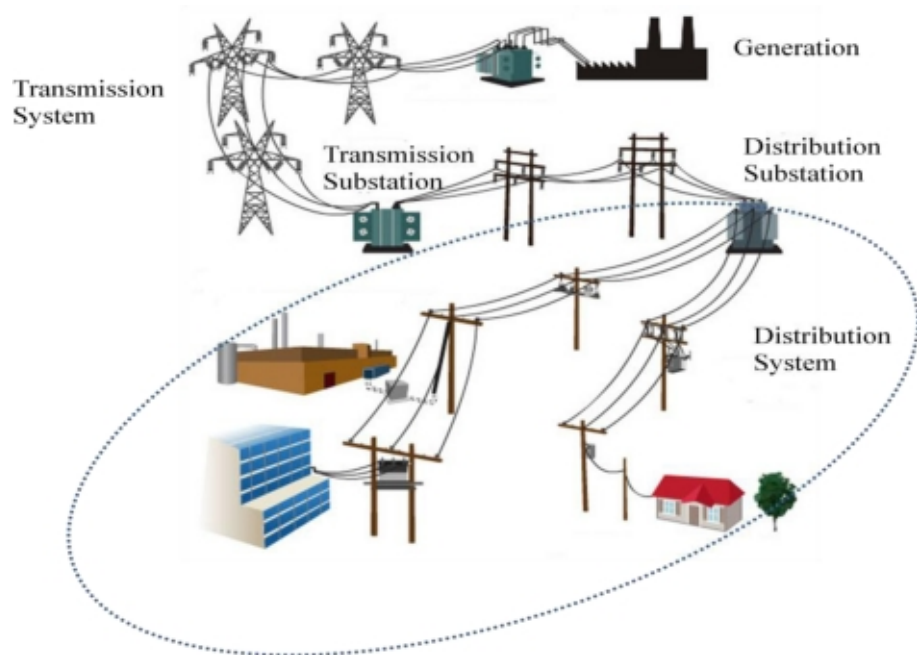
## **2.1.3 Utfordringer med distribuert energiproduksjon**

### **2.1.3.1 Uforutsigbart og ustabil**

Som nevnt i delkapittel 2.1.2 er det mange fordeler med distribuert energiproduksjon. Hoveddelen av utfordringene med distribuert energi er knyttet til uønskede effekter i nettet. Generelt sett er utfordringene preget av at distribuert energi kan gjøre kraftsystemet mer ustabil og uforutsigbart. Dette skyldes til dels at distribuert energiproduksjon ofte kan være basert på uforutsigbare energikilder og at kraftsystemet ikke er designet for innmating av effekt ute i radialene.

### **2.1.3.2 Kraftsystemet og kraftflyt**

Figur 2.2 illustrerer hvordan kraftsystemet i utgangspunktet er designet. Denne oppbygningen gjør at kraften kun flyter én vei, fra produksjon til last. Kraftflyt, eller lastflyt, er et begrep som beskriver i hvilken retning og hvor mye effekt som blir overført mellom to noder i et kraftnett.



Figur 2.2: Et eksempel på hvordan kraftsystemet tradisjonelt er designet[3].

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad [W] \quad (2.3)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad [VAr] \quad (2.4)$$

Aktiv og reaktiv kraftflyt kan beregnes numerisk ved hjelp av likning (2.3) og (2.4), der  $P_i$  og  $Q_i$  er aktiv og reaktiv effekt injisert i node  $i$  og  $n$  er antall noder i systemet.  $V_j$  er spenningen i node  $j$  og  $Y_{ij}$  representerer element  $i, j$  i admittansmatrisen for systemet.  $\theta_j$  er vinkelen til spenningen i node  $j$ . Siste variabel  $\alpha_{ij}$  er vinkelen til viseren  $Y_{ij}$ . Lastflytberegninger vil bli tatt i bruk i simuleringene senere i rapporten.

### 2.1.3.3 Variasjoner i spenning

En av fordelene som ble nevnt med distribuert innmating i nettet er at spenningsfallet i en linje kan bli redusert som følge av at spenningen økes i noden hvor den distribuerte produksjonen er koblet inn. Det er imidlertid ikke alltid nyttig at spenningen økes ute i det svake nettet. Dersom den distribuerte produksjonen skulle komme fra en uforutsigbar kilde, som for eksempel sol eller vind, kan spenningsnivået variere raskt. Å øke spenningen kan være nyttig til et visst punkt,

men dersom spenningen overstiger det nettet er designet for vil problemer kunne oppstå. Spesielt gjelder dette for utstyr og elektronikk, som ikke tåler høyere spenninger.

Store variasjoner i spenning er ikke bare utfordrende dersom spenningene blir for høye. Også lave spenninger kan skade utstyr, da mye utstyr kompenserer for lave spenninger ved å trekke mer strøm for å holde effekten konstant, og høye strømmer i sin tur kan skade komponentene[31]. For å unngå uheldige konsekvenser, er nettselskapene er pliktige å sørge for at spenningsnivået ikke faller under 10 % av nominell nettspenning[32]. Ellers i Europa er som oftest kravet  $\pm 6\%$ [33].

Da høye spenninger kan skade utstyr, er det nødt til å eksistere sikkerhetsmekanismer som regulerer spenning i kraftsystemet. En slik mekanisme kan være å øke forbruket av reaktiv effekt, på denne måten vil spenningen i en node reduseres[34]. Selv om det finnes måter å motvirke høye spenninger som følge av for mye distribuert produksjon i et område, slik som denne, vil dette kreve høye reaktive strømmer, som igjen fører til økte tap systemet.

#### **2.1.3.4 Tap**

Reduksjon av tap ble også nevnt som en fordel med distribuert produksjon. Dette er dog ikke alltid tilfellet. I Norge er ganske mange deler av nettet ansett som svake nett, det gjelder spesielt i de områdene der det er lange avstander mellom bebyggelse og langt til nærmeste by. I slike områder er det veldig aktuelt med distribuert energiproduksjon, av grunner beskrevet i delkapittel 2.1.2. Her kan det oppstå utfordringer dersom produksjonen overstiger lasten kraftig. Da vil lastflyten i systemet endre retning, og den vil kunne overskride kapasiteten på overføringslinjene. Som et resultat vil tapene øke, og sikkerheten i systemet vil svekkes. Dette er situasjoner som kan oppstå i svake nett, og spesielt med uregulerbare kilder.

## **2.2 Distribuert fornybar energi i dag**

Det er liten tvil om at verdens kraftbehov vil bli forsynt av stadig mer distribuert og fornybar energi med tiden som kommer, men det kreves en innsats og utviklingsvilje for å nå skalaer som lavutslippssamfunnet krever. Dette delkapitlet tar for seg dagens nyeste prosjekter som kan gi en pekepinn på hvordan det kan være aktuelt å integrere mer distribuert fornybar energi inn i

det eksisterende kraftnettet fremover.

Når en er inne på fremtidens distribuerte energiløsninger er det ikke til å komme fra solkraft. Den grunnleggende teorien om solkraft og solceller er dekket godt i prosjektoppgaven[27]. Tradisjonelt har solkraft enten blitt integrert i nettet gjennom solceller på hustak eller større solparker på land. Det er dog flere muligheter som nå blir reelle i tiden fremover.

### 2.2.1 Bygningsintegrerte solceller

En av solcelleteknologiene som kan erstatte tradisjonelle solcellepanel som monteres på hustak er *byggningsintegrerte solceller*. Bygningsintegrerte solceller er et alternativ når nye bygninger skal bygges og det planlegges integrasjon av solkraft. Det har flere fordeler sammenliknet med tradisjonelle solcellepanel. Det første argumentet er estetikk. Dersom solceller skal tas i bruk i stor skala, er det viktig at det ser bra ut. Med byggningsintegrerte solceller er det mulig for arkitekter å designe bygg som er innbydende i tillegg til at de produserer solkraft. Et eksempel er Powerhouse Brattørkaia, som vist i figur 2.3. Dette er et prosjekt som er tegnet av Snøhetta AS og har et moderne design hvor solcellene ikke går utover utseende på bygget. Bygningen skal stå ferdig våren 2019, med en årlig energiproduksjon på omlag 485 000 kWh i året[4].



Figur 2.3: Powerhouse Brattørkaia[4]

En annen fordel med byggningsintegrerte solceller er det økonomiske regnestykket. Dersom det er bestemt at bygningen skal ha egen solenergiproduksjon, kan byggningsintegrerte solceller kut-

te store kostnader da solcellekostnadene kan erstatte fasadekostnadene. I enkelte tilfeller vil også kostnadene av bygningsintegrerte solceller være billigere enn en eventuell fasade og tak, og solkraftprosjektet vil være lønnsomt selv sammenliknet med et tilsvarende prosjekt uten energi-produksjon. I de aller fleste tilfeller vil bygningsintegrerte solceller være økonomisk lønnsomt sammenliknet med en fasade med monterte solcellepaneler utenpå.

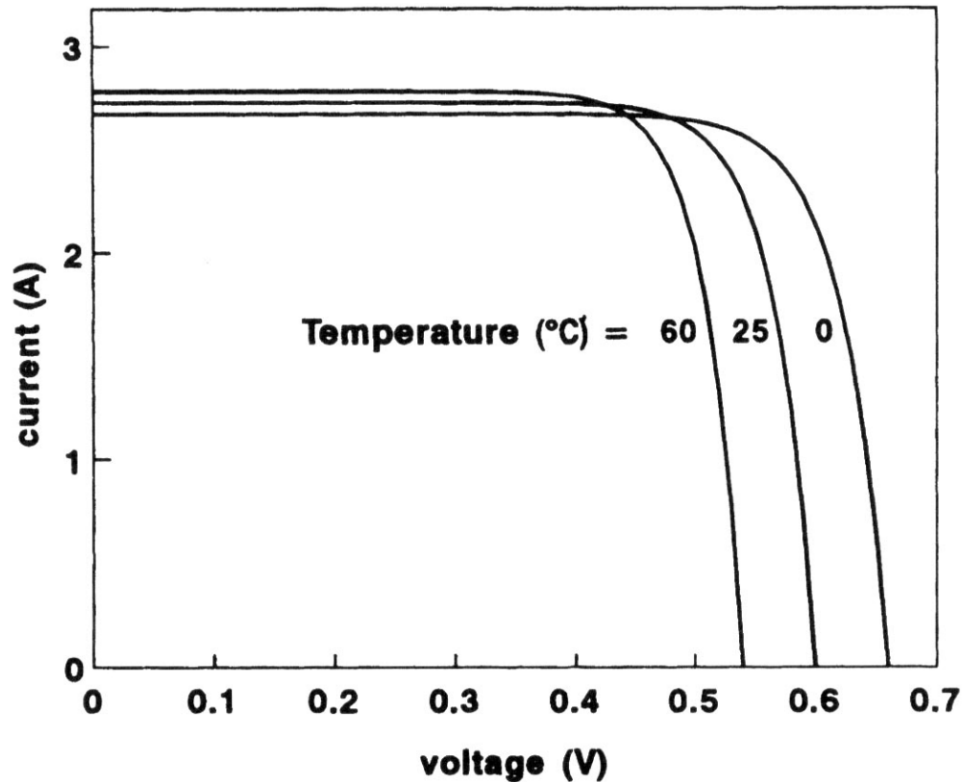
Det vanligste oppsettet med for et bygg med solceller er å ha disse plassert på taket, men å også la fasaden være fotovoltaisk kan gi fordeler i norske forhold. I Norge har bygninger stort sett høyest last på vinteren, da oppvarmingsbehovet er størst. Tradisjonelt produserer solcellene mye mindre energi og effekt på vinterhalvåret grunnet at solen både er kortere oppe og står lavere på himmelen, men det at bakken i store deler av vinteren er dekket med snø i Norge, gir et ekstra argument for solceller på fasaden. Dersom bygningen er godt plassert, vil den solens lave bane kombinert med snødekket sørge for at det relativt mye stråling vil bli reflektert mot byggets sørvendte vegg.

### 2.2.2 Flytende solkraft

En annen spennende trend er flytende solkraft, som kan ha mange fordeler sammenlignet med landbaserte solkraftverk. Solenergiproduksjon på vann er et alternativ melder seg når det er snakk om relativt store anlegg med høy installert effekt. For å starte med en åpenbar fordel så flyttes arealbruken fra vekk fra land. Store solcelleanlegg assosieres med ødeleggelse av økosystem, da store arealer må klargjøres for vegetasjon og planeres før bygging av anleggene. På land befinner som kjent mesteparten av økosystemet i og over overflaten, mens i vann funksjonere mesteparten av økosystemet under overflaten, og dermed vil et flytende anlegg begrense de direkte konsekvensene på et økosystem.

En annen stor fordel er at solcellene som ligger på vann, kjøles av vannet, og dermed øker virkningsgraden på cellene betraktelig. Figur 2.4 viser hvordan spenningen ut fra solcellen blir mindre med økende temperatur. Som en følge av den synkende spenningen vil også *maximum power point*, MPP, være lavere for høyere temperaturer.

Solcelleprodusenter må oppgi hvordan solcellekaraktistikkene varierer med temperatur i databladene til produktene sine. Eksempelvis oppgives det i databladet til en Yingli Solar multi-krySTALLINSK solcelle at  $P_{max}$  har en temperaturkoeffisient på  $-0.45\%/K$  [35], som vil si at effekti-



Figur 2.4: I-V-kurven til en solcelle med varierende celletemperatur[5]

viteten på cellen faller med 0.45% per celsiusgrad temperaturen i cellen øker.

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}}{0.8} \cdot S \quad (2.5)$$

Likning (2.5) viser celletemperaturen  $T_{cell}$  som funksjon av omgivelsestemperaturen  $T_{amb}$ , nominell operasjonscelleteperatur,  $NOCT$ , og solinnstrålingen,  $S$ , i  $kW/m^2$ . Merkeeffekten på en solcelle er gitt av operasjon under *Standard test conditions*, STC. STC innebærer blant annet en celleteperatur på 25 grader celsius. Av flere årsaker vil temperaturen i en solcelle være vesentlig høyere enn omgivelsestemperatur, og dette medfører at merkeeffekt sjeldent oppnåes grunnet strøm-spenning-karakteristikken vist i figur 2.4.

I tillegg til den økte produksjonen som følge av naturlig kjøling, er det også betraktelig mindre sand og støv ved vannoverflaten, som resulterer i at solcellene holder seg renere og dermed kan produsere mer strøm. I tillegg kan solcellene vaskes enkelt, noe som kan være en ressursutfordring på store solcelleanlegg i solfylte deler av verden.

I august 2017 koblet kinesiske myndigheter verdens største flytende solcellekraftverk på net-

tet med en kapasitet på 40 MW. Anlegget levert av Sungrow Power Supply består av 166 000 solcellepaneler og forsyner omlag 15 000 husstander i Huainan med solkraft[36]. Dette anlegget er plassert på en kunstig innsjø som en gang var en kullgruve, og er et foregangsprosjekt i omstillingen fra fossil til fornybar energi. Prosjektet er illustrert i figur 2.5. I mai 2018 åpner et enda større flytende solkraftverk i samme området i Kina som skal nå en installert effekt på 150 MW[37].



Figur 2.5: Det 40 megawatt-store flytende kraftverket i Huainan i Kina, SUNGROW[6]

Flytende solkraft kan være nyttig alene, men også veldig nyttig i kombinasjon med vannkraftverk. En utfordring med solenergi i kraftproduksjon er volatiliteten til solressursen. Raske svingninger i produksjon kan by på store utfordringer for kraftprodusenter og nettoperatører. Dersom det skal bygges ut ny solkraft er det av disse grunner hensiktsmessig å legge et anlegg til et vannmagasin tilknyttet et vannkraftverk. Her finnes både den elektriske infrastrukturen for å sende kraft ut på nettet som gjør solcelleanlegget billigere, og en balansekraft som kan kompensere for solcellenes variable produksjon.

I tillegg til at det her er vannmagasin å legge solcellene på og dermed dra nytte av fordelene nevnt ved flytende solkraft, finnes det flere fordeler ved å legge et flytende solkraftverk sammen med et vannkraftverk. Modulene som ligger oppe på vannet hindrer fordampning av magasinet og tilgjengeliggjør mer vann til vannkraftverket. I tillegg reduseres algeproduksjonen som følge av den reduserte solinnstrålingen. Alger er i dag et stort problem i mange vannmagasin og det brukes mye ressurser på å fjerne alger. Et flytende vannkraftverk kan dermed være med på å redusere kjemikaliebruk og spare penger i forbindelse med denne behandlingen.



### 2.2.3 Plusskunder

Den vanligste formen for distribuert fornybar energi-integrasjon i nettet i dag er likevel solceller på hustak, hos såkalte plusskunder. NVE definerer plusskunder som “*Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.*” [38]. En forbruker med egen produksjon som er lavere enn sitt eget forbruk har muligheten til å inngå en plusskundeavtale med nettselskapet sitt. Denne avtalen muliggjør at plusskunden kan selge sin overskuddskraft ut på nettet, uten å regne som en kraftprodusent og dermed er plusskunden fritatt fra å betale for eksempel anleggsbidrag. Som definisjonen innebærer gjelder denne avtalen inntill eksportert effekt på 100 kW.

### 2.2.4 Fleksibilitet

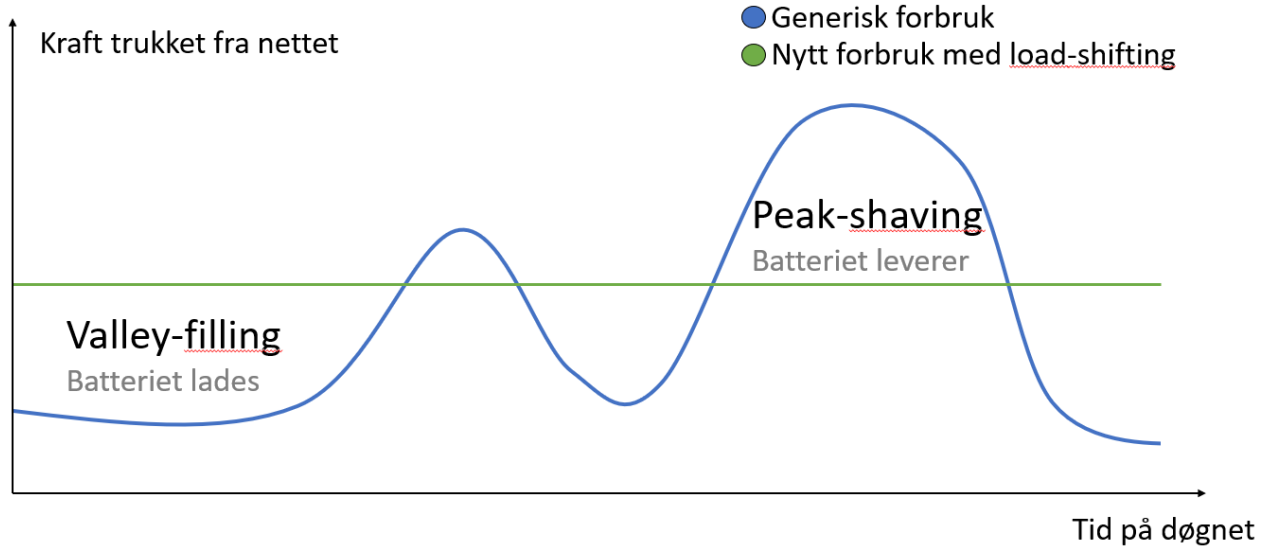
Fleksibilitet blir ofte omtalt sammen med distribuert energi. Selv om fleksibilitet ikke direkte har med energiproduksjon å gjøre, kan det i ett nettperspektiv fungere på samme måte. For kraftbalansen er det i praksis det samme å kutte last som å øke produksjon, og dermed diskuteres ofte fleksibilitet som et alternativ til energiproduksjon. Ikke bare er fleksible ressurser et alternativ til ny distribuert energiproduksjon, men om det integreres sammen med distribuert energi kan det bidra til å gi en helhetlig løsning som demmer opp for mange av utfordringene som distribuert energi alene representerer.

#### 2.2.4.1 Motivasjon for fleksibilitet

Det er dermed flere bruksområder for satsning på fleksibilitet i kraftsystemet. Det første er frekvensstabilisering. Styring av aktiv last kan implementeres med batteriløsninger på alle spenningsnivå, også på transmisjonsnivå som for eksempel i Nord-Irland, der de i januar 2015 tok i bruk et 10 MW batteri installert for å hjelpe til med stabiliseringen av nettet.

Annet enn frekvensstabilisering kan fleksibilitet brukes til å utnytte det eksisterende nettet bedre, og dermed spare utbygging og investeringer i nettet. I disse tilfellene flyttes forbruket til tider på døgnet der det er plass til mer forbruk i nettet. Dette refereres ofte til som *peak-shaving*

og *valley-filling* som tilsammen utgjør *load shifting* eller lastflytting på norsk.



Figur 2.6: Enkel konseptillustrasjon av load shifting

Figur 2.6 illustrerer dette konseptet ved å vise et eksempel på en lastprofil over et døgn med den blå kurven. Med load-shifting ved hjelp av for eksempel et batteri, kan lasttoppene forsynes av batteriet, som da lades i perioder med lav last. Resultatet av dette vil da bli et mer jevnt forbruk, eksemplifisert i figuren som en konstant last trukket fra nettet ved den grønne linjen. Dette er gunstig i et nettperspektiv da man unngår lasttoppene i etterspørselskurven. Fordi store deler av samfunnet har et tilnærmet likt forbruksmønster, akkumuleres disse lasttoppene rundt om i kraftsystemet og byr på problemer for nettselskapene. Selv om kraftnettet er kapabelt til å levere mer enn nok energi til kundene, gir disse lasttoppene utfordringer fordi de i noen få brukstimer kan bringe effektbehovet opp mot kapasiteten til nettet. Load-shifting kan løse disse problemene og potensielt spare store investeringer og oppgraderinger, og i tillegg øke forsynings sikkerheten. I tillegg kan load-shifting være gunstig for sluttbrukeren, da kraften koster mer når etterspørselen er høy og mindre når etterspørselen er lav.

Det finnes også andre motivasjoner for fleksibilitet, blant annet øydrift. Med nok fleksibilitet i forbruket er det mulig for sluttbrukere å være 100% selvforsynte. Da er det mulig å koble seg av kraftnettet, som også kalles å drive systemet i *island mode* eller øydrift.

### 2.2.5 Demand response

*Demand response* er et begrep som innebærer forbrukerfleksibilitet, der forbruket responderer eller tilpasser seg til forsyningen av kraft. Demand response er et spennende konsept som kan spille en nøkkelrolle i fremtidens kraftsystem, og handler stort sett om peak-shaving og valley-filling som beskrevet i delkapittel 2.2.4.1. I figur 2.6 er load-shifting eksemplifisert med et batteri, men det er også et alternativ å faktisk flytte på lasten, som i dette eksemplet ville vært å aktivt styre den blå kurven slik at den blir jevnere. En slik styring vil i praksis bety å kutte laster under perioder med høy etterspørsel gjennom et smart styringssystem. Utfordringen med dette er hvordan dette styringssystemet skal fungere, og ikke minst hvordan det skal rulles ut i stor skala. For at det skal kunne hjelpe på nettutfordringer er slike tiltak nødt til å gjennomføres av mange samtidig, og da forblir spørsmålet om forbrukerfleksibilitet skal akkumuleres for så å sentralstyres, eller om økonomiske eller andre typer incentiver er slagkraftige nok til å utgjøre en forskjell på etterspørselskurven i det norske kraftsystemet. Dette blir et viktig spørsmål i kraftbransjen fremover, men skal ikke diskuteres videre her.

### 2.2.6 Elektriske batterier i kraftnettet

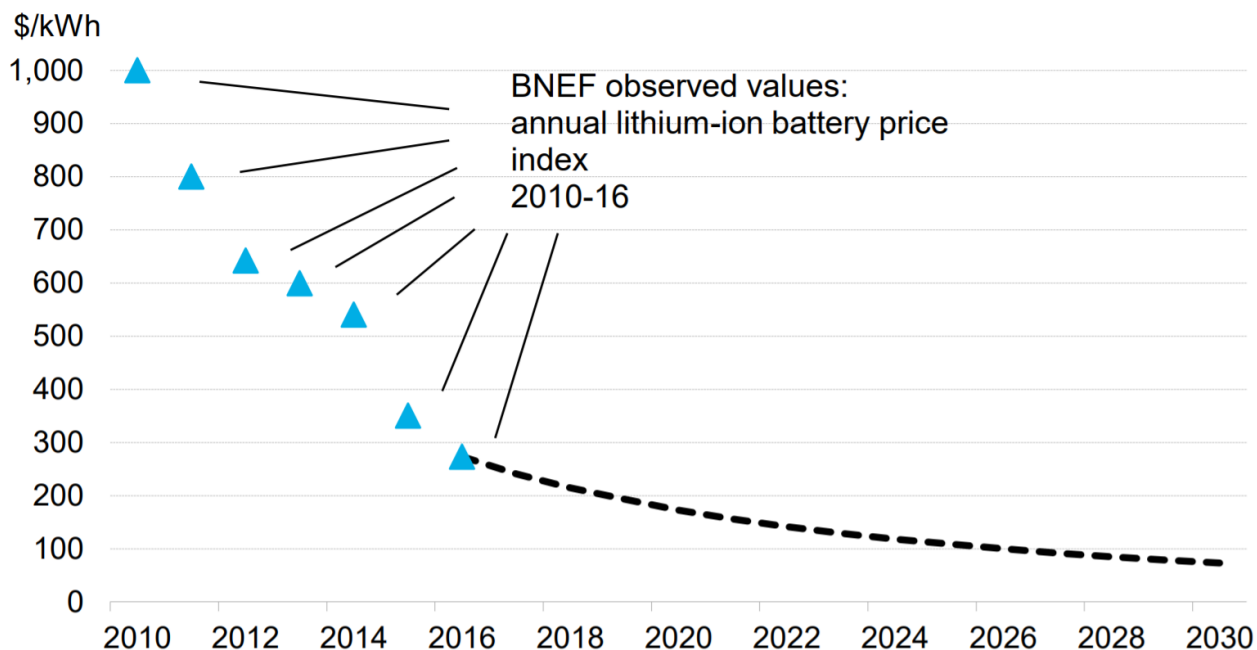
Annen teknologi som øker fleksibiliteten i nettet er elektriske batterier. Elektriske batterier har hatt en stormende utvikling og med økende etterspørsel har prisene per kilowattime sunket. Figur 2.7 viser et gjennomsnitt av prisen på litiumionebatterier i  $\$/kWh$  fra 2010 til 2016 fra en undersøkelse gjennomført av *Bloomberg New Energy Finance*[7]. Prisen per kilowattime falt med 73% fra 2010 til 2016 og fra 2016 til 2017 falt den med nye 24%. Figur 2.8 viser Bloombergs prediksjon om hvordan prisene vil utvikle seg. Denne utviklingen har gjort at det i stadig flere tilfeller er lønnsomt å implementere batterier i nettet for nettjenestens skyld.

#### 2.2.6.1 Foregangsprosjektet i Hornsdale

Annet enn i Nord-Irland som nevnt i delkapittel 2.2.4.1, er batteriet i Hornsdale i Sør-Australia et eksempel til etterfølge i kraftbransjen. Batteripakken er levert av Tesla, og har en kapasitet på 100 MW og kan lagre 129 MWh med elektrisk energi[8]. Batteriet ble installert her i etterdønningene av en *blackout* som sørget for at store deler av innbyggerne i delstaten mistet strømmen. Den



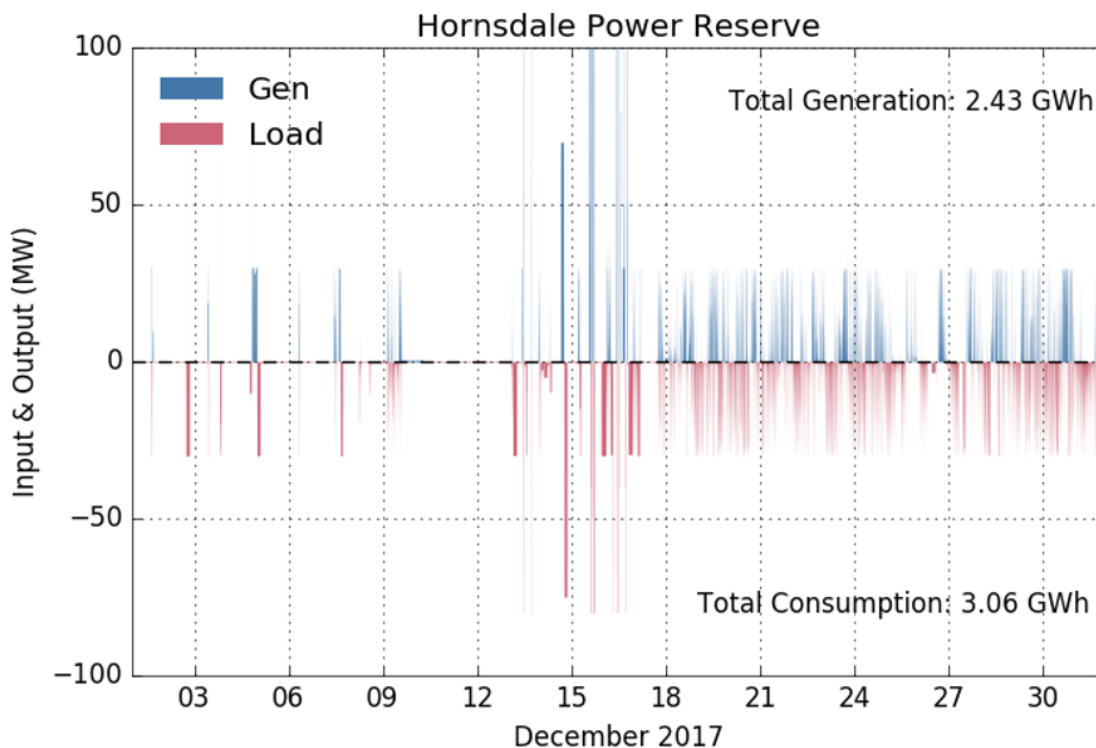
Figur 2.7: Prisen på litium-ion-batterier fra 2010-2017, Bloomberg[7]



Figur 2.8: Predikert prisutvikling på litiumionebatterier mot 2030, Bloomberg[7]

Australske Energimarkedoperatøren AEMO frigjorde i januar 2018 data fra batteriets første måned i drift, med overbevisende resultater. Figur 2.9 viser lading av, og forsyning fra batteriet for desember 2017. Grafen viser at batteriet har vært svært aktivt i perioder og levert effekt til nettet med full kapasitet flere ganger. Dataene viser også at batteriet til sammen har trukket 3,06 GWh

fra nettet i løpet av måneden, men levert 2,43 GWh. Dette gir en total effektivitet, *round trip efficiency* på 79,4%. Til sammenlikning har dagens tilsvarende hydrogenløsninger med elektrolyse og brenselcelle en round-trip efficiency på rundt 30%[39].

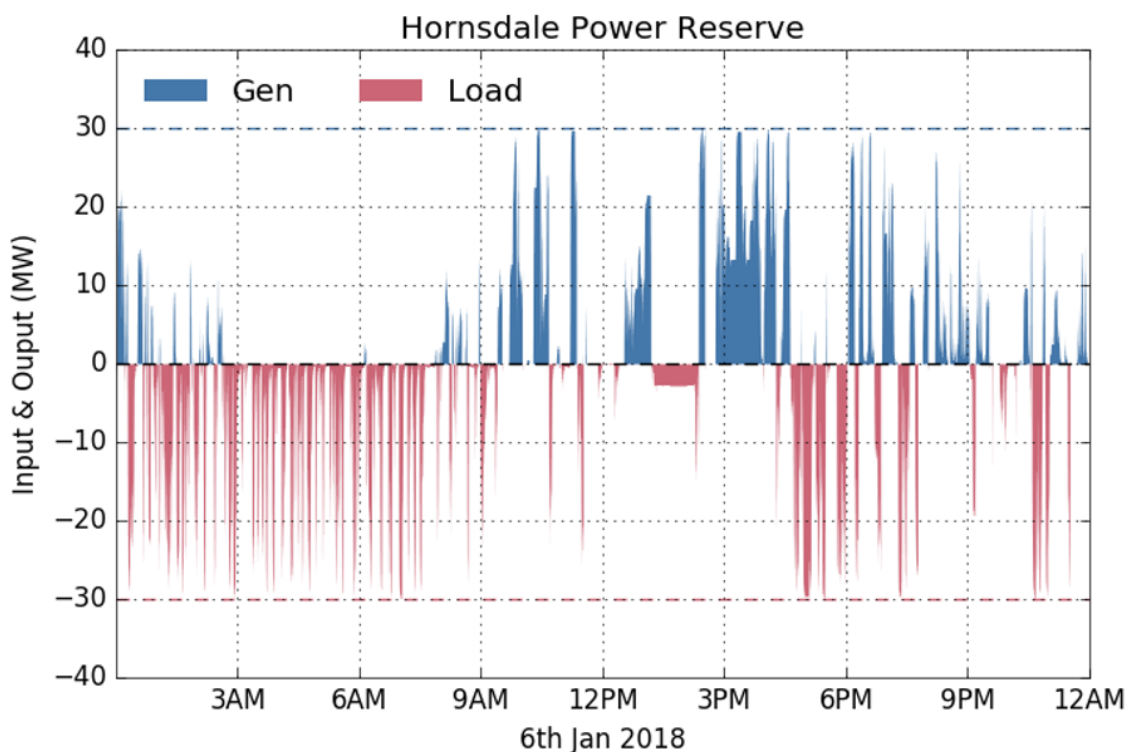


Figur 2.9: Batteriets interaksjon med nettet over en måned[8]

Figur 2.10 viser driften av batteriet over en dag. Batterikomplekset kan i utgangspunktet sees på som to forskjellige systemer. Den ene delen er et 70 MW system, som utelukkende brukes som en reserve og er til for nettstabilitet og systemsikkerhet. Dette systemet har en høy effektkapasitet, men en relativt liten energikapasitet med omlag 10 minutter lager med toppeffekt eksportert. Fra figur 2.9 kan det sees at det ikke er mange gangene i måneden at batteriet leverer fra dette systemet, og det står klart som reserve hoveddelen av tiden.

Den andre delen av batteripakken er et system med 30 MW kapasitet, men denne delen har et vesentlig større energilager og kan levere med denne effekten i 3-4 timer. Denne delen skal i tillegg kunne operere i det frie markedet og hovedsaklig brukes til å optimalisere effektflyten ut fra vindparken som batteriet er tilknyttet.

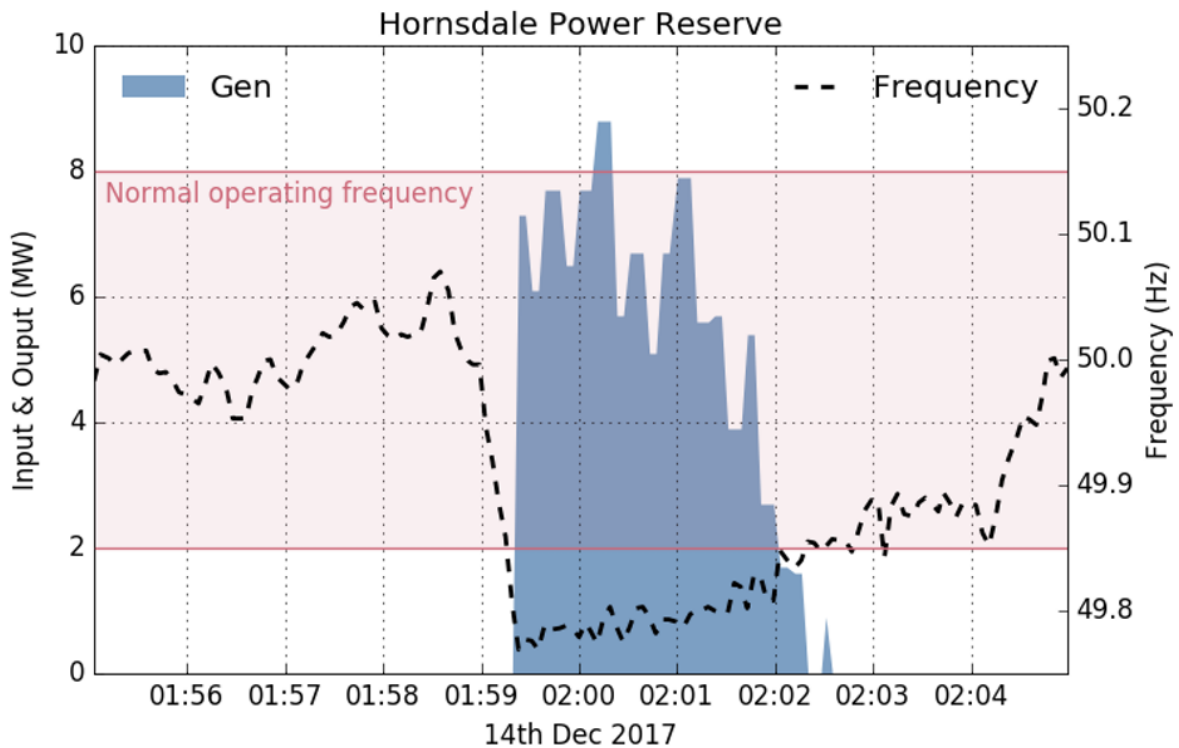
Et eksempel på frekvensstabiliseringen kan sees i figur 2.11. Her vises det hvordan batteriet



Figur 2.10: Batteriets interaksjon med nettet over en dag[8]

leverer kraft ut på nettet når en sensor oppdager at frekvensen blir for lav. Da styrer et kontrollsystem hvor mye effekt batteriet skal levere ut fra data om hvor raskt og mye frekvensen falt i den aktuelle hendelsen, og justerer på samme måte innmatingen av effekt underveis. Etter at frekvensen i nettet har nådd akseptabelt driftsnivå kuttes forsyningen fra batteriet og andre generatorer tar over dersom lasten i nettet fortsatt skulle skape ubalanse. Når frekvensen faller slik som den gjør i dette eksemplet, er det et tegn på at enten en generator faller ut, eller at en stor last kobles inn. Når frekvensen blir for lav reagerer batteriet med en responstid i størrelsesorden millisekunder.

Et annet tegn på at batteriet nå for alvor slår gjennom i kraftbransjen er antallet ansatte som jobber i sektoren. Ferske tall fra mars 2018 viser at antallet ansatte i lagringsløsninger for hjem i Tyskland nå er mer enn halvparten så stort som antallet ansatte i brunkullbransjen. Bransjen i landet sysselsatt omkring 11 130 mennesker i 2017, og rapporten estimerer at dette antallet vil øke med 9% til rundt 12 140 i løpet av 2018[40]. Tall fra 2015 viser at antallet som jobber direkte og indirekte med lignitt også kalt brunkull er omlag 20 740. Det skal understrekes at disse tal-



Figur 2.11: Et eksempel på frekvensstabilisering ved hjelp av batteri[8]

lene kun dekker lagringsløsninger for hjem, og det er flere ansatte dersom industriell skala og lagringsløsninger for kraftnettet medregnes. Når det er sagt er den akkumulerte batterikapasiteten i Tyskland for hjem langt større enn den på nettskala, som igjen understreker potensialet av distribuert energi. I 2017 hadde Tyskland samlet omkring 280 megawatt lagring for hjem spredd på ca. 85 000 installasjoner. Dette var mer enn en 51% økning i forhold til tallene fra 2016 på 185 MW.

### 2.2.7 Vehicle-to-grid

Konseptet *Vehicle-to-grid* eller V2G er et eksempel på at det er mulig å utnytte ressursene og teknologien som allerede finnes bedre. Som navnet innebærer, dreier V2G seg om at elektrisitet kan leveres fra bilens batteri til nettet. Den tradisjonelle måten elbiler har blitt brukt på har vært å lade bilbatteriet fra nettet og når bilen deakselererer, for så å konvertere den elektriske energien fra batteriet til bevegelse gjennom bliens elektriske motor.

I kapitlene ovenfor er batterier lansert som en verdifull fleksibel ressurs i kraftnettet. Pro-

blemet med bruk av batterier til nettjenester er hovedsaklig at det er dyrt og energikrevende å produsere. Dog, er det etter hvert som elbilflåten vokser flere og flere batterier som står distribuert rundt i nettet i oppkjørsler og garasjer. Disse er også ofte koblet til nettet gjennom bilens lader, men denne leveres som oftest som en unidireksjonal lader, som betyr at kraft kun kan flyte i én retning. Dersom elbilladere derimot hadde vært bidireksjonelle, ville det muliggjort store aggregerte fleksible ressurser som kunne brukes til å tjene kraftnettet.

Med bidireksjonelle ladere er V2G mulig, men for eksempel frekvensstabilisering som nettjeneste gjennom V2G er kun mulig dersom det eksisterer avanserte styringssystemer. For å realisere dette potensialet i en distribuert batteriflåte, er de individuelle batteriene nødt til å kommunisere og styres samkjørt. Det er fortsatt flere gode argumenter for V2G sett bort fra stabilitets-tjenester i nettet, for eksempel er det nyttig med tanke på load-shifting som diskutert i kapittel 2.2.4.1. Dette er realiserbart med et enkelt styringssystem som ikke trenger å kommunisere med andre batterier, men er mulig å stille inn med tidspunkt eller prissignaler. En slik lastflytting kan i tillegg være gunstig privatøkonomisk dersom batteriet lades i perioder der det er lav etterspørsel og lav pris i nettet, for så å selge strømmen tilbake til nettet i perioder med høyere etterspørsel.

Det begynner å komme løsninger på markedet og flere pilotprosjekter er iverksatt. Det britiske selskapet OVO Energy melder på sine nettsider at deres bidireksjonelle elbillader kommer på markedet sommeren 2018[41]. Et av flere spennende prosjekter er *The Parker Project* som er et dansk samarbeidsprosjekt der V2G utnyttes til nettstabilisering på samme måte som batteriet i Hornsdale i Sør-Australia beskrevet i kapittel 2.2.6. Prosjektet startet opp i august 2016 og avsluttes i juli 2018, og har et budsjett på 14,7 DKK[42]. Prosjektet bygger på de to tidligere prosjektene *EDISON* og *Nikola* som kartla elbilens potensiale for å balansere det danske kraftsystemet. Prosjektet har tre uttalte pillarer som reflekterer prosjektets formål. Det ene er å studere praktiske applikasjoner og tjenester som elbilene kan levere. Det andre er å spesifisere tekniske parametre som nettet krever av en elbil for at slike tjenester skal kunne være realiserbare og utvikle et sertifikat som erklærer bilen tjenestedyktig til å yte disse tjenestene. Det tredje formålet er å undersøke skalerbarheten og i tillegg undersøke påvirkningen på kraftsystemet og markedet.



## 2.2.8 Alternativ energilagring

I tillegg til elektriske batterier brukes det mye ressurser til forskning på alternativ energilagring. I dette kapitlet vil det for å understreke variasjonen og mulighetsrommet for distribuert fleksibilitet nevnes eksempler på alternative energilagre som er spennende og relevante når distribuert energi diskuteres.

### 2.2.8.1 Lagring ved potensiell energi

I grunnleggende fysikk defineres den potensielle energien eller stillingsenergien til et objekt som en funksjon av objektets masse, tyngdeakselerasjonen og høyden over nullnivået som vist i likning (2.6).

$$E_{\text{potensiell}} = mgz \quad (2.6)$$

Denne enkle formelen forteller at objekter som er påvirket av jordens tyngdefelt, kan ha lagret energi kun i kraft av stedet objektet befinner seg på. Denne potensielle energien kan også brukes som et lager for elektrisk energi.

Som forklart i kapittel 2.1 kommer fordelene ved distribuert effekt godt til syne i svake nett, der spenningsfall og tap kan reduseres ved innmating i "svake radialer". Samtidig er det også i svake nett av mange av utfordringene med distribuert produksjon melder seg. En av de største utfordringene er å lage løsninger som er godt tilpasset de ressursene som det lokale miljøet har tilgjengelig. Et eksempel på slike løsninger kan finnes i *Gravitricity* idé om å utnytte gamle gruvesjakter til energilagring. Teknologien er enkel og relativt rimelig, og går ut på å henge lodd som lagrer potensiell energi i forlatte gruvesjakter. Figur 2.12 illustrerer konseptet, der loddet vil heises ved hjelp av elektrisk energi og dermed lagre energien som potensiell energi. Når energien skal leveres tilbake til nettet, slippes loddet nedover i sjakten og driver en generator som i sin tur sender strøm ut på nettet. Selskapet ser for seg at dette er en løsning som for eksempel kan kombineres med en vindpark for å balansere ut vindkraften som parken produserer.

En annen liknende form for energilager er det som refereres til som et pumpekraftverk. Pumpekraftverk går igjen ut på å utnytte eksisterende infrastruktur og teknologi til et bredere formål, ved å utnytte vannkraftverk og tilhørende magasin. Ideen med pumpekraftverk er at overskuddsenergi kan benyttes til å reversere vannkraftverkets normale drift, slik at turbinen og



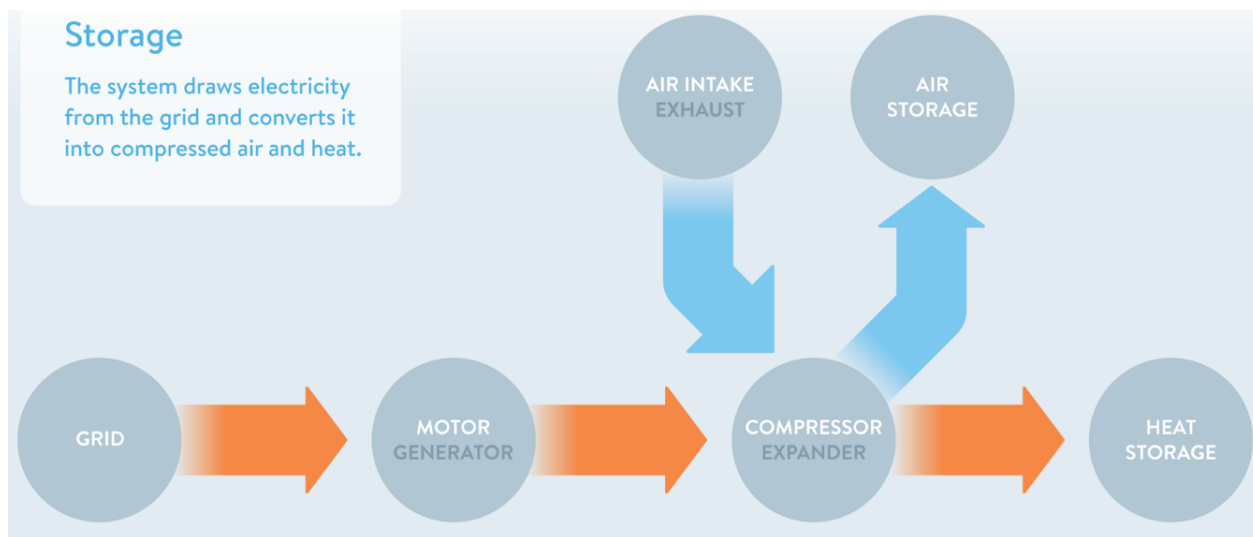
Figur 2.12: Illustrasjon av langringing av energi som potensiell energi, gravitricity[9]

generatoren drives som en pumpe som forsynes med kraft fra nettet, og vannet blir pumpet opp til et magasin der vannet har en høyere potensiell energi. På den måten lagres elektrisk energi fra nettet i form av vannets potensielle energi i magasinet, som kan hentes ut igjen som strøm ved å slippe vannet ned gjennom turbinen.

### 2.2.8.2 Komprimert luft

CAES kort for *Compressed Air Energy Storage* lanseres også av noen som fremtidens energilager, grunnet at teknologien har relativt lave kostnader og er robust i motsetning til et batteri, som degenereres for hver ladesyklus. Å lagre energi i komprimert luft kan på mange måter sammenlignes med hvordan et pumpekraftverk fungerer, men i stedet for lagre energien som stillingsenergi i vann, lagres energien som en annen potensiell energi i komprimert og trykksatt luft. Problemet med CAES har tradisjonelt vært at det har vært lite effektivt, da komprimering av luft er en prosess som genererer mye varme, og denne varmen har representert et stort energitap. I 2017 lanserte LightSail Energy CAES med en ny teknologi, der de utnytter varmeutviklingen av komprimeringen til fordel i ekspansjonsprosessen. For å drive prosessen mest mulig effektivt, er ønsket å ha luften så kald som mulig under komprimeringen, og så varm som mulig under

ekspanderingen. Den nye teknologien sprayer luften med en fin vanddamp under komprimeringen, og vannet absorberer da effektivt varmen som genereres. Vannet skilles så ut fra luften før luften lagres i en tank med meget høyt trykk, og det varme vannet lagres i et isolert kammer. Når lageret skal levere energi, ekspanderes luften og det varme vannet sprayer luften på samme måte, og gir fra seg varmen til luften. Figur 2.13 viser et flytskjema som presenterer prosessen der energien lagres. Når lageret skal forsyne nettet med kraft, reverseres prosessen og alle pilene i flytskjemaet skifter retning.



Figur 2.13: Flytskjema for lagring av energi i komprimert luft, LightSail Energy[10]

### 2.2.8.3 Kinetisk lager

Å lagre kinetisk energi er ingen ny oppfinnelse, men det er fremdeles svært lite utbredt i kraftsammenheng. Et *flywheel* eller svinghjul er en teknologi som mange mennesker i dag avhenger av, tross at de ikke er klar over det. Svinghjul brukes nemlig i bilmotorer for å jevne ut rotasjonen ut fra motoren. Motoren bruker energi på å rotere svinghjulet og dermed går energien over i rotasjonsenergi, uten svinghjulet ville bilens respons vært veldig mye mer ujevn. Energien lagret i et flywheel er treghetsmomentet  $I$  til svinghjulet multiplisert med kvadratet av vinkelhastigheten  $\omega$ , delt på to som vist i likning (2.7).

$$E_{rotasjon} = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.7)$$

Det samme prinsippet kan brukes til å balansere kraften i nettet. Overskuddsenergi kan lagres ved å øke rotasjonshastigheten og dermed rotasjonsenergien til svinghjulet, som er montert i et vakuum for minst mulig friksjon. I perioder med kraftunderskudd, kan energien som er lagret kinetisk i svinghjulet hentes ut gjennom en generator som sender strøm tilbake på nettet.



Figur 2.14: Et Equinor-støttet 20 MW svinghullager i Pennsylvania, Convergent Energy + Power[11]

#### 2.2.8.4 Superledende magnetisk lager

SMES kort for *Superconducting magnetic energy storage* utnytter superlederens evne til å føre strøm selv etter at en spenningskilde kobles fra lederen. Ved å kveile en superleder i en spole, kan den elektriske energien som sendes inn på spolen som en likestrøm lagres i magnetfeltet som dannes når strømmen går gjennom kveilene. Fordelene med SMES er den høye effektiviteten og responstiden. Når superlederen er nedkjølt til en temperatur som er lavere enn den kritiske superledertemperaturen, er resistansen i spolen neglisjerbar. Tapene for denne energilagringmetoden kommer først og fremst fra likerrettingen og vekselrettingen ved henholdsvis lagring og forsyning og energien som går med til kjøling av superlederen.

$$E_{magnetisk} = \frac{1}{2}LI^2 \quad (2.8)$$

Den magnetiske energien lagret i spolen er en funksjon av induktansen til spolen og kvadratet av strømmen som vist i likning (2.8). Grunnet blant annet materialkostnader er foreløpig ikke aktuelt for storskala lager som jevner ut døgnforskjeller i produksjon, men den raske responsen

og evnen til å kunne raskt levere veldig høy effekt gjør at SMES egner seg godt i stabilitetstjenester.

### 2.2.8.5 Hydrogen

Den siste lagringsteknologien som diskuteres i denne oppgaven er hydrogen. Å lagre energi i form av hydrogengass,  $H_2$  gir mange muligheter på grunn av hydrogengassens høye energitetthet. Det finnes flere metoder å fremstille hydrogen på, for eksempel kan det fremstilles fra metanen i naturgass. Det er også mulig å fremstille hydrogen fornybart ved hjelp av overskuddsenergi fra fornybar energi, som her brukes i elektrolyse av vann. Resultatet av en slik elektrolyse er hydrogengass og oksygen. For å hente ut energien som ligger lagret i hydrogenet, brukes gassen gjerne som drivstoff i en brenselcelle, der den reagerer med oksygen i en elektrokjemisk prosess og resultatet er strøm fra brenselcellen og avfallsstoffet er vann. Mobiliteten til dette energilagret gjør det aktuelt for flere applikasjoner, for eksempel transport over lengre distanser.

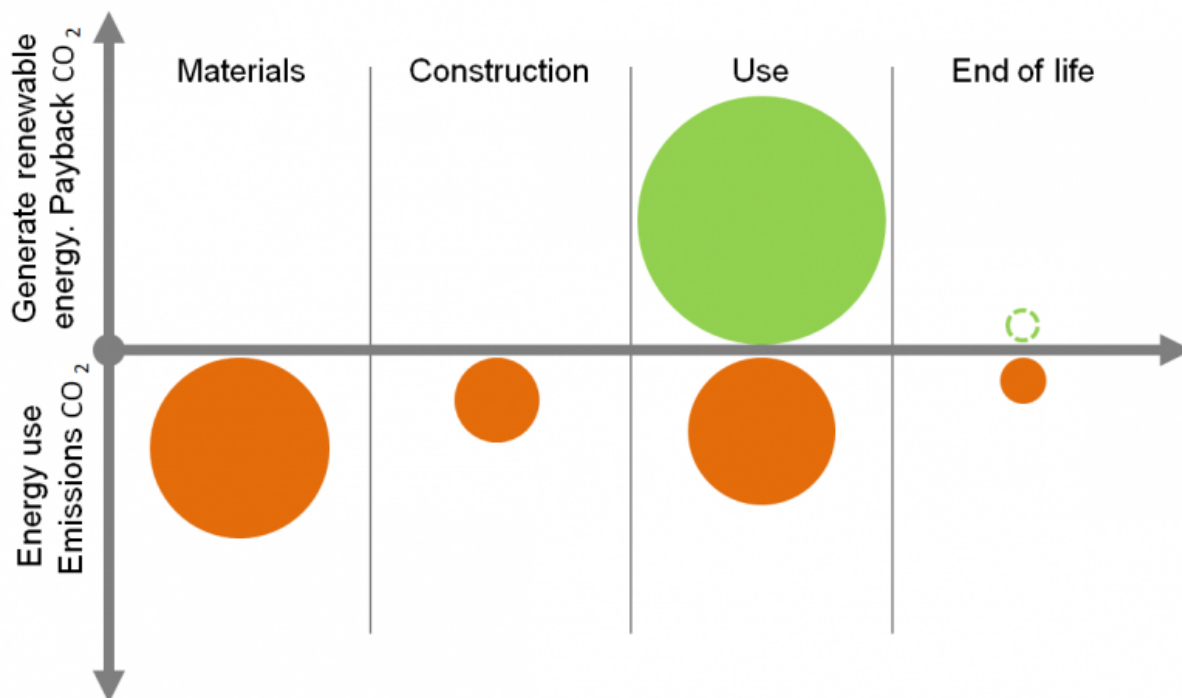
## 2.3 Bygninger

I introduksjonen til oppgaven presenteres klimagassutslipp fordelt på sektor med tall fra Statistisk sentralbyrå. Det sektordiagrammet ikke sier noe om er hva som driver disse utslippene. Av de absolutt største driverne av verdens klimagassutslipp er bygninger. Bygninger representerer i klimaregnskapet en etterspørsel for elektrisitet, materialer og også fossile brensler for oppvarming. I USA står bygninger for så mye som 39% av klimagassutslippene på landsbasis[43]. Klimaeffektivisering av bygninger vil med andre ord spille en viktig rolle for fremtidige utslippskutt. Dette kapitlet introduserer raskt to forskningscentre for miljøvennlig energi på SINTEF som jobber mot klimaeffektivisering av bygninger.

### 2.3.1 Zero Emission Buildings

SINTEFs forskningscenter ZEB har en visjon om å eliminere utslipp fra bygninger, og målet er å utvikle produkter og løsninger for nye og eksisterende bygninger som bidrar til å kutte utslippene fra både byggeprosessen, driften og rivingen av bygget[kilde]. Figur 2.15 viser de ulike fasene

i byggets levetid og utslipp knyttet til dette. ZEB har blant annet definert ulike grader av ZEB-standarder, avhengig av hvor mange av de ulike fasene som er med i nullutslippsregnskapet. Nivåene er presentert i tabell 2.1.



Figur 2.15: Illustrasjon av CO<sub>2</sub>-regnskapet til et bygg[12]

Tabell 2.1: ZEB-nivåer etter stigende ambisjonsnivå, ZEB[12]

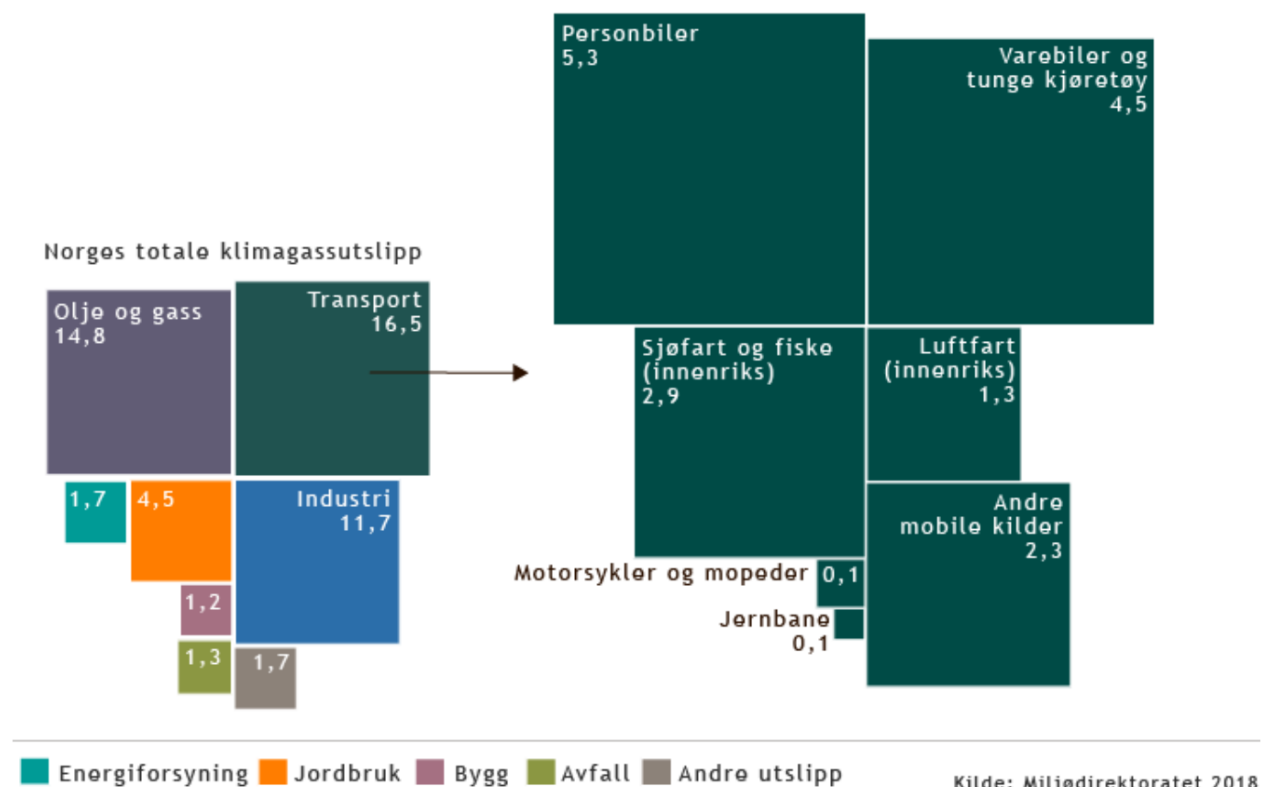
Nivå	Beskrivelse
ZEB - O	Netto null utslipp fra drift
ZEB - O ÷ EQ	Netto null utslipp fra drift av bygget og utstyr
ZEB - OM	Netto null utslipp fra drift og produksjon av byggets materialer
ZEB - COM	Netto null utslipp fra drift, materialer og bygging av bygget
ZEB - COMPLETE	Netto null utslipp fra hele byggets levetid, inkludert riving og resirkulering

Det at en det er netto null utslipp fra en av fasene, innebærer at byggets fornybare energiproduksjon kompenserer for CO<sub>2</sub>-ekvivalenter knyttet til fasen, ved å eksportere fornybar energi ut til kraftsystemet, og dermed erstatte kraft som er assosiert med et utslipp gitt av for eksempel nordisk energimiks. Dette er vist ved det grønne arealet i fasen “use” i figur 2.15. Et eksempel på et av pilotprosjektene til ZEB er Powerhouse Brattørkaia som er omtalt i delkapittel 2.2.1.

Powerhouse Brattørkaia er klassifisert som ZEB - COM ÷ EQ. Et annet eksempel følger i kapittel 3.

## 2.4 Elektrifisering av transport

En annen driver at klimagassutslipp er transportsektoren. Som figur 2.16 legger frem er transportsektoren den sektoren som slipper ut flest  $CO_2$ -ekvivalenter i Norge med 16,5 millioner tonn i 2016. Dette er hele 31% av Norges klimagassutslipp[13], og fra 1990 til 2016 økte utslippene fra transport med 24%. Trøndelag fylkeskommune har et stort fokus på elektrifisering av transport, og dette kapitlet tar for seg noen utvalgte prosjekter som representerer *state of the art* når det kommer til elektrifisering av transport.



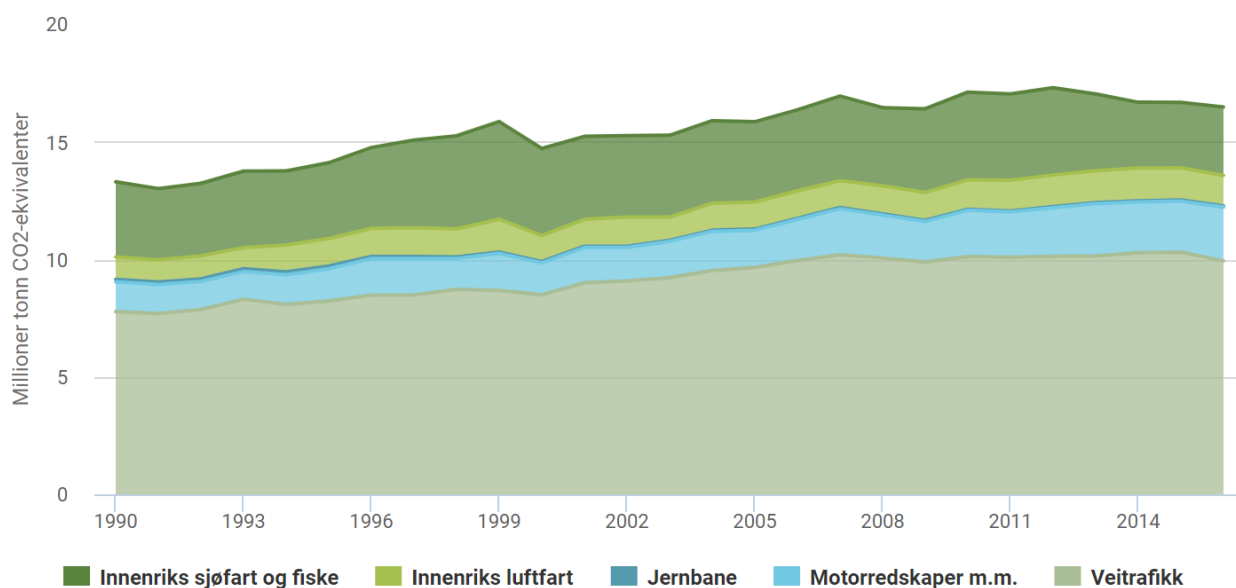
Figur 2.16: Millioner tonn  $CO_2$ -ekvivalenter fra transportsektoren i 2016, Miljødirektoratet[13]



## 2.4.1 Elektrisk transport på landjorden

### 2.4.1.1 Elektrifisering av bilparken

Som det grå arealet i figur 2.17 indikerer, er det veitrafikk En økende grad av elektrifiseringen innen personbiltrafikk er allerede nevnt i masteroppgavens introduksjon. Elektriske biler har allerede for alvor penetrert det norske markedet, og resten av verden følger også Norges eksempel. Økende antall elbiler betyr også økende effektuttak i det norske kraftsystemet, og lader teknologien utvikler seg stadig mot mere høyeffektive ladere. 5. april 2018 åpnet Norges to første hurtigladere med en ladekapasitet på 350 kW ved Nygaardskrysset i Ås kommune[44]. Et stort nettverk av slike hurtigladere vil kunne by på utfordringer for nettet i store deler av landet. På denne måten er det viktig at netteiere og nettoperatører følger nøye med på utviklingen i transportsektoren, og det er også viktig at transportsektoren ikke handler uten å ta hensyn til kraftnettet og dets rammer.



Kilde: Statistisk sentralbyrå (SSB) Lisens: Norsk Lisens for Offentlige Data (NLOD)

Figur 2.17: Utviklingen i utslipp fra transport fordelt på ulike kilder, Miljødirektoratet[13]

### 2.4.1.2 Elektrisk kollektivtransport i byer

I tillegg til den økende elektrifiseringen av bilparken, er det også flere byer som satser elektrisk i kollektivsektoren. I november 2017 fikk Oslo på plass sine 7 første helelektriske busser, og 70



nye elektriske busser skal være på veien våren 2019[45]. AtB melder også på sine hjemmesider at det fra august 2019 skal være 35 elektriske busser som betjener fire av Trondheims mest trafikkerte strekninger, som gjør at 12% av bussparken i Trondheim da er helelektrisk[14]. Bussene i Trondheim skal lades via en pantograf på endestasjonene, som illustrert i figur 2.18.



Figur 2.18: Illustrasjon av lading av elbuss via pantograf, AtB[14]

### 2.4.1.3 Elektrisk tungtransport

Naturligvis øker også etterspørselen etter elektriske lastebiler. De teknologiske utfordringene i dette markedet er i midlertid vesentlig større enn de ovennevnte markedene. Kombinasjonen av store kjøretøy og lange strekninger gjør at tungtransportsektoren skiller seg fra både personbilssektoren og kollektivsektoren som henholdsvis har mindre kjøretøy men lengre strekninger og store kjøretøy men kortere strekninger. Med disse forutsetningene er elektrisk tungtransport avhengig av store batteripakker. Disse batteripakkene er både tunge og tar mye plass, og selv om batteriteknologien er kommet dithen at det finnes løsninger på store batterier som kan frakte en

lastebil over lengre distanser, går disse store batteriene utover lasterommet som lastebilene kan frakte. Fra et økonomisk ståsted er det naturlige ønsket for et transportfirma å frakte flest mulig kubikkmeter med nyttelast til lavest mulig pris. Store batterier reduserer nyttelastvolumet, og dette har bremsset utviklingen i elektrisk tungtransport sammenliknet med annen veitrafikk.

Det er likevel noen selskaper som går foran og i praksis driver markedet fremover. Et godt eksempel er ASKO, som med støtte fra Enova allerede har hatt 3 spesialbygde elektriske lastebiler i drift[46]. Etter mange utfordringer med ombygde elektriske lastebilene, annonserte ASKO at de ønsket "å være en spydspiss i det grønne skifte" og at de har bestilt 10 elektriske lastebiler fra Tesla[47].

# Kapittel 3

## Metode ved nettanalyse

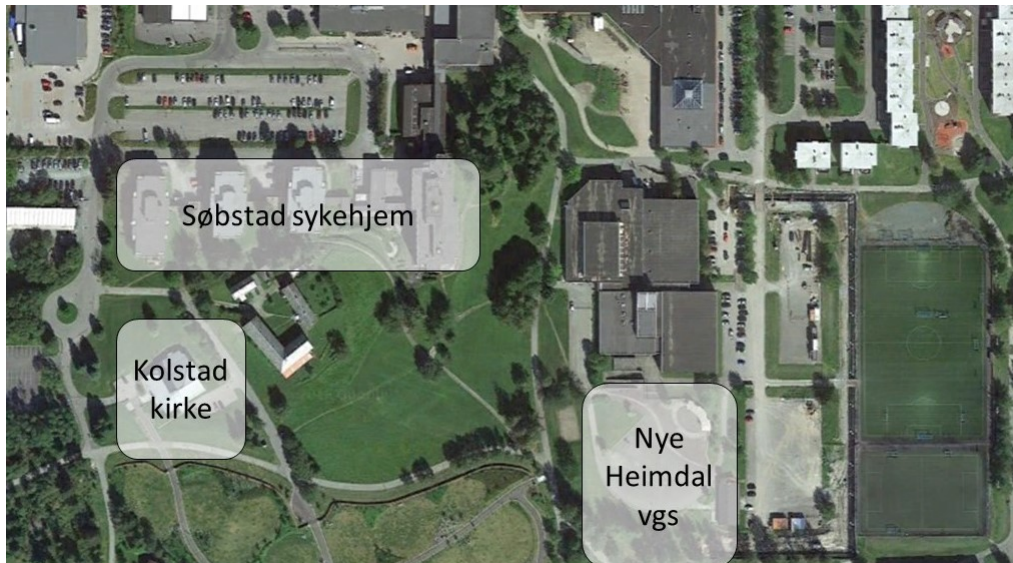
Etter at ulike konsepter er presentert og aktuelle muligheter for Trondheim er diskutert i kapittel 2, tar oppgaven for seg en analyse av et konkret case som viderefører studien med spesifikke tiltak som er mulig i Trondheim i nær fremtid.

For å se hvordan et utvalg av de nevnte teknologiene og løsningene vil påvirke nærområdet med et nettperspektiv, er det interessant å se på et nettutsnitt av et reellt nett for deretter å simulere teknologienes ringvirkninger og samspill i en nettmmodell. Det blir benyttet data fra det eksisterende kraftnettet, i tillegg til data fra et reelt prosjekt som grunnlag for casestudiet. Simuleringene vil bestå av ulike scenarier som fanger opp et stort mulighetsrom for situasjonen i det aktuelle nettet fremover.

Case-studien er todelt, først gjennomføres en analyse i en nettmmodell. Denne nettanalysen legger rammene for neste analyse som tar for seg et konkret scenario med integrasjon av mer fleksibilitet i prosjektet fra første del av case-studiet.

### 3.1 Valg av område

Til denne casen er et område i bydelen Heimdal i Trondheim valgt ut sammen med Trøndelag fylkeskommune. Motivasjonen for valget er at det her er et nett som representerer store deler av nettet i Trondheim, og at det er bygget en skole med et stort solcelleanlegg som vil levere vesentlig med overskuddsenergi til nærområdet. Case-studien skal undersøke hvordan dette virker inn på nettet, og i andre del hvordan fleksibilitet kan utnyttes til å optimalisere byggets energisystem



Figur 3.1: Satellittbilde av området valgt for casen, Google Earth[15]

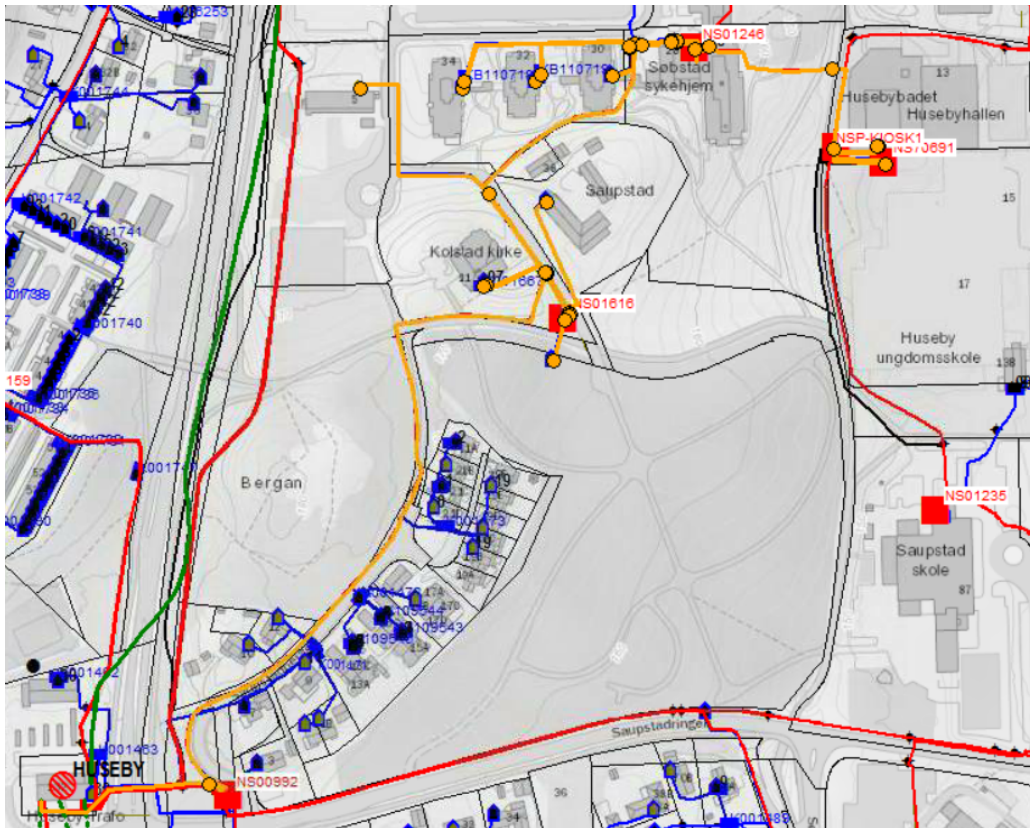
og dets interaksjon med omkringliggende nett.

Figur 3.1 viser et satellittbilde av området valgt for case-studiet. På området bygges Heimdal videregående skole som er klar for bruk fra august 2018, i tillegg ligger det et stort sykehjem og en kirke innenfor det systemgrensene. Området har flere interessante laster i et nettperspektiv, både med en svømmehall vegg i vegg med den nye skolen, i tillegg til kunstgressbane, leilighetskomplekser og en stor parkeringsplass og busstopp.

Figur 3.2 viser en skjermdump av det eksisterende nettet i området. Skjermdumpen er hentet fra softwaren NETBAS[48]. Det røde nettet har spenningsnivået 11kV, mens det blå er lavspent og har spenningsnivå 230V. I skjermdumpen er også en grønn 66kV linje synlig innenfor det avgrensede området. De aktuelle lastene er forsynt av Huseby transformatorstasjon som transformerer spenningen fra 66kV-linjen ned til 11kV. De tre nettstasjonene valgt for nettanalysen ligger alle på samme radial, radialen er markert gult i figur 3.2.

### 3.1.1 Heimdal videregående skole

Den nye Heimdal videregående skole er et ZEB-bygg. Ambisjonsnivået er ZEB - O + 20%M, med dette menes netto null utslipp fra drift, i tillegg skal byggets energiekspert utjevne 20% av klimakvivalente som er assosiert med byggets materialer. Det er Skanska som er entreprenør på prosjektet og som har bistått med data om bygget og byggets energibruk til denne oppgaven.



Figur 3.2: Skjermdump av det eksisterende nettet i det valgte området

### 3.1.2 Solcellesystem

En av hovedgrunnene til at dette området er valgt er at det skal installeres solceller på taket av den nye skolen. Anlegget får en installert effekt på 414 kWp og er operativt til 6. august 2018. Solkraftsystemet er levert av FUSen, og panelene er fra produsenten Sunpower av modellen X21-345-COM. Det skal monteres 1 200 paneler, hver med en merkeeffekt på 345 W. Solcellene vil dekke et areal på 1 957 kvadratmeter, ekskludert arealet mellom panelene. Til dette systemet installeres seks vekselrettere fra SMA av typen Core-1 STP50-40 med merkeeffekt på 50 kW.

Panelene monteres i øst-vest-konstellasjon med en vinkel på 10 grader. Takflaten heller med 4,2 grader. Oppsettet av solcellene vil bli som vist i figur 3.3.

I tillegg til solcellesystemet skal det også installeres et CHP-anlegg som produserer både varme og elektrisitet fra biogass. Dette er fordi ZEB-ambisjonsnivået ikke ble tilfredsstillt med kun solceller. Det er også gravet geobrønner som skal forsyne deler av byggets varmebehov.





Figur 3.3: Skjermdump av de modellerte solcellene på Heimdal vgs

## 3.2 Data til nettanalyse

Data om kraftnettet er hentet fra TrønderEnergi Nett sine databaser i NETBAS. Denne dataen innebærer informasjon om både resistansen og reaktansen til kablene i systemet, i tillegg til lastdata fra en enkeltberegning av lastflyt i NETBAS. Data om kablernes termiske begrensning i ampere er også hentet fra NETBAS. Fra prosjektet med Heimdal videregående skole er det kun data om installert effekt på solkraftsystemet som er inkludert i nettanalysen.

## 3.3 Analyseverktøy

*Merk: Hovedparten av innholdet i delkapittel 3.3.1 og 3.3.2 er hentet fra prosjektoppgaven "Integrasjon av distribuert fornybar energi i Trøndelag" [kilde] skrevet i fordypningsprosjektet TET4520 i forbindelse med denne masteroppgaven.*

### 3.3.1 MATPOWER

Det finnes flere verktøy som er mulig å ta i bruk når et kraftsystem skal analyseres. Også i NET-BAS er det mulig å kjøre enkle simuleringer på nettet for øyeblikkssituasjoner. Et annet program som er anerkjent for kraftsystems simuleringer er MATPOWER[49]. MATPOWER er et program som kan kjøres i programmeringsspråket MATLAB. I MATPOWER er det mulig å gjøre både lastflytanalyser og også optimal lastflytanalyse på *caser* som konstrueres av brukeren. MATPOWER ble valgt på bakgrunn av de mange mulighetene programmet gir, blant annet er det mulig å modifisere koden i MATLAB for å kjøre simuleringene slik det er ønsket.

### 3.3.2 Modelloppsett i MATPOWER

Den aktuelle casen med dataene fra TrønderEnergi Nett kan for enkelthets skyld modelleres som et *4-bus system*, det vil si et system med 4 noder. Node nummer 1 er Huseby transformatorstasjon, som forsyner de tre nettstasjonene i radialen som utgjør hver sin node i systemet. Disse nettstasjonene er knyttet sammen med *brancher* seg i mellom. Node 2,3 og 4 forsyner i realiteten hver sine lavspenningsnett som i denne oppgaven modelleres som laster med forskjellige forbruksprofiler. Grunnen til at lavspenningsnettene er modellert som laster er for å forenkle systemet slik at tendensene og årsak-virkning i netttilstanden er lettere å demonstrere.

MATLAB-filen *caseformat.m* ligger vedlagt i vedlegg A.1. Dette er en fil som beskriver hvordan MATPOWER-caser er bygd opp. Det er viktig å understreke at MATPOWER er et veldig kraftig verktøy, som gir brukeren mulighet til å sende inn mye informasjon. I mange tilfeller er dette informasjon som ikke blir brukt. I en lastflytanalyse som denne oppgaven tar for seg er det ikke nødvendig å gi input for alle variabler, da mange ikke er inkludert i analysen. Annen viktig informasjon er at verdier som er ukjente settes til 0.

En MATPOWER-case er bygd opp av minst tre data-områder. Den første input-kategorien er *Bus Data*. En *bus* er det samme som en samleskinne, eller node. I *Bus Data* gis nodedata som input i form av en matrise. Figur 3.4 viser hvordan inputen settes opp i MATLAB slik at MATPOWER kan gjennomføre en lastflytanalyse på systemet. I *Bus Data* settes nodenummer, nodetype, aktiv effektbehov og reaktiv effektbehov. Effektfaktoren  $\cos\phi$  for lastene er antatt å være 0.98. Reaktiv effektbehov regnes dermed ut ved hjelp av formel (3.1).

$$Q = P \cdot \tan\phi \quad [MVA_r] \quad (3.1)$$

Node 1 blir satt til nodetype 3, som betyr at dette er referansenoden, *slack bus*. Kort forklart betyr dette at denne noden har spenningen lik 1 p.u., det vil si den spenningen som er definert for systemet, og at denne noden leverer eller tar i mot all den kraften som systemet netto krever eller har i overskudd. Vedlegg A.1 definerer videre de forskjellige inputene i data-områdene.

```
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
  1 3 16.395 4.311 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;% Huseby 66/11
  2 1 0.04558 0.00926 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;% NS v/ Kolstad kirke
  3 1 0.21888 0.05486 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;% NS v/ Heimdal vgs
  4 1 0.36582 0.07428 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;% NS v/ Søbstad Helsehus
];
```

Figur 3.4: Skjermdump fra MATLAB, *Base case - Bus Data*

I *base case* er systemet modellert uten forandringer fra det reelle nettet hentet fra NETBAS. Node 2-4 er satt til nodetype 1, *PQ bus*. Formålet med analysen er å se hvordan økt last og distribuert produksjon vil virke inn på systemet, og base case er utgangspunktet for analysen.

Neste input-kategori er *Generator Data*. Inn i denne matrisen sendes data for noder som har en generator tilknyttet. Selv om ikke node 1 i dette systemet har en generator koblet inn på samleskinnen, modelleres den slik. Dette er fordi linjene oppstrøms fra transformatoren, mater effekt inn til noden. Innenfor systemgrensen til denne casen er det ekvivalent med en generator tilknyttet noden. I base case er eksporten fra solcellene på taket på Heimdal videregående skole satt til null. Levert aktiv effekt,  $P_g$ , og levert reaktiv effekt,  $Q_g$ , i referansenoden er også satt til null da de er ukjente. Det er også lagt inn mulighet for distribuert energiproduksjon knyttet til sykehjemmet, ved å legge inn node 4 i generator data. Det er antatt at solkraft kan modelleres på lik linje med annen innmatet kraft i MATPOWER.

```
%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max
mpc.gen = [
  1 0 0 300 -300 1 100 1 100 0 0 0 0 0 0
  3 0 0 300 -300 1 100 1 100 0 0 0 0 0 0
  4 0 0 300 -300 1 100 1 100 0 0 0 0 0 0
];
```

Figur 3.5: Skjermdump fra MATLAB, *Base case - Generator Data*



Tabell 3.1: Data for kablene hentet fra NETBAS

Kabel	Lengde	Resistans	Reaktans	Maks driftstrøm
1-2	0.426 km	0.0532 $\Omega$	0.0375 $\Omega$	345 A
2-4	0.129 km	0.0161 $\Omega$	0.0114 $\Omega$	345 A
4-3	0.083 km	0.0136 $\Omega$	0.0073 $\Omega$	300 A

Den tredje input-kategorien er *Branch Data*, som tar inn data om linjene. Disse dataene er hentet direkte ut fra NETBAS og er presentert i tabell 3.1. Branch Data-matrisen er vist i figur 3.6. Det er antatt at disse verdiene er ekvivalente linjeimpedanser for lastflytberegningene, og da inkluderer impedansen i transformatorene. Dataene som kreves i denne input matrisen skal oppgis i per unit, p.u. Altså er de benevningsløse og er forholdet mellom den faktiske verdien og en baseverdi for systemet. Baseverdien for systemet regnes ut som vist i likning (3.2), der  $V_{base}$  er merkespenningen til systemet på 11 kV og  $S_{base}$  er vilkårlig valgt til 50 MVA.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = 1 p.u. \quad (3.2)$$

```
%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
  1 2 0.000440 0.000310 0 400 400 400 0 0 1 -360 360;
  2 4 0.000133 0.000094 0 400 400 400 0 0 1 -360 360;
  4 3 0.000112 0.000060 0 400 400 400 0 0 1 -360 360;
];
```

Figur 3.6: Skjermdump fra MATLAB, *Base case - Branch Data*

### 3.4 Modellering av ulike scenarier for nettanalyse

Som beskrevet tidligere, skal analysen ta for seg et utvalg scenarier for å vise mulighetsrommet for situasjonen i nettet fremover. Heriblant skal store mengder distribuert effekt mates inn i nettet fra node 3 og 4. I tillegg skal påvirkningen av høy last i radialen analyseres. Måten det settes opp på i MATPOWER er som forskjellige caser, med case-spesifikk inputdata i de ulike matrisene. Base case blir utgangspunktet, og så endres lastene i bus data-matrisen og produksjonen i generator data for de andre casene. Branch data forblir lik for alle ulike scenarier, da denne bare fastsetter den fysiske infrastrukturen. Tabell 3.2 viser de ulike scenariene som utgjør casene i MATPOWER-simuleringene.

Tabell 3.2: Scenario-matrise som definerer casene i nettanalysen

Last \ Produksjon	Lav	Høy
	Lav last i systemet	<i>Base case</i>
Høy last i systemet	<i>Case 1</i>	<i>Case 2</i>

### 3.4.1 Modellering av case 1 - høy last, ingen produksjon

For scenariet med høy last, antas en dobling av lasten fra lastflytanalysen i NETBAS, i tillegg til at det antas 10 tilkoblede hurtigludere som beskrevet i kapittel 2.4.1 á 350 kW på parkeringsplassen utenfor sykehjemmet, og 5 nye hurtigludere á 350 kW tilknyttet skolen.

Dette er antagelser som vil gi resultater i ytterkant av hva som er forventet, og er ment for å illustrere tendensene av den økende lasten som spås ved å stresse kraftsystemet.

### 3.4.2 Modellering av case 2 - høy last og distribuert energiproduksjon

I andre case beholdes lasten fra case 1, men den fornybare distribuerte energiproduksjonen introduseres i form av produksjon i generatordata både i node 3 og i node 4, henholdsvis skolen og sykehjemmet. Dette vil kunne understreke virkningene av distribuert energiproduksjon som er presentert i kapittel 2.1.

### 3.4.3 Modellering av case 3 - lav last og høy distribuert energiproduksjon

I case 3 er også inputdataen av usannsynlig karakter, igjen ment for å illustrere og sette eventuelle rammer for etterfølgende analyse. I dette caset antas null last i alle nodene, og det antas maksimal produksjon fra solcelleanlegget ved Heimdal videregående skole med levert aktiv effekt på 414 kW.

Resultater fra simuleringene vil bli presentert i kapittel 5.

# Kapittel 4

## Metode ved fleksibilitetsanalyse

### 4.1 Bakgrunn for fleksibilitetsanalyse

Nettanalysen i denne masteroppgaven gjennomføres for å undersøke hvordan den distribuerte produksjonen fra solcellene innenfor det valgte systemet påvirker kraftnettet. Som beskrevet i delkapittel 2.1 assosieres økt distribuert produksjon i et område med utfordringer med blant annet spenningsnivåer i tillegg til at overskuddsproduksjon kan også øke tap og belaste nettet hardt.

På den andre siden er det også i enkelte situasjoner slik at den distribuerte produksjonen er positivt for nettet, da den kan senke spenningsfallet i radialen og samtidig minske tap og øke forsyningssikkerhet. Naturligvis er da ønsket med integrasjon av distribuert fornybar energi å klare å utnytte seg av de positive effektene, mens de negative konsekvensene av en slik integrasjon ønskes minimert. Fleksibilitet i kombinasjon med den distribuerte energiproduksjonen gir muligheten til å i mye større grad styre systemets interaksjon med nettet, og dermed motvirke noen av de negative effektene.

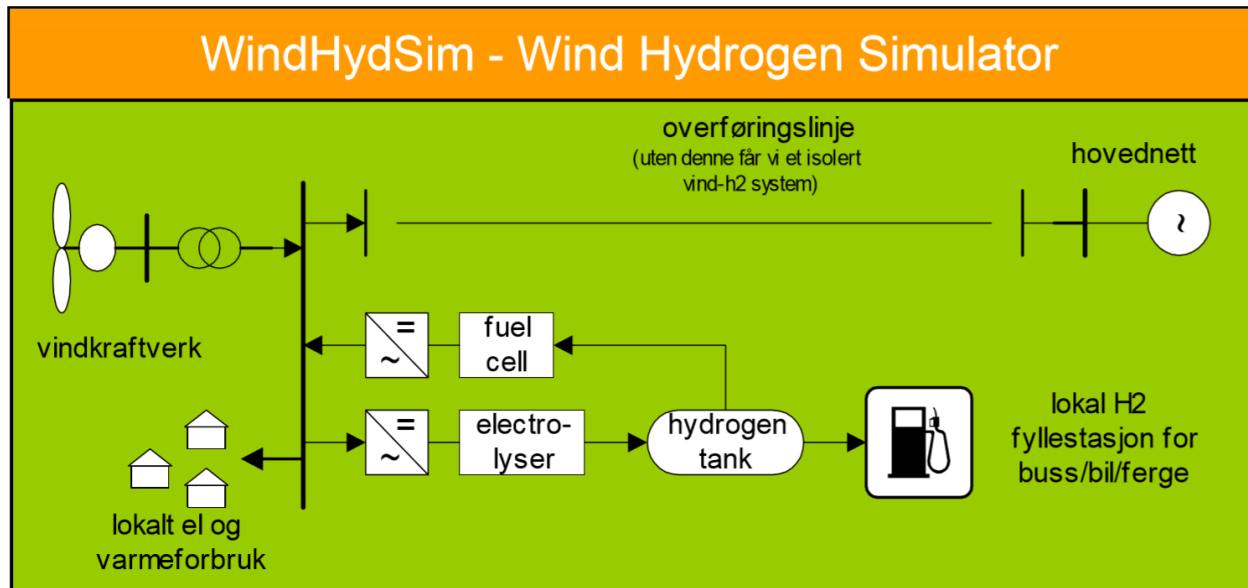
Den andre delen av case-studiet er derfor inkludert for å undersøke hvordan fleksibilitet i form av et batteri kan bidra positivt i samhandling med den distribuerte energiproduksjonen. Trøndelag fylkeskommune ønsker bedre kompetanse på energibehov versus effektbehov og en analyse av energibalansen og effektprofilen til systemet er derfor interessant å gjennomføre. Det er først og fremst effektprofilen som er interessant i et nettperspektiv av flere grunner. Resultatene fra nettanalysen i del 1 av case-studiet vil kunne gi svar på hvilke effektgrenser systemet har

mellom seg og det omkringliggende nettet. Dersom en simulert eksportert effekt fra de distribuerte produksjonsenhetene i radialen skulle overbelaste nettet, vil et slikt resultat kunne være med på å sette grenser for hva bygget kan eksportere. Det samme gjelder lasten i radialen, dersom en last blir for høy og dermed enten overbelaster kablens termiske kapasitet eller sørger for uakseptable spenningsnivå, vil grenser for systemets import fra nettet følge av dette. På den måten kan nettanalysen av systemet sette grenseverdier som brukes videre i fleksibilitetsanalysen.

#### **4.1.1 Plusskundeavtale og kraftoverskudd**

Dersom konsekvensene av effektinnmatningen i nettet ikke er av betydelig skala finnes det andre store motivasjoner for å analysere bruken av et batteri knyttet sammen med skolens distribuerte energiproduksjon. Som delkapittel 2.2.3 beskriver gjelder plusskundeavtalen utelukkende dersom plusskunden aldri leverer mer enn 100 kW ut til nettet. Denne grensen gjør Heimdal videregående skole til et interessant analyseobjekt. Grunnet sommerferie på skolen er byggets last naturligvis lav midt på sommeren, på samme tidspunkt kan solcelleanleggets høyeste effektproduksjon gjennom året forventes. Da anlegget har en installert effekt på 414 kWp, er det rimelig å forvente en eksport som vil overgå 100 kW flere ganger i løpet av sommermånedene som et resultat av den høye produksjonen og den lave lasten.

Dersom skolen skulle matet inn overskuddskraften i dette tidsrommet, ville det gitt store økonomiske konsekvenser da skolen ville blitt regnet som en kraftprodusent og ikke en plusskunde, også for all annen eksportert kraft utover timene hvor eksporten overgår grensen. Av denne årsaken er det naturlig å anta at overskuddskraften som overstiger 100 kW eksportert kraft vil strupes vekk og dermed gå til spille. I denne sammenhengen er det interessant å se på hvordan et batteri kan øke selvforsyningsgraden til skolen og dermed redusere strupet solkraft.



Figur 4.1: Skjermdump fra brukermanualen til programmet WINDHYDTOOLS[16]

## 4.2 Analyseverktøy

### 4.2.1 WINDHYDTOOLS

For å gjennomføre analysen av hvordan et batteri virker inn på systemet, er programmet WINDHYDTOOLS brukt som utgangspunkt[50]. Dette er et program som er skrevet i MATLAB og Excel og er designet for å analysere systemer med vindkraft som energiresurs og hydrogen som energilager, slik som vist i figur 4.1. Programmet er utviklet av Magnus Korpås i hans arbeide med sin doktorgrad på NTNU.

#### 4.2.1.1 Tilpasninger i WINDHYDTOOLS

For å tilpasse programmet til systemet som skal analyseres i denne masteroppgaven er det gjort et fåtall endringer i koden. Vindkraftberegninger er erstattet med solkraftproduksjon, og istedenfor å sende inn vinddata som input til programmet er en tidsserie med skalert solproduksjonen matet direkte inn som inndata. Denne tidsserien skaleres senere opp til et ønsket nivå. Hydrogenlasten illustrert i figur 4.1 som en pumpe ved lokal fyllerestasjon satt til null og fjernet fra systemet, da energilageret er endret til et elektrisk batteri. Benevnningen til energilagerkapasiteten er endret fra normalkubikkmeter hydrogen til kilowattimer elektrisk kraft, og elektrolysen er

omdøpt til lading av batteri mens brenselcellen er kalt forsyning fra batteri.

Programmet kjører med kommandoen *windhydsim* i kommandovinduet i MATLAB. Da leses inputdata fra et excelark, og timesverdier for last og produksjon i systemet blir brukt sammen med en kontrollstrategi for å beregne om batteriet blir ladet opp eller ladet ut, og om energi blir eksportert eller importert fra nettet. Et flytskjema som viser hvordan programmet kjører er inkludert i vedlegg B.1.

#### 4.2.1.2 Kontrollstrategi

Programmet har 4 forskjellige innebygde kontrollstrategier for styringen av lagringssystemet. Som forklart i bakgrunnen for andre del av case-studiet er intensjonene med et slikt batteri både å redusere uønskede effekter i kraftnettet ved en bedre kontrollering av effekteksporten fra systemet, i tillegg til å utnytte all den produserte fornybare energien ved å øke selvforsyningsgraden. Kontrollstrategien som best tilfredsstillende denne situasjonen er kontrollstrategi 1. Kontrollstrategi 1 heter "*Self-supplied with electricity and hydrogen*", og i denne analysen vil strategien strebe etter å maksimere selvforsyningsgraden fra solcelleanlegget og biogasskraftverket. En fullstendig beskrivelse av kontrollstrategi 1, inkludert flytskjema, er lagt ved i vedlegg B.2.

#### 4.2.2 Data til fleksibilitetsanalyse

I analysen med energilagring på Heimdal videregående skole, flyttes systemgrensene fra nettanalysen til tilknytningspunktet mellom skolen og nettstasjonen. Ved å flytte systemgrensene til denne analysen, åpnes muligheten for å kjøre analysen over et helt år, da Skanska har bidratt med data om energiforbruk og energiproduksjon på skolen for et helt år. Dataen om energiforbruket til bygget kommer fra simuleringer i programmet SIMIEN[51], og data om solcellesystemets produksjon kommer fra simuleringer i PVsyst[52].

Vedlagt i vedlegg C ligger en figur som oppsummerer hele skolens energiforbruk og produksjon over et helt år. Nøkkeltall fra denne figuren vil videre bli presentert i dette og neste kapittel. Inputen i WINDHYDTOOLS settes inn i en tabell i excel kalt "*Component parameters*" som vist i figur 4.2, i tillegg importeres skalerte timesverdier for solproduksjon og elektrisk last inn som tekstfiler.

	Description	Unit	Symbol	Value
<b>Sizing</b>	Distributed energy system rating	kW	Pw_max	276,519
	Battery charging rating	kW	Pe_max	50
	Battery capacity	Nm3	VH_max	150
	Initial storage content	% of capacity	rat_VH_0	0
	Supply security limit for storage	% of capacity	rat_VH_secur	0
	Battery discharge rating	kW	Pf_max	50
	Grid import capacity	kW	Pg_imp_max	10000
	Grid export capacity	kW	Pg_exp_max	10000
<b>Efficienc</b>	Battery charging efficiency	% of LHV	eta_e	90
	Battery discharging efficiency	% of LHV	eta_f	90
	Lower Heating Value (LHV) of hydrogen	kWh/Nm3	LHV	1
	Specific power consumption of battery	kWh/Nm3	spc_e	1,111111111
	Specific power generation in battery	kWh/Nm3	spg_f	0,9

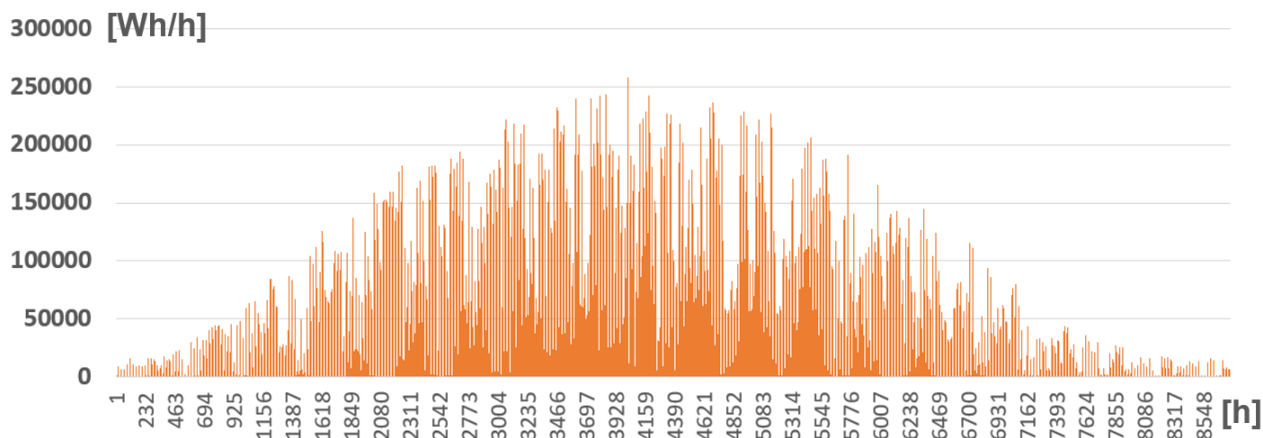
Figur 4.2: Component parameters-inputtabell i WINDHYDTOOLS

Component parameters tar inn data om størrelsen til systemet, og virkningsgraden til de ulike komponentene. Data for *base case* er som i figur 4.2. Beskrivelsene under “Description” er endret til denne analysen, med unntak av i rad tre nedenfra. Her er “Lower Heating Value” for hydrogen gitt i kilowattime per normal kubikk meter satt til 1, slik at inputen i rad 3, “Battery capacity” kan oppgis direkte i kilowattimer uten omregning.

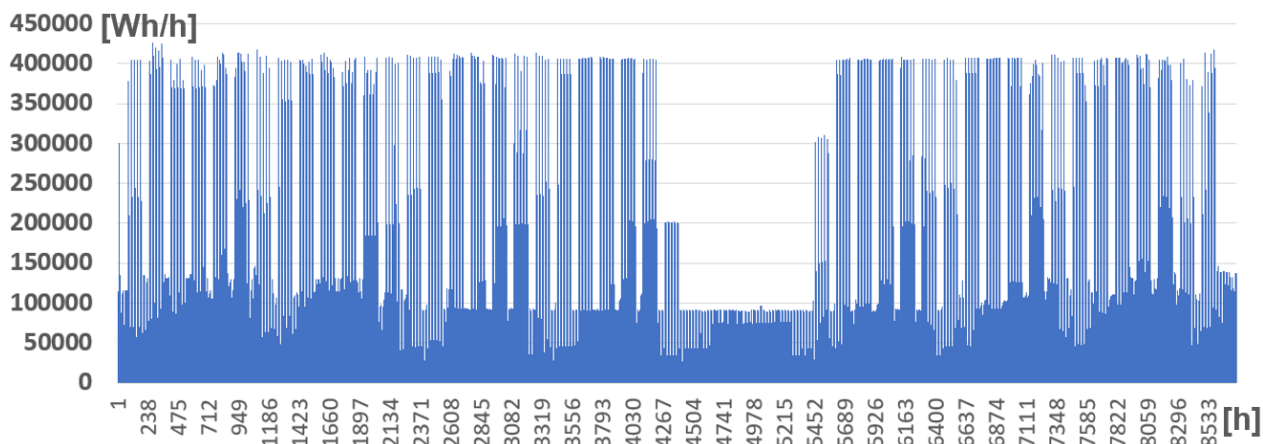
### 4.2.3 Simuleringer av solcellesystem

I sammenheng med design av solcellesystemet på taket av Heimdal videregående skole er det som nevnt gjennomført simuleringer i programmet PVsyst. Her er det benyttet soldata fra LandbruksMeteorologisk Tjeneste, LMT, og simulert en produksjonsprofil levert fra solcellene. Figur 4.3 viser produsert effekt for hver time gjennom et helt år. I inputen til WINDHYDTOOLS justeres y-aksen i dette plottet, slik at den høyeste stolpen når opp til verdien 1. Videre blir verdien for produsert energi for hver time multiplisert med verdien fra rad 1 i figur 4.2, “Distributed energy system rating”, slik at produksjonen blir skalert til ønsket makseffekt.

Figur 4.4 viser den elektriske lasten til skolen for hver time gjennom et helt år. Figuren viser også at det er et veldig tydelig sprang i last i sommerferien. Det er også tydelige sprang i helgene.



Figur 4.3: Simulert kraftproduksjon fra solcelleanlegget ved Heimdal videregående skole, basert på data fra PVsyst



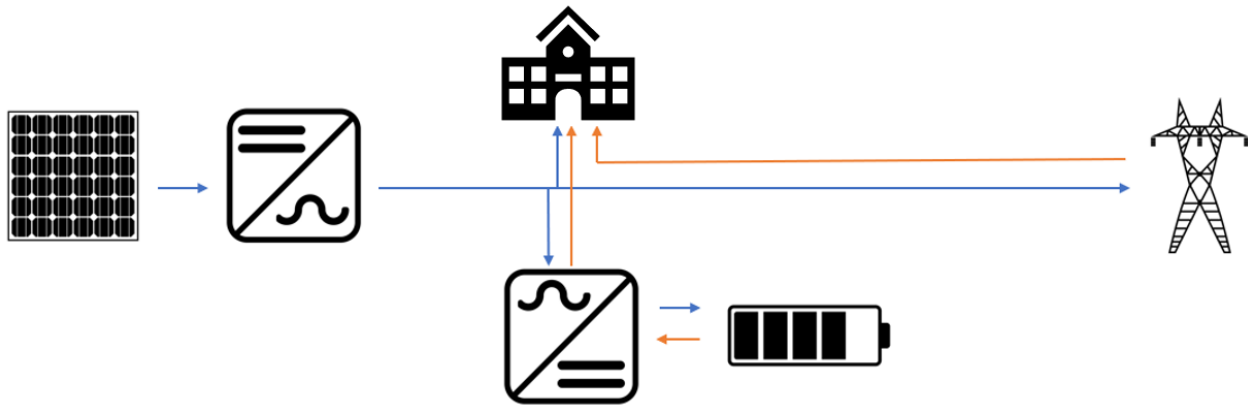
Figur 4.4: Simulert lastprofil ved Heimdal videregående skole, basert på data fra SIMIEN

### 4.3 Modellering av ulike scenarier for batterianalyse

Målet med analysen er å gi informasjon om hvilke batteriparametre som er avgjørende for hvordan systemet som helhet samhandler med kraftsystemet, og hvordan endringer av disse parametrene påvirker systemresultatene som for eksempel grad av selvforsyning.

Systemet vil bli som illustrert i figur 4.5. Det vil være mulig å levere kraft fra batteriet til nettet også, men det er ikke tegnet inn i systemskissen da kontrollstrategien streber etter å maksimere selvforsyningsgraden, og i praksis ikke vil forsyne nettet fra batteriet.





Figur 4.5: Systemskisse av systemet som analyseres i del 2 av case-studien

### 4.3.1 Modellering av base case - ubegrenset eksport

Denne delen av case-studien er først delt opp i tre caser. I base case er grensene for eksport og import ubegrenset slik at systemet kan utveksle energi med nettet omkring seg uten begrensninger. Grid import capacity og grid export capacity er dermed satt til 10 000 kW, som vist i figur 4.2. Et batteri med effektkapasitet på 50 kW er valgt i studien, og en C-rate på  $C/3$  er antatt. C-rate beskriver forholdet mellom energilageret og effekten på batteriet.  $C/3$  betyr et lager som rekker tre timer ved maks effekt, og gir en batterikapasitet på 150 kWh. I tillegg er virkningsgraden på lading og utlading satt til 90% som gir en round-trip-efficiency på 81%.

### 4.3.2 Modellering av case 1 - begrenset eksport

I andre delen av caset vil en realistisk begrensning finne sted. Etter dialog med TrønderEnergi Nett[53], er det klart at det ikke foreligger noen spesiell avtale som gir skolen lov til å eksportere overskuddskraft utover plusskundeavtalens grense på 100 kW. Dermed er antagelsen i case 1 for batterianalysen at overskuddskraften strupes ned til 99 kW før den eksporteres.

Dette modelleres ved å sette verdien til “*Grid export capacity*” i komponentparametertabellen i WINDHYDTOOLS til 99 kW. Dersom det skulle fremgå av nettanalysen at begrensningen for hva nettet kan ta imot av kraft fra nettstasjonen ved Heimdal videregående skole er lavere enn 99 kW, vil derimot dette være ny gjeldende begrensning i case 1. Input til programmet er som vist i figur 4.6 i tillegg til produksjonsdata og lastdata, som er lik som for base case.

	Description	Unit	Symbol	Value
<b>Sizing</b>	Distributed energy system rating	kW	Pw_max	276,519
	Battery charging rating	kW	Pe_max	50
	Battery capacity	Nm3	VH_max	150
	Initial storage content	% of capacity	rat_VH_0	0
	Supply security limit for storage	% of capacity	rat_VH_secur	0
	Battery discharge rating	kW	Pf_max	50
	Grid import capacity	kW	Pg_imp_max	10000
	Grid export capacity	kW	Pg_exp_max	99
<b>Efficienc</b>	Battery charging efficiency	% of LHV	eta_e	90
	Battery discharging efficiency	% of LHV	eta_f	90
	Lower Heating Value (LHV) of hydrogen	kWh/Nm3	LHV	1
	Specific power consumption of battery	kWh/Nm3	spc_e	1,111111111
	Specific power generation in battery	kWh/Nm3	spg_f	0,9

Figur 4.6: Component parameters inputtabell for case 1

### 4.3.3 Modellering av case 2 - begrenset eksport og maksimal produksjon

Videre i analysen antas maksimal produksjon fra de distribuerte energiresursene i systemet. I case 2 er dermed “Distributed energy system rating” satt til 414 kW, hvilket betyr at den timen i året med størst produksjon har en samlet produksjon fra biogasskraftverk og solceller på 414 kW, som er lik merkeeffekten til solcelleanlegget alene. Dermed er inputdataen i “Component parameters” for case 2 lik som i figur 4.6, sett bort i fra verdien i første rad som er satt til 414 kW.

#### 4.3.3.1 Videre analyse av fleksibelt energisystem

Etter resultatene fra de tre casene er presentert, vil en videre analyse av energisystemet finne sted. Målet med denne analysen er å undersøke hvordan ulike batteriparametre affekterer energisystemets interaksjon med nettet og hvordan den distribuerte energien produsert på skolen utnyttes. Analysen vil gjennomføres ved å gjøre mange simuleringer av systemet i WINDHYDTOOLS, med gradvis inkrement på utvalgte inputparametre. For hver simulering vil måleverdier lagres før inputparameteren økes for neste simulering.

Dersom fokuset er å utnytte mest mulig av den produserte energien i systemet, er “Dumped distributed energy” et enkelt resultat å måle på. Å redusere andelen dumpet energi er et naturlig mål for enhver aktør som produserer egen energi. Derfor vil hovedanalysen være å undersøke hvordan bortstruppet energi gjennom året påvirkes av størrelsen på batteriet.

# Kapittel 5

## Resultater

Dette kapitlet presenterer resultatene fra simuleringene i de to analysene i case-studiet. Resultatene vil bli analysert og diskutert i kapittel 6.

### 5.1 Kraftsystemanalyse

#### 5.1.1 Resultater fra base case

Figur 5.1 viser output fra MATPOWER etter lastflytanalysen gjennomført på base case beskrevet i kapittel 3.3.2.

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	17.03	4.45	16.40	4.31
2	1.000	-0.008	-	-	0.05	0.01
3	1.000	-0.010	0.00	0.00	0.22	0.05
4	1.000	-0.010	0.00	0.00	0.37	0.07
Total:			17.03	4.45	17.03	4.45

Figur 5.1: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av base case

Spenningsnivået i alle fire nodene er 1.000 p.u. All kraft i systemet er generert i referanseno-

den. Tabell 5.1 presenterer aktive og reaktive tap i de tre kabelstrekningene i systemet. Tapene er størst i linje 1-2 med en tapt tilsynelatende effekt på  $183,4 + j 129,2$  VA. Den totale lasten summert fra de tre nettstasjonene i radialen er  $630,028 + j 138,4$  kVA som betyr at de aktive tapene utgjør 0,038% av den totale aktive effektflyten i radialen. De reaktive tapene utgjør derimot 0,12% av radialens reaktive effektflyt.

Tabell 5.1: Aktive og reaktive tap fra simulering av base case

Kabel	Aktive effekttap	Reaktive effekttap
1-2	0,1834 kW	0,1292 kVAr
2-4	0,0477 kW	0,0337 kVAr
4-3	0,0057 kW	0,0031 kVAr

### 5.1.2 Resultater fra case 1 - høy last, ingen produksjon

Figur 5.2 viser output fra MATPOWER etter lastflytanalysen gjennomført på case 1 beskrevet i kapittel 3.4.1.

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	39.33	8.92	32.79	8.62
2	0.997	-0.109	-	-	0.09	0.02
3	0.996	-0.149	0.00	0.00	2.19	0.11
4	0.996	-0.142	0.00	0.00	4.23	0.15
Total:			39.33	8.92	39.30	8.90

Figur 5.2: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case1

I case 1 avviker spenningsnivået med i 0,4 prosent fra systemspenningen på det meste. Figur 5.3 viser oppsummeringen av branch data fra lastflytanalysen på case 1, tapene i branch data er mer nøyaktig presentert i tabell 5.2. Aktive tap utgjør for case 1 0,38% av aktiv effekt forsynt til systemet fra node 1, mens de reaktive tapene i radialen står for 6% prosent av den reaktive effekten i radialen.

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ( $I^2 * Z$ )	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	6.54	0.29	-6.52	-0.28	0.019	0.01
2	2	4	6.43	0.26	-6.42	-0.26	0.006	0.00
3	4	3	2.19	0.11	-2.19	-0.11	0.001	0.00
Total:							0.025	0.02

Figur 5.3: Oppsummering av kabelresultater fra MATPOWER-simulering av case1

Tabell 5.2: Aktive og reaktive tap fra simulering av case 1

Kabel	Aktive effekttap	Reaktive effekttap
1-2	18,8 kW	13,3 kVAr
2-4	5,50 kW	3,90 kVAr
4-3	0,54 kW	0,29 kVAr

### 5.1.3 Resultater fra case 2 - høy last og distribuert energiproduksjon

Figur 5.4 viser output fra MATPOWER etter lastflytanalysen gjennomført på case2 beskrevet i kapittel 3.4.2.

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	38.92	8.83	32.79	8.62
2	0.997	-0.104	-	-	0.09	0.02
3	0.996	-0.142	0.20	0.04	2.19	0.11
4	0.996	-0.135	0.20	0.04	4.23	0.15
Total:			39.32	8.91	39.30	8.90

Figur 5.4: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case2

Kraftforbruket i systemet forsynes fra node 1, 3 og 4. Fremdeles dekkes 99% av den aktive lasten av node 1. Tabell 5.3 presenterer aktive og reaktive tap i de tre kabelstrekningene i systemet.

Tabell 5.3: Aktive og reaktive tap fra simulering av case 2

Kabel	Aktive effekttap	Reaktive effekttap
1-2	16,6 kW	11,7 kVAr
2-4	4,90 kW	3,40 kVAr
4-3	0,45 kW	0,24 kVAr

### 5.1.4 Resultater fra case 3 - lav last og høy distribuert energiproduksjon

Figur 5.5 viser output fra MATPOWER etter lastflytanalysen gjennomført på case3 beskrevet i kapittel 3.4.3.

```

|      Bus Data      |
|=====|
| Bus      Voltage      Generation      Load      |
| #      Mag (pu) Ang (deg)  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar) |
|-----|-----|-----|-----|
| 1  1.000  0.000*  -0.41  -0.08  -      -      |
| 2  1.000  0.005   -      -      -      -      |
| 3  1.000  0.008   0.41  0.08  -      -      |
| 4  1.000  0.007   0.00  0.00  -      -      |
|-----|-----|-----|-----|
|                               Total:  0.00  0.00  0.00  0.00 |
|=====|

```

Figur 5.5: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3

Spennningene i alle nodene er som i base case 1.000 p.u., og tapene er som presentert i tabell 5.4. I dette caset er kraften produsert i node 3 transportert ut fra node 1 til omkringliggende nett, notert som negativ generert effekt.

Tabell 5.4: Aktive og reaktive tap fra simulering av case 3

Kabel	Aktive effekttap	Reaktive effekttap
1-2	0,078 kW	0,055 kVAr
2-4	0,024 kW	0,017 kVAr
4-3	0,020 kW	0,011 kVAr

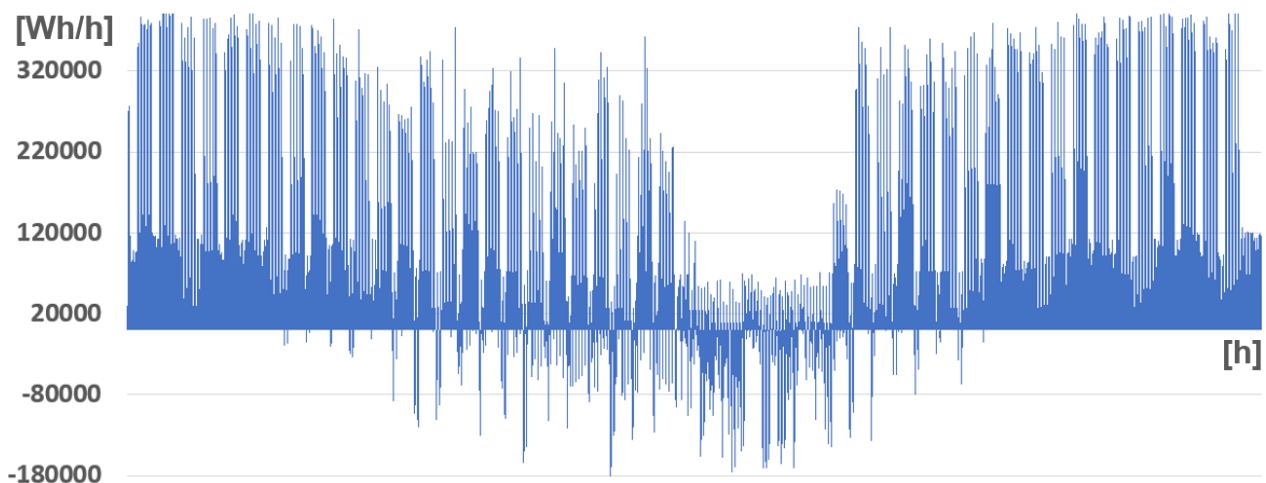
## 5.2 Energisystemanalyse med integrasjon av fleksibilitet

### 5.2.1 Utgangspunkt - Energianalyse uten batteri

Summering av alle timesverdier i den elektriske lastprofilen til Heimdal videregående skole resulterer i byggets totale energibehov for ett år. Denne summen er 1 209 838 kWh. Produsert elektrisk energi fra solcellene er funnet på samme måte til å bli 288 739 kWh. I tillegg er CHP-kraftverket simulert til å levere 161 890 kWh elektrisk energi over et år. Likevel er det estimert at Heimdal videregående skole må importere 817 236 kWh elektrisk energi fra kraftnettet, levert gjennom kabel 4-3 fra nettanalysen.

$$E_{el,PV} + E_{el,CHP} + E_{el,import} - E_{el,årsforbruk} = 58026 \text{ kWh} \quad (5.1)$$

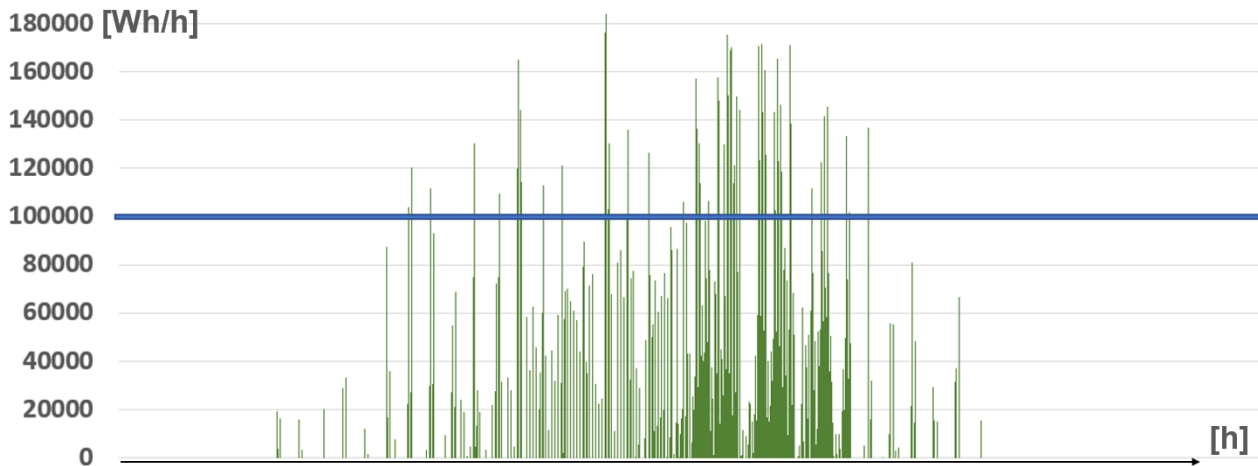
Energibalansen i (5.1) viser at det importeres 58 026 kWh mer elektrisk energi enn det bygget forbruker på et år. Fordi energien må brukes når den produseres og effektprofilene for produksjon og last er ikke samstemmer, eksporteres dette ut fra systemet til nettet. Figur 5.6 viser differansen mellom den elektriske lastprofilen til skolen fra figur 4.4 og summen av den produserte solenergien fra figur 4.3 og CHP-anleggets produksjon. Dette refereres til som systemets netto last, og de timene der netto last er negativ betyr det i praksis eksport av kraft ut fra systemet.



Figur 5.6: Heimdal videregående skoles simulerte netto last over et år

I figur 5.7 presenteres den eksporterte distribuerte energiproduksjonen i systemet. Grensen for plusskundeordningen omtalt i kapittel 2.2.3 er markert med den blå linjen ved 100 kW. In-

tegralet av den eksporterte effekten er 58 026 kWh, og inkluderer elektrisk energi produsert fra solceller og biogasskraftverket.



Figur 5.7: Simulert solkraft eksportert fra Heimdal videregående skole over et år

I skolens energibehov er det beregnet 4000 timer med lading av elbil på 40 kW som utgjør 160 000 kWh, og 2000 timer med lading av elektriske scootere på 17 kW som utgjør 34 000 kWh.

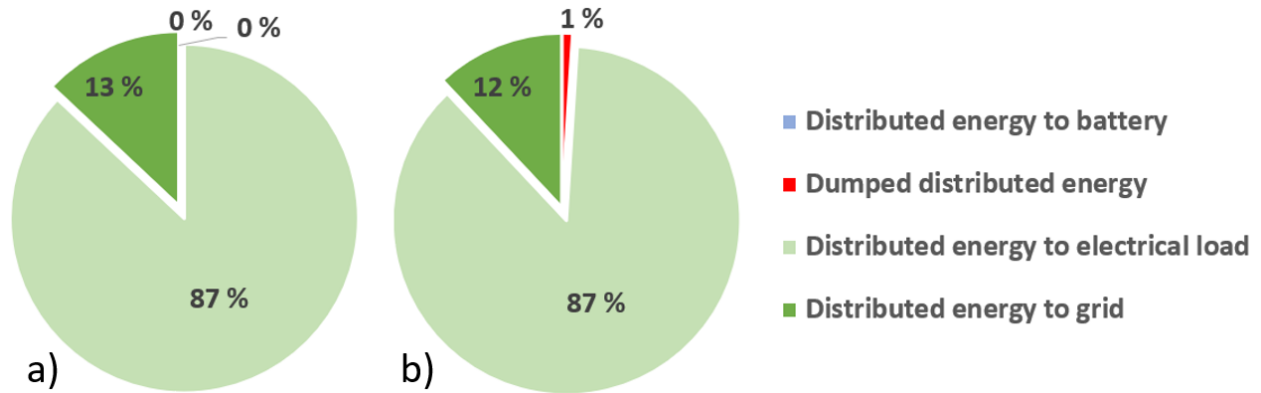
Energisystemet uten integrert fleksibilitet kan oppsummeres ved å kjøre en simulering i den modifiserte utgaven av WINDHYDTOOLS med batterikapasitet på 0 kWh. Tabell 5.5 presenterer hovedresultatene fra simuleringen i WINDHYDTOOLS, hentet direkte fra fanen “*Main results*”.

Tabell 5.5: Nøkkeltall hentet fra *Main results* i WINDHYDTOOLS for simuleringer uten batteri

Description	Unit	Value
Distributed energy generation	kWh	450 800
Electrical load	kWh	1 209 844
Dumped distributed energy	kWh	0
Net export to grid	kWh	-759 043
Import from grid	kWh	817 107
Export to grid	kWh	58 063
Energy from grid to electrical load	kWh	817 106
Electrical load supplied by DER and battery	kWh	392 737
Electrical energy not supplied	kWh	0

Resultatene fra simuleringene stemmer godt overrens med verdiene presentert i innledningen av dette kapitlet, som var resultater fra simuleringer i SIMIEN. Det er noe avvik for eksempel på “Electric load” som i resultatene fra WINDHYDTOOLS er 1 209 843, men som fra SIMIEN var 1 209 838, en forskjell på 5 kilowattimer. Dette skyldes avrundinger i inputdata i WINDHYDTO-





Figur 5.8: Fordelingen av distribuert energi for systemet uten batteri, med og uten eksportbegrensning

OLS. Samme gjelder for “Distributed energy generation” som er summen av produsert solkraft og elektrisk energi fra biogass. En annen illustrerende output fra programmet er sektordiagrammet som er vist i figur 5.8. Denne figuren oppsummerer fordelingen av den distribuerte energien som er produsert i systemet. Etersom denne første analysen er uten batteri, er naturligvis “Distributed energy to battery” 0% i figur 5.8 a) og det er heller ingen “Dumped distributed energy” ettersom simuleringen i liket med base case, ikke har noen eksportbegrensning.

Dersom effektbegrensningen på eksport inkluderes i simuleringen av systemet uten batteri, blir fordelingen av den distribuerte energien som i figur 5.8 b).

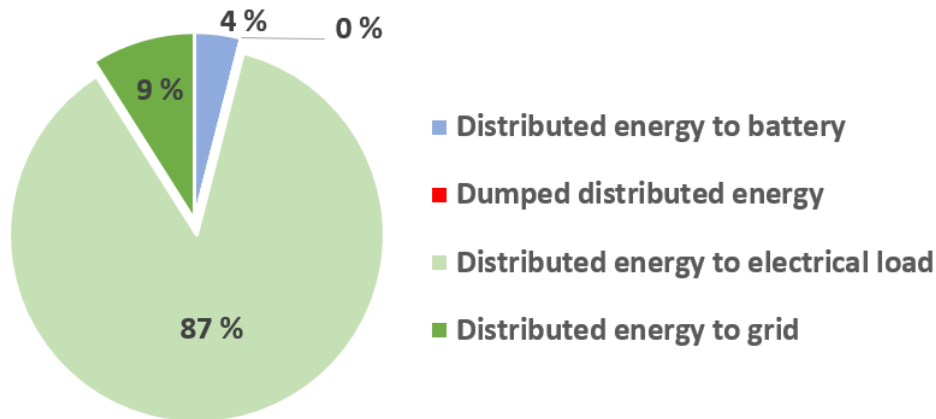
### 5.2.2 Integrasjon av batteri - base case

Tabell 5.6 presenterer hovedresultatene av base case-simuleringen. Batterilasten over et år er 17 988 kWh med et batteri på 150 kWh, mens det batteriet leverer tilbake til systemet derimot er 14 570 kWh som følge av en round-trip-efficiency på 81% demonstrert i likning (5.2).

$$E_{bat,load} \cdot \eta_{round-trip} = 17988kWh \cdot 0.81 = 14570kWh = E_{bat,supply} \quad (5.2)$$

Den totale energien lagret i batteriet over året er 16 189 kWh, og kontrollstrategien utnytter all kapasiteten slik at totale energien som er ladet ut fra batteriet også er 16 189 kWh.

Sektordiagrammet i figur 5.9 viser at det fremdeles er 87% av den distribuerte elektriske energiproduksjonen som går med til å dekke lasten til skolen direkte, men i tillegg går 4% ekstra



Figur 5.9: Fordelingen av distribuert energi for simuleringen av basecase

til å dekke lasten via batteriet. Dette resulterer i en at det er 9% av energien som produseres i systemet som eksporteres. Sektordiagrammet viser godt hvordan de aktuelle batteriparametrene samhandler med den distribuerte energiproduksjonen og øker fleksibiliteten i energisystemet, og vil brukes aktivt videre i sensitivitetsanalysene i kapittel 6.

Tabell 5.6: Nøkkeltall hentet fra *Main results* i WINDHYDTOOLS for base case

Description	Unit	Value
Distributed energy generation	kWh	450 800
Electrical load	kWh	1 209 844
Battery charging load	kWh	17 988
Battery discharging supply	kWh	14 570
Dumped distributed energy	kWh	0
Net export to grid	kWh	-762 461
Import from grid	kWh	802 536
Export to grid	kWh	40 075
Energy from grid to battery	kWh	0
Energy from grid to electrical load	kWh	802 536
Export to grid from battery	kWh	0
Electrical load supplied by DER and battery	kWh	407 307
Electrical energy not supplied	kWh	0
Average battery storage level	kWh	16
Battery charging from grid power	kWh	0
Total energy stored in battery	kWh	16 189
Total energy discharged from battery	kWh	16 189

### 5.2.3 Integrasjon av batteri - case 1

Med eksporten begrenset til 99 kW, endres hovedresultatene seg markant. Tabell 5.7 viser hovedresultatene av simuleringene med begrenset eksport. “Dumped distributed energy” er her 5 234 kWh. Dette er ikke-utnyttet fornybar egenprodusert energi som strupes vekk. Dette resulterer også i at “Export to grid” er 34 841 kWh for case 1.

Tabell 5.7: Nøkkeltall hentet fra *Main results* i WINDHYDTOOLS for case 1

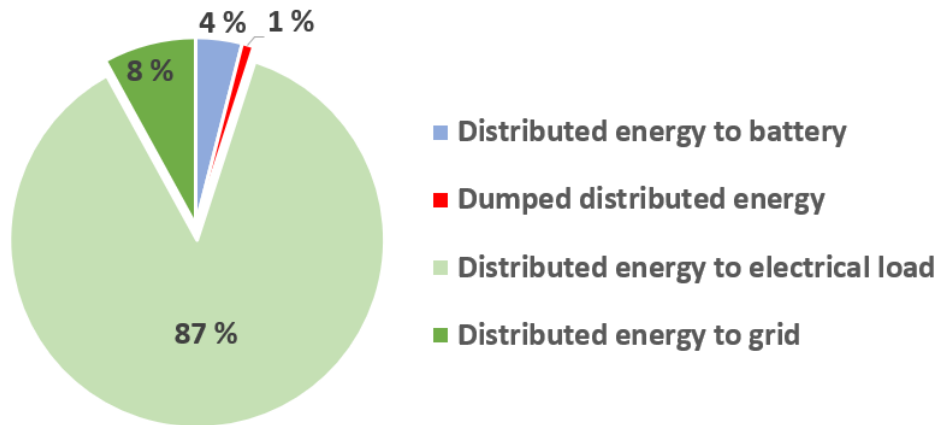
Description	Unit	Value
Distributed energy generation	kWh	450 800
Electrical load	kWh	1 209 844
Battery charging load	kWh	17 988
Battery discharging supply	kWh	14 570
Dumped distributed energy	kWh	5 234
Net export to grid	kWh	-767 694
Import from grid	kWh	802 536
Export to grid	kWh	34 841
Energy from grid to battery	kWh	0
Energy from grid to electrical load	kWh	802 536
Export to grid from battery	kWh	0
Electrical load supplied by DER and battery	kWh	407 307
Electrical energy not supplied	kWh	0
Average battery storage level	kWh	16
Battery charging from grid power	kWh	0
Total energy stored in battery	kWh	16 189
Total energy discharged from battery	kWh	16 189

Sektordiagrammet for case 1 viser at de 5 234 kilowattimene med strupet distribuert energi utgjør 1% av den totale produserte energien. Denne prosenten tas fra den eksporterte energien som reduseres til 8% i dette caset.

### 5.2.4 Integrasjon av batteri - case 2

Med antagelsen at peak-effekten til de distribuerte energiresursene i løpet av året er 414 kW, er hovedresultatene fra energisimuleringene som i figur 5.8. Total energiproduksjon er 674 758 kWh, en økning på 49,7% fra tidligere case.

Økningen av distribuert energiproduksjon gir en fordeling av energien som vist i figur 5.11. Andelen av den distribuerte effekten som går med til å dekke lasten til systemet er 80%, mens



Figur 5.10: Fordelingen av distribuert energi for systemet i case 1

Tabell 5.8: Nøkkeltall hentet fra *Main results* i WINDHYDTOOLS for case 2

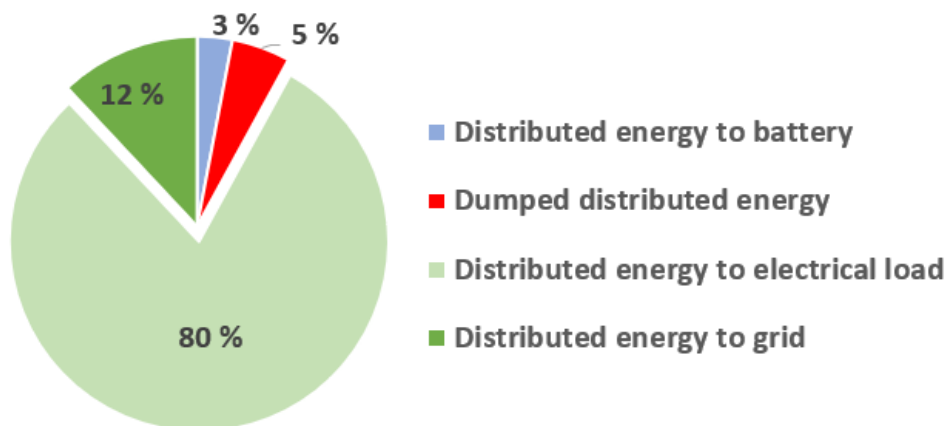
Description	Unit	Value
Distributed energy generation	kWh	674 758
Electrical load	kWh	1 209 844
Battery charging load	kWh	22 616
Battery discharging supply	kWh	18 319
Dumped distributed energy	kWh	35 881
Net export to grid	kWh	-575 264
Import from grid	kWh	653 306
Export to grid	kWh	78 042
Energy from grid to battery	kWh	0
Energy from grid to electrical load	kWh	653 306
Export to grid from battery	kWh	0
Electrical load supplied by DER and battery	kWh	556 538
Electrical energy not supplied	kWh	0
Average battery storage level	kWh	29
Battery charging from grid power	kWh	0
Total energy stored in battery	kWh	20 355
Total energy discharged from battery	kWh	20 355

strupet distribuert energi utgjør 5% av den totale produserte energien.

### 5.3 Resultater av videre fleksibilitetsanalyse

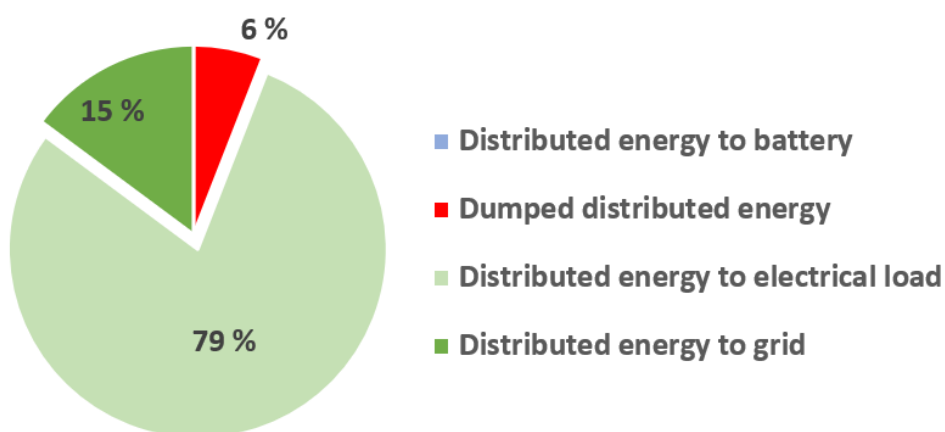
Resultatene av den videre batterianalysen vil kort bli presentert i dette kapitlet, og vil deretter tolkes og diskuteres grundigere i kapittel 6.2.

Som lagt frem i kapittel 4.3.3 er resten av analysen gjennomført med antagelsen om mak-



Figur 5.11: Fordelingen av distribuert energi for systemet i case 2

simal produksjon. For sammenlikningsgrunnlag er energisystemet simulert uten batteri, men med høy produksjon og gjeldende effektbegrensning for eksport. Resultatet av kjøringen er presentert i figur 5.12.

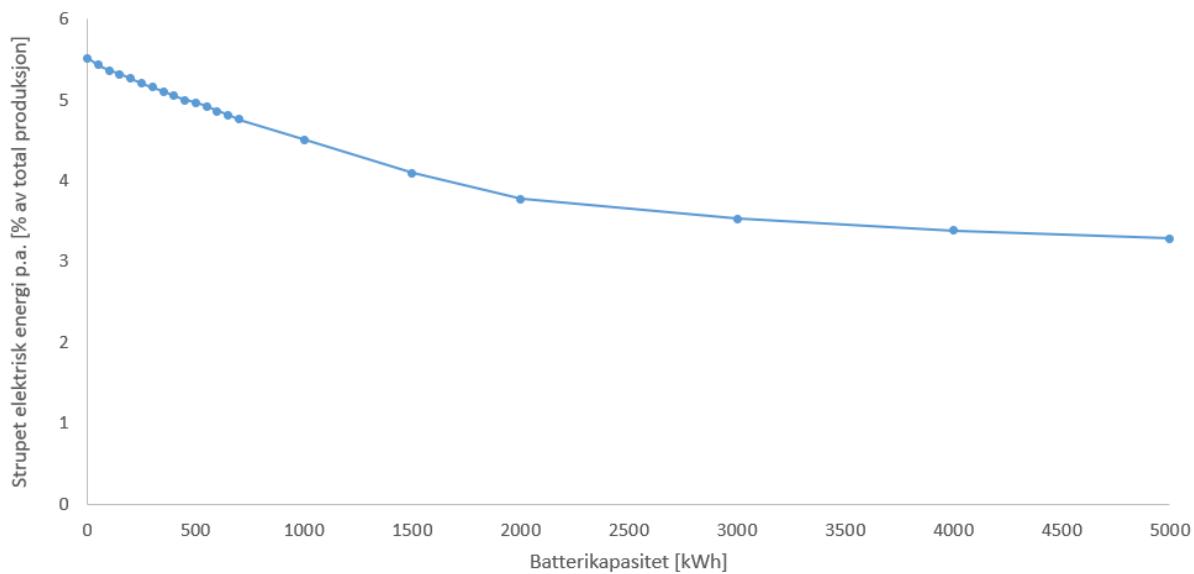


Figur 5.12: Fordelingen av distribuert energi med uten batteri, men med høy produksjon og eksportbegrensning

Med høy produksjon dumpes 6% av den produserte energien som følge av eksportbegrensningen. Eksporten øker til 15%, mens andelen som dekker lasten synker til 79%.

Figur 5.13 viser hvordan andelen strupet energi endrer seg med økt størrelse på batteriet, når forholdet mellom energi- og effektkapasitet er låst til  $C/3$ . Plottet er diskutert i kapittel 6.2. De detaljerte verdiene fra analysen ligger vedlagt i tabell i vedlegg D.1.

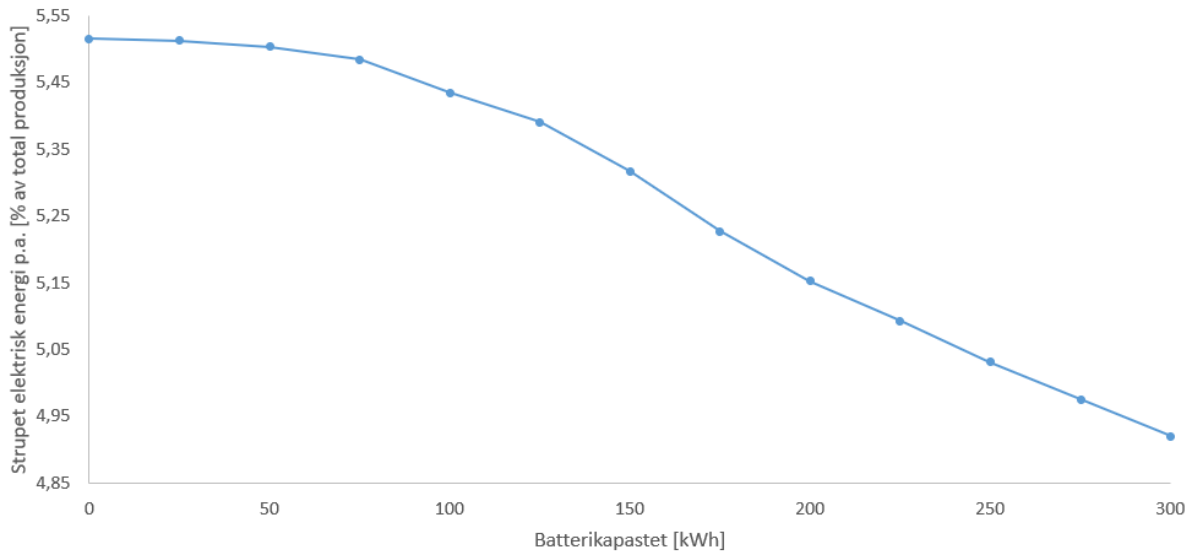
Videre følger to sensitivitetsanalyser i figur 5.14 og 5.15. Førstnevnte figur viser hvordan størrelsen på energilageret i batteriet påvirker når batterieffekten er satt til 50 kW. Verdiene fra hele



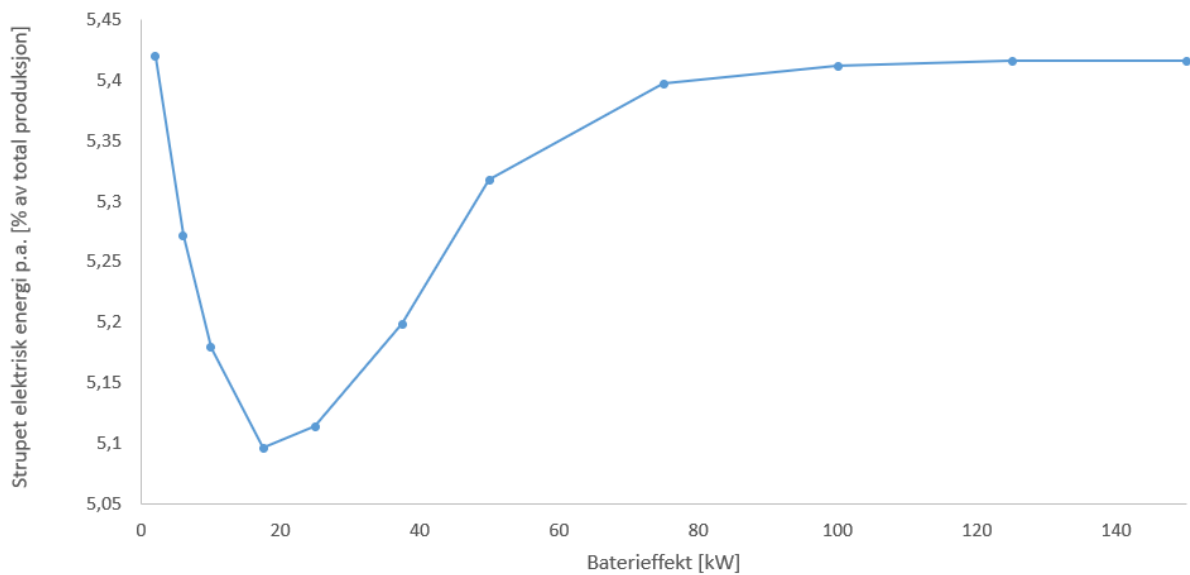
Figur 5.13: Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteristørrelse, C-rate låst til C/3

sensitivitetsanalysen ligger i vedlegg D.2.

Figur 5.15 viser resultatene av sensitivitetsanalysen der effektgrensen til batteriet er undersøkt. Også for denne analysen er detaljerte verdier vedlagt, i vedlegg D.3.



Figur 5.14: Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteriets energilager, opp- og utladningseffekt låst til 50 kW



Figur 5.15: Endringen i andel strupet distribuert energi med økning av batteriets effektgrense, energikapastet låst til 150 kWh

# Kapittel 6

## Analyse og diskusjon

### 6.1 Spenningsanalyse av case-radial

Resultatene av nettanalysen presentert i kapittel 5 tyder på at nettet i radialen der Heimdal videregående skole er koblet inn er veldig robust. Allerede i oppsummeringen av base case i figur 5.1 impliserer spenningskarakteristikken en tilnærmet perfekt balanse i radialen, med spenninger i alle noder på 1.000 p.u. Om spenningen i de forskjellige casene analyseres nærmere kan det observeres at spenningen i nettstasjonene synker med 0,004 p.u. eller 44 V fra base case til case 1. Som fremlagt i kapittel 2.1 er spenningene å anse som akseptable dersom de ligger mellom  $\pm 6\%$  av systemverdien. Dette impliserer at per unit-spenningsverdiene må være mindre enn 0.94 p.u. eller større enn 1.06 dersom lasten eller produksjonen i radialen må begrenses grunnet uakseptable spenningsverdier.

#### 6.1.1 Årsaker for lave utslag i simuleringsresultater

Grunnen til at systemet er så robust er sannsynligvis sammensatt, men forenklinger i modellen og overdimensjonering av nettet er to av grunnene som kan forklare de lave utslagene i nøkkelresultatene. Hensikten med modellen i MATPOWER er å illustrere tendensene i omkringliggende nett som følge av økt last og integrasjon av distribuert energi. Modellen er med overlegg gjort simpel, for å skape god oversikt og illustrere ønskede poenger tydelig. Dersom modellen hadde vært mer komplisert, kunne årsak og virkning vært mindre tydelig. Det kan i midlertid virke



Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	-0.41	-0.08	-	-
2	1.001	0.016	-	-	-	-
3	1.001	0.023	0.41	0.08	-	-
4	1.001	0.020	0.00	0.00	-	-
Total:			0.00	0.00	0.00	0.00

Figur 6.1: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3 med transformatorimpedans

som om forenklingene har gjort det vanskeligere å påvise resultatene. Eksemplifisert med case 3, som er konstruert for å vise at høy innmatet effekt ute i radialen kan skape høye spenninger, er bekreftelsen fraværende i de avrundede resultatene i oppsummeringen av simuleringen. Spenningene i case 3 er alle 1.000 p.u. slik som i base case, fordi utslagene ikke er store nok til å vises i de avrundede resultatene. Dermed virker det forenklete oppsettet mot sin hensikt.

En av forenklingene gjort i analysen er å neglisjere impedansen i transformatoren nettstasjonene. Slik dette modelleres i et enlinjediagram er å legge inn resistans og reaktans i hver ende av kabelen, som effektivt sett summeres med kabelimpedansen. Dersom antagelsen om neglisjert transformatorimpedans erstattes med en antagelse om at transformatorimpedansen sett fra kabelen er like stor som kabelens egen impedans er nøkkelresultatene fra case 3 som vist i figur 6.1.

Dette eksempelet underbygger at en mindre forenklet modell tydeliggjør tendensene fra teorien i kapittel 2.1. Fra figuren kan det tolkes at dersom det mates inn tilstrekkelig distribuert effekt, og en node har netto eksport, kan spenningen i noden bli høyere enn referansespenningen. Overskuddsproduksjonen i dette eksempelet sørger for at kraftflyten snur, og spenningene går over 1.000 p.u. selv i nodene uten distribuert produksjon. Overspenningene skyldes at spenningen i node 1 alltid holdes på 1.000 p.u. og representerer med dette et stivt nett i modellen. Slike overspenninger ute i radialer som følge av innmatet effekt, kan begrenses ved å senke spenningen i transformatoren.

Selv med disse antagelsene er nodespenningene kun 1.001 p.u., hvilket tyder på at nettet i virkeligheten er overdimensjonert i stor grad. Å overdimensjonere er normal praksis i planlegging og utbygging av kraftnett, på grunn av høye krav til forsyningsikkerhet og for å ta høyde for fremtidig lastøkning og utvikling av energisystemet.

Derimot kom det frem i simuleringene av modellen uten transformatorimpedans at distribuert energiproduksjon kan redusere tapene i systemet. Ved å sammenlikne de aktive og reaktive effekttapene i case 1 og case 2 der eneste forskjell er innmatet distribuert effekt, kan det observeres at de aktive tapene reduseres med 2,2 kW i kablen mellom node 1-2 i casen med innmatet effekt fra distribuert fornybar energi. Dette er en ren konsekvens av at kraftflyten i kablene minker, som er ekvivalent med at strømmen minker, som fører til lavere tap fra likning (2.2).

Etter en rask analyse av resultatene fra lastflytanalysen kan det argumenteres for at systemet som er analysert er svært robust og har rom for å ta imot det som er planlagt av installert distribuert produksjon, hva gjelder spenningsnivåer i radialen. Det er flere antagelser i modelloppsettet som kan diskuteres og én mulig kilde til avvik kan være modelleringen av solceller i MATPOWER. MATPOWER er opprinnelig designet for å simulere kraftnett på transmisjonsnivå, og å anta at solkraft kan modelleres som en generatorinput på lik linje med en synkrongenerator, er en mulig kilde til avvik fra realiteten. Det er for eksempel slik at solkraft ikke forsyner kraft med roterende masse i nettet, og kraftnettes balanse vil dermed være annerledes med solceller som generatorer i motsetning til tradisjonelle synkrongeneratorer.

Simuleringer inkludert transformatorimpedans og en tidobling av innmatet effekt, resulterer fortsatt kun i en nodespenning på 1.01 p.u. som vist i figur 6.2.

Som vist i tabell 3.1 er maks driftstrøm i kablen mellom node 1 og node 2 lik 345 A. Dette gjør at maksimal effekt som kan flyte gjennom kablen er termisk begrenset til 3,75 MVA utregnet i likning (6.1).

$$|S_{maks}| = |I_{maks}| \cdot |V_{system}| = 345 \text{ A} \cdot 11 \cdot 10^3 \text{ V} = 3,75 \cdot 10^6 \text{ VA} \quad (6.1)$$

Lastene i scenariet for case 1 er inkludert utelukkende for å stresse systemet, og er større enn hva som er rimelig å anta. Lasten i node 4 er i seg selv større enn den termiske overføringskapasiteten til kablen mellom node 1 og node 2 som ligger oppstrøms fra node 4. Dette indike-

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	-4.10	-0.82	-	-
2	1.006	0.156	-	-	-	-
3	1.010	0.229	4.14	0.84	-	-
4	1.008	0.203	0.00	0.00	-	-
Total:			0.04	0.02	0.00	0.00

Figur 6.2: Oppsummering av noderesultater fra MATPOWER-simulering av case 3 med transformatorimpedans og tidoblet effektproduksjon

rer at radialen vil oppleve overbelastning av kablene før problematiske spenningsnivåer nåes. Dermed er det overføringsevnen som videre diskuteres som begrensningene til det analyserte kraftnettet.

### 6.1.2 Overbelastningsanalyse

Fordi kabel 1-2 ligger oppstrøms for kabel 2-4, og disse har samme maksimale driftsstrøm, vil kabel 1-2 være begrensende før kabel 2-4. Kabelen ytterst i radialen, kabel 4-3, har derimot et mindre tverrsnitt, og følgelig lavere maksimal driftsstrøm og kan også være begrensende for systemet. Maksimal effektflyt for kabel 4-3 er 3,3 MVA, som impliserer at kritisk last i node 3 er i nærheten av 3 MVA. Fra figur 4.4 kan det leses at maksimal estimert elektrisk last for Heimdal videregående skole er i overkant av 400 000 kWh/h, hvilket betyr at lasten må øke med en faktor på 7,5 for å nå et punkt der kabel 4-3 overbelastes. Nettstasjonen er også tilknyttet svømmehallen Husebyhallen, men det er trygt å anta at det fortsatt er godt med ledig effektkapasitet i nettet, spesielt fordi store deler av energibehovet til Husebyhallen blir dekket gjennom fjernvarme og varme fra CHP-anlegget tilknyttet skolen.

Skulle radialen overbelastes er det dermed mest sannsynlig at flaskehalsen inntreffer i kabelen mellom node 1 og node 2, da denne må føre lasten til alle tre nettstasjonene i tillegg til summen av tapene i radialen. Fra base case er den samlede lasten i alle tre nodene ca. 630 kW,

som betyr at den totale lasten må øke med 595% for å nå termisk begrensning i kabel 1-2.

## 6.2 Analyse av Heimdal videregående skoles energisystem

Med et kraftnett som har stor kapasitet til å ta i mot overskuddskraft er det derfor NVEs grense for plusskundeavtaler som er gjeldende begrensning for Heimdal videregående skoles energiekspport fra distribuerte energikilder. Dette er en begrensning som er gjeldende den dag i dag, og dersom skolen ønsker å utnytte mest mulig av den energien de produserer selv, gjelder det å gjøre energisystemet mer fleksibelt. I energibalansanalysen med integrasjon av batteri, er den gjeldende begrensningen inkludert fra og med case 1.

### 6.2.1 Introduksjon av fleksibilitet i systemet

Fra base case i fleksibilitetsanalysen, er “Average battery storage level” 16 kWh, som kan tyde på at batteriets lagringskapasitet ikke utnyttes til det fulle. Dette er dog et gjennomsnitt over året, og da produksjonen fra solcellene er relativt lav store deler av året vil dette trekke snittet betydelig ned fordi det ikke vil være behov for mellomlagring på batteriet før skal lasten skal dekkes. Et referansecase for sammenlikningsgrunnlag er eksempelet at batteriets fulle kapasitet lades opp og ut i løpet av en dag, da vil “Total energy stored in battery” være  $150kWh \cdot 365 = 54750kWh$ . I figur 5.6 kan det leses at den totale energien lagret i batteriet over året er 16 189 kWh, som til sammenlikning er 29,6% av 54 750 kWh. På den andre siden er et viktig aspekt med drift av batteri degenerering av batteriet ved en ladesyklus. Det at batterikapasiteten ikke fullt utnyttes i et energiperspektiv, betyr ikke at batterisystemet ikke er optimalt i et helhetlig økonomisk perspektiv. Fordi batteriets kapasitet reduseres hver gang batteriet lades opp og ut, på grunn av fundamental elektrokjemi, kan en hensynsfull kontrollstyring av batteriet øke levetiden med flere år sammenliknet med ukritisk styring[54]. På denne bakgrunnen burde kontrollstrategien til et batteri alltid optimaliseres til det spesifikke caset batteriet skal operere i, med så mange hensyn ivaretatt som mulig.

## 6.2.2 Reduksjon i dumpet energi

I den videre analysen av hvordan batteriet bidrar til endring av strupet energi, vil altså referansecaset være systemet fra figur 5.12, der de 6% som er illustrert i diagrammet er en avrunding av 5,52%. I case 2 er systemet likt som i dette referansecaset, men det er installert et batteri på 150 kWh, med en maks ladeeffekt og utladningseffekt på 50 kW. Et resultat som følger av installasjonen av dette batteriet er en reduksjon i strupet effekt fra 5,52% til 5,32%. Dette er en relativt beskjeden endring, tatt en slik batteriinvestering i betraktning. Dersom ingenting kan gjøres for å endre lastprofilen, og eksporten er låst til 99 kW, er det batteriparametrene som må endres for å endre den prosentensatsen videre.

Intuitivt vil strupet energi kunne reduseres helt ned til null med et stort nok batteri, da den produserte energien er mindre enn energiforbruket til bygget. En analyse av endringen i strupet effekt som funksjon av størrelse på batteriet er presentert i figur 5.13. I den første analysen er forholdet mellom energilager og effektkapasitet låst, med en C-rate på C/3.

Verdiene fra plottet i figur 5.13 er for et mer detaljert studie inkludert i vedlegg D.1. Resultatene fra denne analysen viser at det skal mye til for å redusere den andelen av energi som strupes vekk over et år. Dette var antydnet da endringen i "Dumped distributed energi" fra referansecaset til case 2 var så liten som 0,2 prosentpoeng. Grafen i figur 5.13 har en tilnærmet lineær reduksjon av strupet energi for de første 700 kilowattimene med energilager, deretter avtar reduksjonen og grafen flater ut. Dette betyr at det krever en større økning av batterikapasitet for å kutte strupet energi fra 4 til 3 prosent enn den som kreves for kuttet fra 5 til 4 prosent. Eksempelvis reduseres strupet energi med 0,084 prosentpoeng fra 5,516% til 5,432% på de første 50 kilowattimene med batteri integrert i systemet, mens økningen fra et batteri på 4 MWh til 5 MWh reduserer strupet energi med 0,102 prosentpoeng fra 3,388% til 3,286%. Altså er reduksjonen omtrent like stor på de første 50 kilowattimene som på den siste megawattimen i det analyserte batteristørrelseintervallet.

Det er videre interessant å på hvordan spesifikke batteriverdier virker inn på den dumpede energien, og dermed hvilke parametere som gir størst utslag på utnyttelsen av den egenproduserte energien. Derfor følger to sensitivitetsanalyser. I den første analysen, er effekten batteriet kan lades med og effekten batteriet kan levere låst til 50 kW. Det er kjørt beregninger i WINDHYDTOOLS for økende verdier av energikapasiteten til batteriet med et inkrement på 25 kWh.

Resultatene av analysen er plottet i figur 5.14, og lagt ved i vedlegg D.2.

### 6.2.2.1 Systemets sensitivitet for batteriets energikapasitet

Dette viser at dersom effekten er låst til 50 kW, må C-raten være mindre enn 1/1 for at den strupede energien over et år skal reduseres merkbart. Etter en relativt konstant dumpet energi for de første 50 kilowattimene med energilager, reduseres den dumpede energien mer per ekstra kilowattime fra 50 kWh og utover. Av dette kan det argumenteres for at C-raten på et eventuelt batteri hos Heimdal videregående skole bør være mindre enn 1/1, fordi med en C-rate på 1/1 eller større er ikke utnyttelsen av energien produsert i systemet bedre enn uten batteri.

### 6.2.2.2 Systemets sensitivitet for batteriets effektkapasitet

Neste plott tar for seg den dumpede andelen av distribuert energi sin sensitivitet for endring i effekt. Figur 5.15 faller raskt fra 2 kW til 17,5 kW. For batterier med effektkapasitet større en 20 kW, stiger bemerkelsesverdig andelen strupet energi, før den stabiliserer seg på 5,416 % av total produsert energi fra 125 kW og utover.

Dette plottet viser en svakhet i kontrollstrategien fra WINDHYDTOOLS. Dersom batteriet styres riktig, vil aldri andelen dumpet energi øke med økning i batterikapasitet, være seg effekt eller energilager. Dette er fordi at en økende kapasitet bare betyr at øvre grense flyttes, men batteriet er fortsatt i stand til å operere på lavere effekter. Derfor kan et batteri med en høyere effektkapasitet i virkeligheten ikke ha dårligere resultater enn et batteri med lavere effektkapasitet, fordi batteriet med høyere kapasitet kan styres eksakt likt som det med lav kapasitet. Dette betyr at kontrollstrategien ikke klarer å oppnå sitt mål, som er maksimering av selvforsyning. Analysen mister i praksis sin relevans for effektkapasiteter over 20 kW. Det er likevel interessant å se kurvens bratte fall frem til 20 kW. Dette viser at et stort energilager i dette systemet ikke har noe fore, dersom ikke batteriet har mulighet til å lades eller utlades relativt raskt.

Sannsynligvis er dette ekstra tydelig fordi systemet er relativt volatilt som følge av at solkraft er hovedproduksjonsressursen. Dermed er batteriet nødt til å kunne respondere tilsvarende raskt for å best mulig utnytte den egenproduserte energien.

### 6.2.3 Økonomisk betraktning av batteristørrelse

Å påstå at et batteri med høyere effektkapasitet i virkeligheten ikke ha dårligere resultater enn et batteri med lavere effektkapasitet, er ekskludert økonomiske betraktninger. Dersom Heimdal videregående skole skal investere i et batteri, er skolen nødt til å ta hensyn til det økonomiske. Som vist i figur 2.7 har batteriprisen falt markant de siste årene, men batterier er fortsatt dyr teknologi, og lønnsomheten ofte diskuteres. Dog kan det være lønnsomt i enkelte situasjoner, eksempelvis for en norsk svømmehall hvor effektprisingen utgjør en betydelig andel av strømkostnadene for hallen[54].

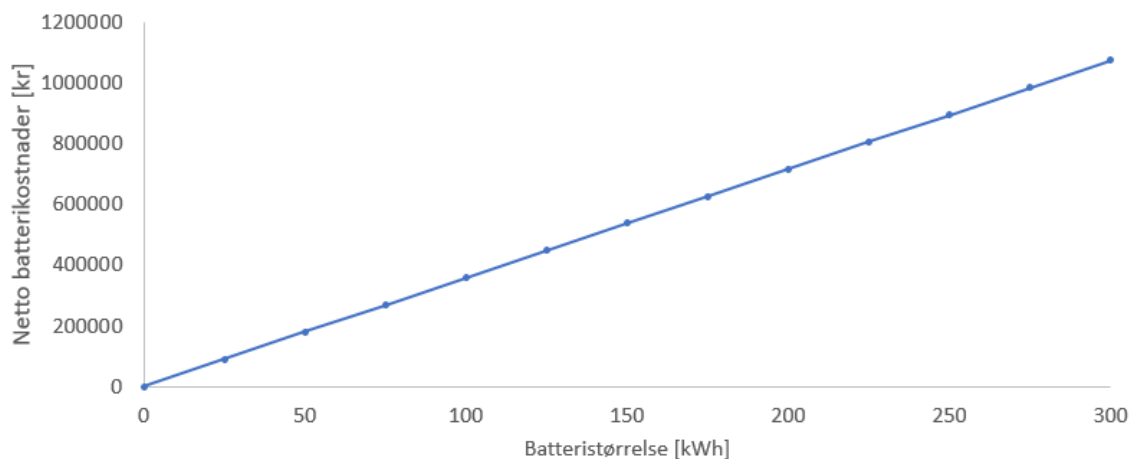
Ved å ta utgangspunkt i analysen av dumpet distribuert energi som funksjon av batteristørrelse, der batteriet har C-rate  $C/3$ , kan kostnadene av batteriet som funksjon av batteriets størrelse sammenliknes med den tapte kostnaden assosiert med den strupede energien.

Basert på den gjennomsnittlige prisen for litiumionebatterisystemer i 2016 fra IRENA[55], antas total kostnad på batterisystemet å være 3600 NOK per kWh installert batterilager. Denne kostnaden inkluderer omformere og andre systemkomponenter i tillegg til installasjonskostnader. Kraftprisen antas å være lik gjennomsnittsprisen på kraft for husholdninger i sluttbrukermarkedet for første kvartal av 2018. Basert på tall fra Statistisk sentralbyrå oppdatert den 29. mai 2018, var totalprisen i første kvartal inkludert kraftpris, nettleie og avgifter på 106,4 øre/kWh[56].

Ved å lage en funksjon som består av batterikostnaden minus reduksjonen i dumpet distribuert energi multiplisert med total kraftpris for energi, og plotte denne funksjonen for økende verdier av energilager, vil det være mulig å se om batteriinvesteringen kan dekkes av spar-te strømkostnader i et energiperspektiv. Her trekkes reduksjonen i dumpet distribuert energi fra batterikostnadene fordi det er en direkte besparelse av importert strøm til gjennomsnittlig kraftpris som følge av batteriet.

Figur 6.3 viser tydelig at besparelsene av strupet energi ikke rettferdiggjør investeringene av et batteri alene. Dette er forventet når sensitivitetsanalysene alt i alt resulterte i så lav reduksjon av dumpet energi som vist i figur 5.13. Grafen er tilnærmet lineær, som indikerer at pengene spart på redusert kjøpt kraft fra nettet ikke er i størrelsesordenen til batteriets kapitalkostnader.

Den marginale reduksjonen i dumpet energi ved integrasjon av batteri i dette systemet, og den økonomiske analysen av energibalansen i systemet, betyr derimot ikke at batterier ikke er lønnsomme. Det tyder likevel på at reduserte energikostnader alene ikke er nok til å gjøre inves-



Figur 6.3: Netto batterikostnader i energiperspektiv

teringen lønnsom. Effektprising derimot, kan gjøre batteriprojekter lønnsomme. Som nevnt i 1.1.1 muliggjør nye smarte målere og mer data om forbruk effektprising. Dersom en strømkunde betaler en høy kostnad for høyeste effekt trukket fra nettet over en periode, vil batteriet kunne brukes aktivt til peak-shaving, og direkte kutte denne kostnaden. Slike virkninger kommer ikke frem av energianalysen i denne masteroppgaven.

For energisystemet på Heimdal videregående skole, vil det sannsynligvis ikke være lett å redusere lasttoppene i en så stor grad at batteriet tjenes inn av denne tjenestens besparelser. Dette skyldes delvis på grunn av av bygget er en helt ny skole designet som et ZEB-bygg med lavt energiforbruk, og at energitoppene delvis dekkes av andre energikilder. En analyse av byggets effekt, og batteriets muligheter for peak-shaving og load-shifting vil foreslås som videre arbeid.

Det er også slik at batterier enklere blir lønnsomme dersom kostnadene fortsetter å reduseres, og den antatte batteriprisen er et gjennomsnitt for 2016. Slik som det har vært til nå, har det vært gode synergier i batterimarkedet, og mer bruk av batterier i bygningers energisystem vil videre drive prisene nedover. Eksemplifisert ved elbiler, gjorde utviklingen av batteriteknologien det mulig å satse på elbiler, i sin tur har etterspørselen for elbiler økt, og denne etterspørselen driver nå batteriindustrien fremover. Av idealistiske grunner kan det derfor være forsvarlig å installere et batteri, også for å ikke kaste bort egenprodusert fornybar energi. I dette case-studiet, med antagelsen om høy produksjon, er det da nesten umulig å redusere dumpet distribuert energi ned til 0 kWh. Dette skyldes i all hovedsak den ekstreme korrelasjonen mellom redusert last og maksimal produksjon på grunn av skolens sommerferiemåneder.



## **6.3 Distribuert energi og fleksibilitet i Trøndelag fremover mot 2030**

Basert på den konseptuelle utredningen i kapittel 2 er det interessant å se på hva som blir den distribuerte energien og fleksibilitetens rolle i Trøndelag fremover i tid. Poenget med denne konseptuelle utredelsen var å gi et overblikk i alternativer som finnes, samtidig er det ment å illustrere det mangfoldet av alternativer som finnes. Det er heller ingen garanti for at fremtidens energiløsninger er påtenkt, eller i det hele tatt ville vært mulige å se for seg den dag i dag.

Det er veldig aktuelt å integrere mye distribuert fornybar energiproduksjon i Trøndelag. Nettet er robust og energiforbruket øker, samtidig som distribuert fornybar energi frigjør ren vannkraft. Det er viktig å stadig utvikle teknologien, slik at det er lettere å integrere mer distribuert effekt. Dette er godt eksemplifisert ved de store fremskrittene som bygningsintegreerte solceller har hatt de siste årene.

Når det kommer til fleksibilitet og batterier er batterier først og fremst aktuelle for å kutte effekttopper, enten for å redusere kostnader for kunder med effektprising, eller for å unngå å overbelaste nettet. Til frekvensstabilisering ved aktiv effektkompensering, er batterier et solid alternativ på verdensbasis. I Norge er det ikke like aktuelt, da også grunnlasten i landet dekkes av enkelt regulerbar vannkraft, i motsetning til land med kjernekraft eller kullkraft, som er langt fra like responsivt som vannkraft.

# Kapittel 7

## Videre arbeid

Dette kapitlet inneholder tre forslag til videre arbeid.

### 7.1 Konkrete forslag

#### 7.1.1 Nettpåvirkning fra elektrifisering av transport

Den økende elektrifiseringen av transporten stiller krav til kraftsystemet. Status på elektrifisering av transport på landjorda er presentert i 2.4.1.

Også sjøfart representerer en vesentlig del av Norges klimagassutslipp og den siste tiden er det viet mer fokus på utslipp fra skip og ferger, spesielt med tanke på lokal forurensning. I fjorder bringer vannbaserte transportmidler utslipp ut til områder der det også ikke er veier eller annet kulturlandskap, og har derfor stor innvirkning på urørt natur. På bakgrunn av blant annet disse grunnene satses det stort på elektrisk skipsfart i Norge.

En kartlegging av status hos elektrifisering av transport på vann, og hvilke krav denne totale utviklingen stiller til kraftsystemet anbefales som videre arbeid.

#### 7.1.2 Utvidet kraftsystemanalyse

Som beskrevet i kapittel 3.1, inneholder området flere interessante laster i et nettperspektiv. En utvidet og mer detaljert kraftsystemanalyse, som inkluderer påvirkningen fra andre type laster som for eksempel pantografer til elbusser eller snøsmelting på kunstgressbane anbefales som

videre arbeid.

### **7.1.3 Load-shifting-analyse av Heimdal videregående skole**

For å kunne gi et mer avklart svar på økonomien i å installere et batteri på Heimdal videregående skole, anbefales en effektanalyse som inkluderer batteriets evne til å kutte lasttoppene for systemet ved peak-shaving.

# Kapittel 8

## Konklusjon

Av materialet presentert i denne oppgaven, kan det konkluderes med at distribuert energiproduksjon vil få en betydelig rolle i fremtidens kraftsystem. Tilstrekkelig med fleksibilitet i nettet vil også være en nøkkel for å takle overgangen til et mer volatilt kraftnett, med større variasjoner i spenning og effektflyt som følge av uregulerbar fornybar energiproduksjon. Elektriske batterier vil, i tillegg til å øke fleksibiliteten, kunne tjene nettet globalt med blant annet aktiv effektkompensering for frekvensstabilisering.

Fra nettanalysen i oppgaven kan det konkluderes med at nettet undersøkt rundt Heimdal videregående skole, virker dimensjonert for å ta i mot overskuddsproduksjonen fra skolens distribuerte energiresurser, uten store konsekvenser for spenningsnivå eller risiko for overbelastning. Radialen når termisk overbelastning av kablene før spenningsnivåene i nettstasjonene blir uakseptable i henhold til EUs anbefalinger på  $\pm 6\%$ . For at kablene skal nå maksimal termisk driftsstrøm på 345 A, må lasten i systemet øke med 595% i forhold til verdiene som ligger i TrønderEnergi Nett sine databaser i NETBAS.

Plusskundeavtalen mellom Heimdal videregående skole og TrønderEnergi Nett vil begrense skolens eksport av fornybar overskuddskraft til 99 kW. Dette fører til at 1% av all energien skolen produserer, strupes vekk og blir dermed ikke utnyttet. Dersom skolens energiproduksjon antas å nå merkeeffekt i timen med høyest produksjon i løpet av året, øker denne dumpingene av energi til 6% av total produsert energi. Dette er en konsekvens av eksportbegrensningen i kombinasjon med *offseten* mellom skolens lastprofil og produksjonsprofilen fra de distribuerte energiresursene.

Å installere et batteri som kan lagre overskuddsenergi fra skolens distribuerte energiresurser, og deretter forsyne deler av skolens energiforbruk når lasten er netto positiv, kan bidra til å redusere andelen av egenprodusert energi som ikke utnyttes. Med kontrollstrategi 1, “*Self-supplied*” fra WINDHYDTOOLS, endres andel strupet energi fra 5,516% til 5,318% ved installeringen av et 150 kWh batteri med C-rate C/3. Den lave reduksjonen skyldes i praksis skolens netto lastprofil, og gir ikke nok besparelser i kjøpt kraft fra nettet til å dekke batteriets kapital-kostnad. Dersom batteriet skal være lønnsomt i denne case-studien, må prising av effekt utgjøre en stor del av skolens strømkostnader, kontrollstrategien må forbedres og batterikostnadene må sannsynligvis subsidieres.

# Bibliografi

- [1] SSB, "Utslipp av klimagasser - årlig, foreløpige tall - SSB," 2017. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-forelopige>
- [2] Multiconsult and Asplan Viak, "Solcellesystemer og sol i systemet," Tech. Rep., 2018.
- [3] Y. Lim, H.-M. Kim, and S. Kang, "A Design of Wireless Sensor Networks for a Power Quality Monitoring System," *Sensors*, vol. 10, no. 11, pp. 9712–9725, nov 2010. [Online]. Available: <http://www.mdpi.com/1424-8220/10/11/9712>
- [4] Powerhouse, "Powerhouse Brattørkaia," 2018. [Online]. Available: <https://www.powerhouse.no/prosjekter/brattorkaia/>
- [5] ITACA, "Part 1: Photovoltaic (PV) Cells," 2010. [Online]. Available: <http://www.itacanet.org/a-guide-to-photovoltaic-panels/photovoltaic-pv-cells/>
- [6] Sungrow, "SUNGROW press center," 2017. [Online]. Available: <http://en.sungrowpower.com/press/detail?id=9>
- [7] C. Curry, "Lithium-ion Battery Costs and Market Squeezed margins seek technology improvements & new business models," 2017. [Online]. Available: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>
- [8] D. McConnell, "Hornsdale battery report," 2018. [Online]. Available: <https://theconversation.com/yes-sas-battery-is-a-massive-battery-but-it-can-do-much-more-besides-88480>
- [9] C. Blair, "Gravitricity," 2018. [Online]. Available: <https://www.gravitricity.com/>

- [10] LightSail Energy, "Lightsail Energy illustrations," 2017. [Online]. Available: <http://www.lightsail.com/>
- [11] K. Siskel, "Convergent Energy + Power Acquires 40 MW of Flywheel Projects," 2018. [Online]. Available: <https://www.convergentep.com/flywheels/>
- [12] ZEB, "ZEB Definitions," 2017. [Online]. Available: <http://www.zeb.no/index.php/en/about-zeb/zeb-definitions>
- [13] Miljødirektoratet, "Klimagassutslipp fra transport | Miljøstatus." [Online]. Available: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/utslipp-av-klimagasser-fra-transport/>
- [14] AtB, "Elbusser," 2017. [Online]. Available: <https://www.atb.no/slik-blir-bussene/elbusser-article11965-1498.html>
- [15] Google, "Google Earth," 2018. [Online]. Available: <https://www.google.com/intl/no/earth/>
- [16] M. Korpås, "WINDHYDTOOLS : SHORT DESCRIPTION Excel interface," no. 1, 2004.
- [17] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change," Tech. Rep., 2014.
- [18] K. og miljødepartementet, "Lov om klimamål (klimaloven)," 2017. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60>
- [19] O. og Energidepartementet, "Fornybar energiproduksjon i Norge," dec 2014. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/fornybar-energiproduksjon-i-norge/id2343462/>
- [20] NTB, "Hver sjette nye bil som ble kjøpt i mars var en Nissan Leaf," 2018. [Online]. Available: <https://www.tu.no/artikler/hver-sjette-nye-bil-som-ble-kjopt-i-mars-var-en-nissan-leaf/433984>
- [21] Samferdselsdepartementet, "En grønnere transporthverdag," apr 2017. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/en-gronnere-transporthverdag/id2548633/>

- [22] G. Okstad, “Beboere på Tempe blir testpersoner for energikutt,” apr 2018. [Online]. Available: <https://www.adressa.no/pluss/nyheter/2018/04/16/Beboere-på-Tempe-blir-testpersoner-for-energi-kutt-16476697.ece>
- [23] O. Hegvold, “Miljøpris til elbussene i Trondheim,” oct 2017. [Online]. Available: <https://www.adressa.no/pluss/nyheter/2017/10/31/Miljøpris-til-elbussene-i-Trondheim-15532526.ece>
- [24] T. kommune, “Resultater av miljøpakken,” 2017. [Online]. Available: <https://miljopakken.no/om-miljopakken/organisasjonen/resultater>
- [25] O. og energidepartementet, “Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv,” 2017. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/>
- [26] Elhub, “Ny milepælsplan frem mot Elhub Go Live er ferdigstilt,” 2018. [Online]. Available: <https://elhub.no/nb/nyheter/ny-milepælsplan-frem-mot-elhub-go-live-er-ferdigstilt>
- [27] J. Hole, “Integrasjon av distribuert fornybar energi i Trøndelag,” NTNU, Tech. Rep., 2017.
- [28] S.-T. fylkeskommune, “Regional plan for klima og energi 2015-2020,” Tech. Rep., 2016.
- [29] TrønderEnergi, “NTE og TrønderEnergi etablerer felles nettkonsern,” 2018. [Online]. Available: <https://tronderenergi.no/aktuelt/#/pressreleases/n-te-og-troenderenergi-oensker-aa-etablere-et-felles-nettkonsern-2431901>
- [30] IEEE Standards Coordinating Committee 21 and Institute of Electrical and Electronics Engineers., *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [31] Ø. Lie, “Sparte 20 prosent strøm med lavere spenning.” [Online]. Available: <https://www.tu.no/artikler/sparte-20-prosent-strom-med-laverespenning/233955>
- [32] O. og energidepartementet, “Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,” 2010. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>



- [33] C. Halliday and D. Urquhart, "Voltage and Equipment Standard Misalignment," *powerlogic.com*. [Online]. Available: <http://www.powerlogic.com.au/Attachments/VoltageandEquipmentStandardMisalignmentPaperV.pdf>
- [34] K. M. E. Grindheim, "Spenningsforhold og tiltak i distribusjonsnett med betydelige innslag av småskala distribuert produksjon og elektriske energilagre," 177, 2015. [Online]. Available: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2368065>
- [35] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-us/Renewable+and+Efficient+Electric+Power+Systems%2C+2nd+Edition-p-9781118633502>
- [36] C. Campbell, "How China floated to the top in solar," 2018. [Online]. Available: <http://time.com/china-massive-floating-solar-field/>
- [37] L. Garfield, "China's latest energy megaproject shows that coal really is on the way out," jan 2018. [Online]. Available: <https://www.independent.co.uk/news/world/asia/china-floating-solar-power-station-megaproject-coal-energy-a8183476.html>
- [38] NVE, "Plusskunder - NVE," 2015. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>
- [39] M. A. Pellow, C. J. M. Emmott, C. J. Barnhart, and S. M. Benson, "Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis," *Energy & Environmental Science*, vol. 8, no. 7, pp. 1938–1952, jul 2015. [Online]. Available: <http://xlink.rsc.org/?DOI=C4EE04041D>
- [40] BVES, "Bedeutung der Energiespeicher- branche für das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft in Deutschland," 2018. [Online]. Available: [http://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK{}\\_ESE{}\\_Praesentation{}\\_2018.pdf](http://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK{}_ESE{}_Praesentation{}_2018.pdf)
- [41] OVO Energy, "OVO Vehicle-to-Grid Charger," 2018. [Online]. Available: <https://www.ovoenergy.com/electric-cars/vehicle-to-grid-charger>
- [42] The Parker Project, "Parker core story," 2018. [Online]. Available: [www.parker-project.com](http://www.parker-project.com)

- [43] USGBC, “Buildings Account for 39% of CO<sub>2</sub> emissions in the United States.” [Online]. Available: <http://www.eesi.org/files/climate.pdf>
- [44] S. J. Olsen, “Torsdag åpnet Norges første superhurtiglader for elbil,” 2018. [Online]. Available: <https://www.tek.no/artikler/i-dag-apnet-norges-forste-superhurtiglader-for-elbil/434152>
- [45] N. Telegrambyrå, “Oslo får 70 nye elbusser,” 2018. [Online]. Available: <https://e24.no/makro-og-politikk/bil/oslo-faar-70-nye-elbusser/24309183>
- [46] Enova, “Kommersiell drift av elektriske lastebiler i Norge,” 2017. [Online]. Available: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/kommersiell-drift-av-elektriske-lastebiler-i-norge/>
- [47] ASKO, “Elektriske Tesla-lastebiler på vei til ASKO,” 2017. [Online]. Available: <https://asko.no/nyhetsarkiv/elektriske-tesla-lastebiler-pa-vei-til-asko/>
- [48] Powel, “POWEL NETBAS,” 2018. [Online]. Available: <https://www.powel.com/no/about/temaartikler/powel-netbas-tar-deg-narmere-virkeligheten---forbedret-stotte-ved-stegvis-bygging/>
- [49] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, feb 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5491276/>
- [50] M. Korpås, “Homepage of Magnus Korpås NTNU,” 2002. [Online]. Available: <http://www.elkraft.ntnu.no/{~}magnusk/>
- [51] Programbyggernes ANS, “SIMIEN,” 2017. [Online]. Available: <http://www.programbyggerne.no/SIMIEN/>
- [52] PVsyst SA, “PVsyst software,” 2012. [Online]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/software>
- [53] A. Karlsvik and O. Krokstad, “Mailkorrespondanse med TrønderEnergi,” 2018.

- [54] F. Berglund, "Optimal Operation og Battery Storage for Peak Shaving Applications," Department of Electrical Power Engineering, NTNU, Tech. Rep., 2018.
- [55] Irena, "RENEWABLE POWER: SHARPLY FALLING GENERATION COSTS," 2017. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA{}\\_Sharply{}\\_falling{}\\_costs{}\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA{}_Sharply{}_falling{}_costs{}_2017.pdf)
- [56] SSB, "Elektrisitetspriser," 2018. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/elkraftpris/>

# Tillegg A

## MATPOWER

Matlabfilen *caseformat.m* forklarer hvordan MATPOWERs casestruktur er bygget opp og definerer de forskjellige inputvariablene. Koden i sin helhet er hentet fra eksisterende filbase som følger med MATPOWER programmet som er lastet ned fra [49].

### A.1 caseformat.m

```
1 %CASEFORMAT    Defines the MATPOWER case file format.
2 %   A MATPOWER case file is an M-file or MAT-file that defines or returns
3 %   a struct named mpc, referred to as a "MATPOWER case struct". The
   fields
4 %   of this struct are baseMVA, bus, gen, branch, and (optional) gencost.
   With
5 %   the exception of baseMVA, a scalar, each data variable is a matrix,
   where
6 %   a row corresponds to a single bus, branch, gen, etc. The format of the
7 %   data is similar to the PTI format described in
8 %       http://www.ee.washington.edu/research/pstca/formats/pti.txt
9 %   except where noted. An item marked with (+) indicates that it is
   included
```

10 % in this data but is not part of the PTI format. An item marked with  
11 % (-) is  
12 % one that is in the PTI format but is not included here. Those marked  
13 % with  
14 % (2) were added for version 2 of the case file format. The columns for  
15 % each data matrix are given below.  
16 %  
17 % MAIPOWER Case Version Information:  
18 % There are two versions of the MAIPOWER case file format. The current  
19 % version of MAIPOWER uses version 2 of the MAIPOWER case format  
20 % internally, and includes a 'version' field with a value of '2' to make  
21 % the version explicit. Earlier versions of MAIPOWER used the version 1  
22 % case format, which defined the data matrices as individual variables,  
23 % as opposed to fields of a struct. Case files in version 1 format with  
24 % OPF data also included an (unused) 'areas' variable. While the version  
25 % 1  
26 % format has now been deprecated, it is still be handled automatically  
27 % by  
28 % LOADCASE and SAVECASE which are able to load and save case files in  
29 % both  
30 % version 1 and version 2 formats.  
31 %  
32 % See also IDX\_BUS, IDX\_BRCH, IDX\_GEN, IDX\_AREA and IDX\_COST regarding  
33 % constants which can be used as named column indices for the data  
34 % matrices.  
35 % Also described in the first three are additional results columns that  
36 % are added to the bus, branch and gen matrices by the power flow and  
37 % OPF  
38 % solvers.  
39 %

```

33 % The case struct also also allows for additional fields to be included.
34 % The OPF is designed to recognize fields named A, l, u, H, Cw, N,
35 % fparm, z0, z1 and zu as parameters used to directly extend the OPF
36 % formulation (see OPF for details). Other user-defined fields may also
37 % be included and will be automatically loaded by the LOADCASE function
38 % and, given an appropriate 'savecase' callback function (see
39 % ADD_USERFCN), saved by the SAVECASE function.
40 %
41 % Bus Data Format
42 %     1 bus number (positive integer)
43 %     2 bus type
44 %         PQ bus           = 1
45 %         PV bus           = 2
46 %         reference bus    = 3
47 %         isolated bus     = 4
48 %     3 Pd, real power demand (MW)
49 %     4 Qd, reactive power demand (MVar)
50 %     5 Gs, shunt conductance (MW demanded at V = 1.0 p.u.)
51 %     6 Bs, shunt susceptance (MVar injected at V = 1.0 p.u.)
52 %     7 area number, (positive integer)
53 %     8 Vm, voltage magnitude (p.u.)
54 %     9 Va, voltage angle (degrees)
55 % (-) (bus name)
56 %     10 baseKV, base voltage (kV)
57 %     11 zone, loss zone (positive integer)
58 % (+) 12 maxVm, maximum voltage magnitude (p.u.)
59 % (+) 13 minVm, minimum voltage magnitude (p.u.)
60 %
61 % Generator Data Format
62 %     1 bus number

```

63 % (-) (machine identifier, 0-9, A-Z)

64 % 2 Pg, real power output (MW)

65 % 3 Qg, reactive power output (MVar)

66 % 4 Qmax, maximum reactive power output (MVar)

67 % 5 Qmin, minimum reactive power output (MVar)

68 % 6 Vg, voltage magnitude setpoint (p.u.)

69 % (-) (remote controlled bus index)

70 % 7 mBase, total MVA base of this machine, defaults to baseMVA

71 % (-) (machine impedance, p.u. on mBase)

72 % (-) (step up transformer impedance, p.u. on mBase)

73 % (-) (step up transformer off nominal turns ratio)

74 % 8 status, > 0 - machine in service

75 % <= 0 - machine out of service

76 % (-) (% of total VAr's to come from this gen in order to hold V at

77 % remote bus controlled by several generators)

78 % 9 Pmax, maximum real power output (MW)

79 % 10 Pmin, minimum real power output (MW)

80 % (2) 11 Pc1, lower real power output of PQ capability curve (MW)

81 % (2) 12 Pc2, upper real power output of PQ capability curve (MW)

82 % (2) 13 Qc1min, minimum reactive power output at Pc1 (MVar)

83 % (2) 14 Qc1max, maximum reactive power output at Pc1 (MVar)

84 % (2) 15 Qc2min, minimum reactive power output at Pc2 (MVar)

85 % (2) 16 Qc2max, maximum reactive power output at Pc2 (MVar)

86 % (2) 17 ramp rate for load following/AGC (MW/min)

87 % (2) 18 ramp rate for 10 minute reserves (MW)

88 % (2) 19 ramp rate for 30 minute reserves (MW)

89 % (2) 20 ramp rate for reactive power (2 sec timescale) (MVar/min)

90 % (2) 21 APF, area participation factor

91 %

92 % Branch Data Format

```

93 %      1  f, from bus number
94 %      2  t, to bus number
95 % (-)   (circuit identifier)
96 %      3  r, resistance (p.u.)
97 %      4  x, reactance (p.u.)
98 %      5  b, total line charging susceptance (p.u.)
99 %      6  rateA, MVA rating A (long term rating), set to 0 for unlimited
100 %     7  rateB, MVA rating B (short term rating), set to 0 for
    unlimited
101 %     8  rateC, MVA rating C (emergency rating), set to 0 for unlimited
102 %     9  ratio, transformer off nominal turns ratio (= 0 for lines)
103 %      (taps at 'from' bus, impedance at 'to' bus,
104 %      i.e. if r = x = b = 0, then ratio = Vf / Vt)
105 %    10  angle, transformer phase shift angle (degrees), positive =>
    delay
106 % (-)   (Gf, shunt conductance at from bus p.u.)
107 % (-)   (Bf, shunt susceptance at from bus p.u.)
108 % (-)   (Gt, shunt conductance at to bus p.u.)
109 % (-)   (Bt, shunt susceptance at to bus p.u.)
110 %     11  initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service
111 % (2) 12  minimum angle difference, angle(Vf) - angle(Vt) (degrees)
112 % (2) 13  maximum angle difference, angle(Vf) - angle(Vt) (degrees)
113 %      (The voltage angle difference is taken to be unbounded below
114 %      if ANGMIN < -360 and unbounded above if ANGMAX > 360.
115 %      If both parameters are zero, it is unconstrained.)
116 %
117 % (+) Generator Cost Data Format
118 %      NOTE: If gen has ng rows, then the first ng rows of gencost
    contain

```



```

119 %      the cost for active power produced by the corresponding generators
      .
120 %      If gencost has 2*ng rows then rows ng+1 to 2*ng contain the
      reactive
121 %      power costs in the same format.
122 %      1  model, 1 – piecewise linear, 2 – polynomial
123 %      2  startup, startup cost in US dollars
124 %      3  shutdown, shutdown cost in US dollars
125 %      4  N, number of cost coefficients to follow for polynomial
126 %          cost function, or number of data points for piecewise linear
127 %      5 and following, parameters defining total cost function f(p),
128 %          units of f and p are $/hr and MW (or MVar), respectively.
129 %      (MODEL = 1) : p0, f0, p1, f1, ..., pn, fn
130 %          where p0 < p1 < ... < pn and the cost f(p) is defined by
131 %          the coordinates (p0,f0), (p1,f1), ..., (pn,fn) of the
132 %          end/break-points of the piecewise linear cost function
133 %      (MODEL = 2) : cn, ..., c1, c0
134 %          n+1 coefficients of an n-th order polynomial cost function
      ,
135 %          starting with highest order, where cost is
136 %           $f(p) = c_n * p^n + \dots + c_1 * p + c_0$ 
137 %
138 % (+) Area Data Format (deprecated)
139 %      (this data is not used by MATPOWER and is no longer necessary for
140 %      version 2 case files with OPF data).
141 %      1  i, area number
142 %      2  price_ref_bus, reference bus for that area
143 %
144 %      See also LOADCASE, SAVECASE, IDX_BUS, IDX_BRCH, IDX_GEN, IDX_AREA
145 %      and IDX_COST.

```

146

147 % MATPOWER

148 % Copyright (c) 1996–2016, Power Systems Engineering Research Center (  
PSERC)

149 % by Ray Zimmerman, PSERC Cornell

150 %

151 % This file is part of MATPOWER.

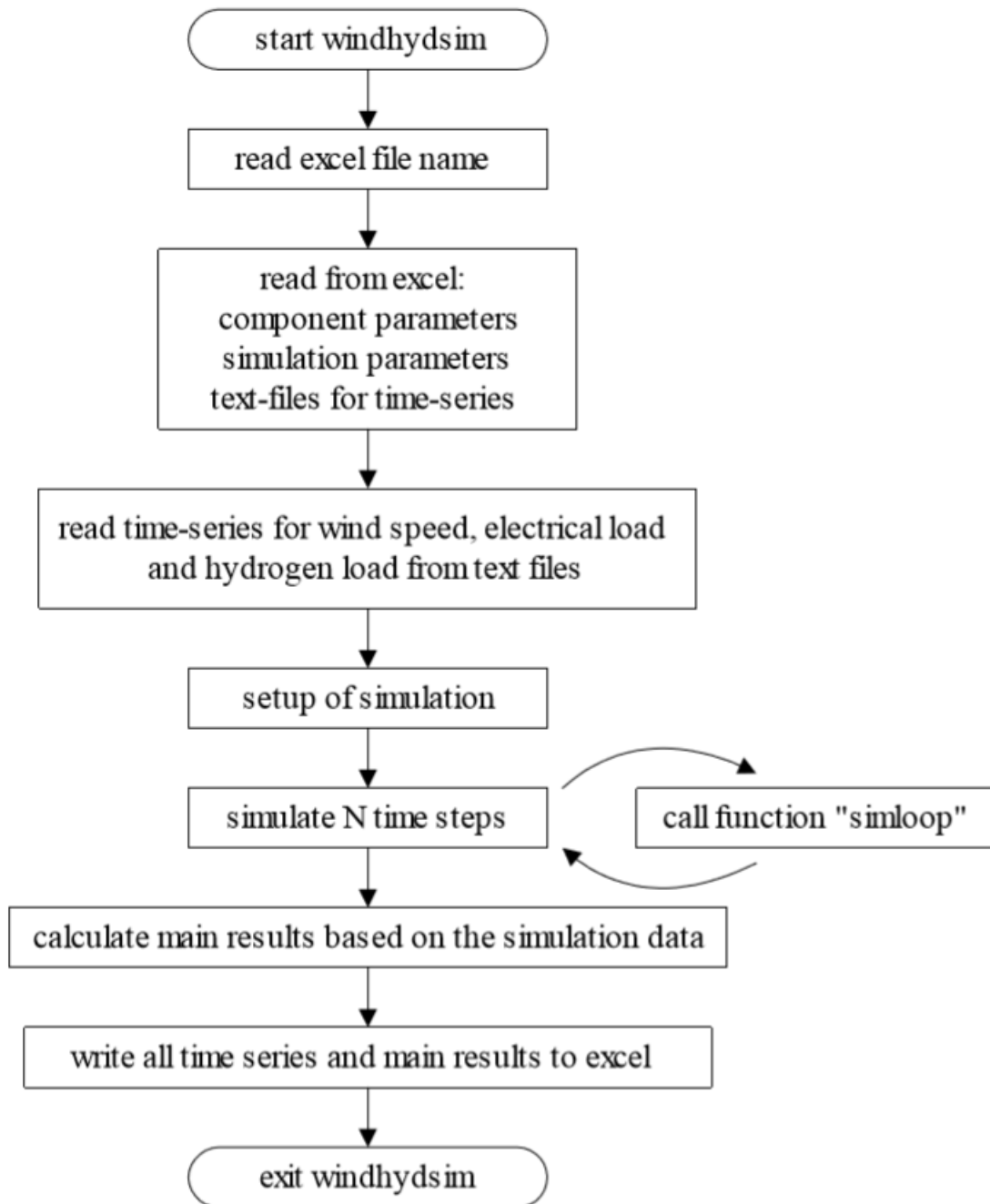
152 % Covered by the 3–clause BSD License (see LICENSE file for details).

153 % See <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/> for more info.

**Tillegg B**

**WINDHYDTOOLS**

## B.1 Flytskjema for WINDHYDTOOLS



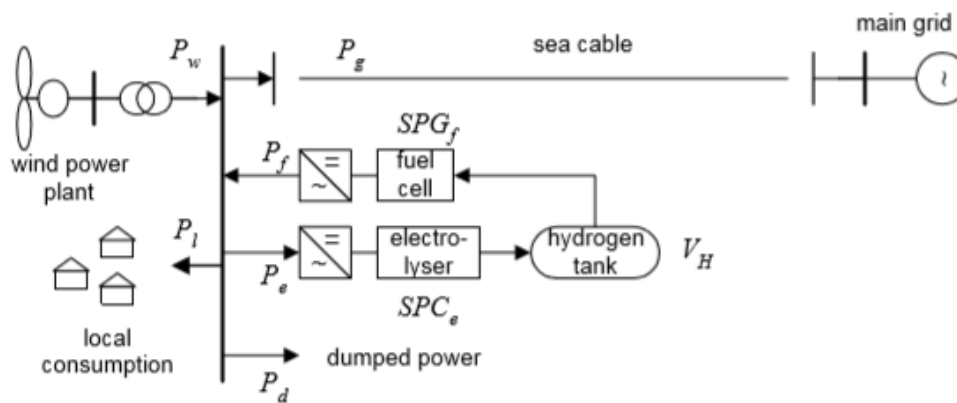
Figur B.1: Flytskjema for operasjonen som utløses av kommandoen *windhydsim* i MATLAB[16]

## B.2 Kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS

### 4 Control strategy 1: Self-supplied with electricity and hydrogen

- Production of hydrogen when the wind power exceeds the local load
- The fuel cell is operated when the local load exceeds the wind power
- Production of hydrogen from grid electricity if the hydrogen storage level reaches a supply security limit

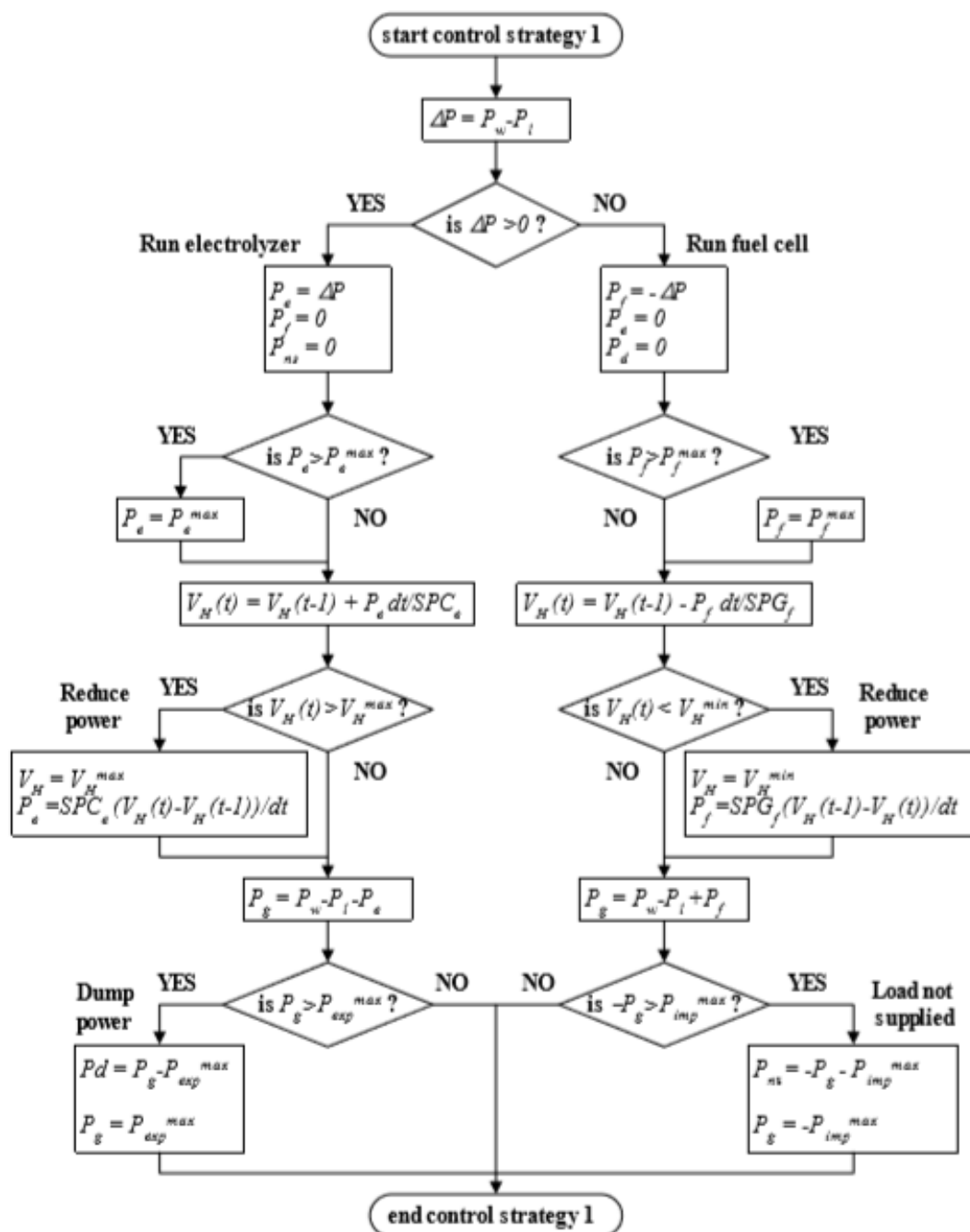
In this document, the control strategy is presented for the case where there is no filling station in the system. The system then looks like the figure below.



The symbols which are used in the figure and the control strategy flowchart are:

P <sub>w</sub>	:	Wind power [kW]
P <sub>g</sub>	:	Grid power [kW] (positive value for power export)
P <sub>l</sub>	:	Local consumption [kW]
P <sub>e</sub>	:	Electrolyzer power [kW]
P <sub>f</sub>	:	Fuel cell power [kW]
P <sub>d</sub>	:	Dumped power [kW]
P <sub>ns</sub>	:	Local consumption not supplied [kW]
ΔP	:	Local power imbalance [kW] (ΔP = P <sub>w</sub> -P <sub>l</sub> )
dt	:	simulation time step
V <sub>H</sub> (t)	:	Hydrogen storage volume in present time step [Nm <sup>3</sup> ]
V <sub>H</sub> (t-1)	:	Hydrogen storage volume in previous time step [Nm <sup>3</sup> ]
SPC <sub>e</sub>	:	Specific power consumption of electrolyzer [kWh/Nm <sup>3</sup> ]
SPG <sub>f</sub>	:	Specific power generation of fuel cell [kWh/Nm <sup>3</sup> ]
P <sub>emax</sub>	:	Maximum electrolyzer power [kW]
P <sub>fmax</sub>	:	Maximum fuel cell power [kW]
P <sub>impmax</sub>	:	Maximum power import from grid [kW]
P <sub>expmax</sub>	:	Maximum power export to grid [kW]
V <sub>Hmax</sub>	:	Maximum hydrogen storage volume [Nm <sup>3</sup> ]
V <sub>Hmin</sub>	:	Minimum hydrogen storage volume [Nm <sup>3</sup> ] (normally set to zero)

Figur B.2: Parameterforklaring av for kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS[16]



Figur B.3: Flytskjema for kontrollstrategi 1 i WINDHYDTOOLS[16]

## **Tillegg C**

### **Energisystem Heimdal videregående skole**





# Tillegg D

## Energisystemanalyse med fleksibilitet

### D.1 Forholdet mellom energilager og effekt låst

Tabell D.1: Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med C-rate C/3

Batterilager [kWh]	Batterieffekt [kW]	Strupet energi [%]
0	0	5,516
50	16,66	5,432
100	33,33	5,368
150	50	5,318
200	66,66	5,269
250	83,33	5,204
300	100	5,164
350	116,66	5,109
400	133,33	5,052
450	150	4,997
500	166,66	4,970
550	183,33	4,921
600	200	4,866
650	216,66	4,815
700	233,33	4,762
1000	333,33	4,511
1500	500	4,097
2000	666,66	3,781
3000	1000	3,534
4000	1333,33	3,388
5000	1666,66	3,286

## D.2 Sensitivitetsanalyse - Effekt låst

Tabell D.2: Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med effektkapasitet låst til 50 kW

Batterilager [kWh]	Strupet energi [%]
0	5,516
25	5,514
50	5,504
75	5,484
100	5,435
125	5,391
150	5,318
175	5,227
200	5,153
225	5,093
250	5,032
275	4,976
300	4,920
325	4,865
400	4,723
500	4,615
600	4,505
700	4,398
1000	4,206
2000	4,058
5000	3,851

### D.3 Sensitivitetsanalyse - Energikapasitet låst

Tabell D.3: Verdier for analysen av strupet energi som funksjon av batteristørrelse med energilaster låst til 150 kWh

Batterieffekt(lading og utladning) [kW]	Strupet energi [%]
2	5,420
6	5,272
10	5,180
17,5	5,096
25	5,114
37,5	5,199
50	5,318
75	5,397
100	5,412
125	5,416
150	5,416