

# Planlegging og drift av mikronett

**Sandra Simonsen Hilseth**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2015

Hovedveileder: Kjell Sand, ELKRAFT

Medveileder: Kjell Anders Tutvedt, Hafslund

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Oppgavebeskrivelse

### Planlegging og drift av mikronett (micro grids)

Mikronett (micro grids) er en trend i utviklingen mot et smartere og mer robust kraftsystem. Et mikronett er i følge IEC TC8/WG1s forslag til definisjon:

*group of interconnected loads and distributed energy resources with defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity and is able to operate in both grid-connected or island mode.*

Et scenario som er aktuelt i Norge er at smarte nettstasjoner representerer grensesnittet mot det overordnede kraftsystemet for et mikronett. De distribuerte ressursene kan da være plusskunder (d.v.s. installasjoner med mikroproduksjon) kombinert med elektriske energilagere i nettstasjonen og hos kunder. Nettstasjonsovervåking og styring sammen med AMS-målinger og –data vil være viktige informasjonskilder både for planlegging og for drift av kraftnett med innslag av mikronett. I Norge er det i dag ingen anerkjente metoder for hvordan mikronett skal planlegges, designes og driftes. Oppgaven går ut på å strukturere problemområdet og foreslå løsninger/metodikk for utvalgte fokusområder. Det vil være nyttig å prøve å få etablert noen praktiske mikronett case i samarbeid med Hafslund som case samt innhente internasjonale ideer og erfaringer, herunder kartlegging av metodikk og verktøy.



## **Forord**

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2015 som en avslutning på masterstudiet Energi og miljø ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet, NTNU, på studieretningen energiplanlegging og miljøanalyse. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Hafslund og vektlegges 30 studiepoeng.

Jeg har gjennom oppgaven lært mye om hvor langt utviklingen av mikronett har kommet i dag og hvordan god og effektiv planlegging kan bli en god løsning for fremtiden.

Jeg vil rette en stor takk til veileder Kjell Sand, professor II ved Institutt for elkraftteknikk, for god hjelp og veiledning gjennom hele semesteret, og for å ha hjulpet meg med å finne en interessant retning på oppgaven. Jeg ønsker å takke medveileder Kjell Anders Tutvedt fra Hafslund for god oppfølging og nyttige tilbakemeldinger.

Jeg vil gi en stor takk til Powel AS for å ha bistått med tilgang til NETBAS og for å ha gitt meg god opplæring og oppfølging underveis. En takk rettes også til Fredrikstad Energi for at jeg fikk bruke nettet fra Hvaler og tilgang på timesverdier fra Smart Energi Hvaler.

Helt til slutt vil jeg takke min kjæreste og samboer for nyttige tilbakemeldinger, og Knut Efskin for bistand med korrektur.

Sandra Hilseth  
Trondheim, juni 2015



## Sammendrag

I denne masteroppgaven skal planlegging og drift av mikronett studeres. I dag er det ingen internasjonal anerkjent definisjon av mikronett. I Norge er det i dag heller ingen standardiserte måter å gå fram for å planlegge eller operere et mikronett. Formålet med oppgaven er å belyse mikronett som teknologi og se på metoder for hvordan mikronett kan planlegges, designes og driftes. Energibransjen i Norge er i endring, og på veien mot et smartere nett er det ønskelig for nettselskapene å være forberedt på hvilke utfordringer som kommer. I denne oppgaven utføres et case hvor det er ønskelig å studere utfordringene i et fordelingsnett med store forekomster av distribuert produksjon hos sluttkundene.

Oppgaven betrakter teorien som er relevant for mikronett. Det er fokus på planlegging av mikronett og videre er det etablert praktiske scenarier i et casestudie. Oppgaven har en teoretisk del som er et litteraturstudie og en praktisk del som er en teknisk-økonomisk analyse.

Den teoretiske delen omhandler først en kort oversikt over dagens kraftsystem, litt om smarte nett, AMS (avanserte måle- og styringssystemer) og plusskunder. Videre studeres teorien rundt mikronett. Kort fortalt kan et mikronett defineres som et elektrisk system som inneholder distribuert produksjon og laster, og i tillegg har evnen til å koble fra, og drifte parallelt med det lokale distribusjonsnettet. Utkobling fra det lokale distribusjonsnettet kalles øydrift. Det finnes i tillegg såkalte isolerte mikronett, som ikke er tilkoblet et overordnet nett.

Mikronett blir sett på som en effektiv måte for å øke forekomsten av miljø- og klimavennlige fornybare energikilder. Andre fordeler som med mikronett er forbedret leveringskvalitet og pålitelighet, reduserte overføringskostnader (transportering av elektrisitet), samt forbedret håndtering av flaskehals i nettet. Mikronett er dessuten et gunstig alternativ for elektrifisering av avsidesliggende steder.

God planlegging av mikronett er en nøkkelfaktor for å sikre effektive og økonomisk gunstige løsninger. Planleggingsmodellen i oppgaven baseres på Sintefs planleggingsbok for kraftnett og planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet. Denne modellen utvides med noen faktorer, slik at den er egnet for planlegging av et mikronett. Utvidelsene inkluderer en analyse av optimal sammensetning av distribuerte produksjonsenheter, samt en evaluering av energilagringenheter (for eksempel batteri) og hvorvidt dette er nødvendig i mikronettet. Dersom en lagringseenhet er nødvendig må denne dimensjoneres riktig.

Den praktiske delen av oppgaven ser nærmere på et fordelingsnett i Hvaler som til daglig driftes av Fredrikstad Energi. Nettet er en del av forskningsprosjektet "smart energi Hvaler". Simuleringene bli utført i nettinformasjonssystemet NETBAS sammen med timesverdier fra AMS-målinger. Det blir opprettet fire forskjellige scenarier som analyseres med teknisk-økonomisk perspektiv. Scenariene tar utgangspunkt i det opprinnelige nettet i Hvaler, og for hvert scenario installeres det en viss mengde lokal produksjon. Produksjonsenhetene er solcellepanel (PV) som monteres på hustakene i lastpunktene.

Den tekniske analysen studerer spenningsvariasjoner og tap, samt at spenningene i lastpunktene ikke overskrider maksimalgrensen definert i "Forskrift om leveringskvalitet" (FoL). Den økonomiske analysen vektlegger investeringskostnader og tapskostnader. Simuleringene viste at store mengder med distribuert solkraft ga store spenningsvariasjoner.

5 kW installert PV hos alle sluttkundene gir spenninger så høye som 263 V i enkelte lastpunkter på tidspunkter med kraftig solinnstråling. Det ble følgelig satt inn tiltak for å redusere spenningene. Alternativ 1 er kompensering med batteri, alternativ 2 er oppgradering av overføringslinjene.

Resultatet fra den teknisk-økonomiske analysen er at 2 kW installert PV hos alle sluttkundene gir optimal løsning på caset. Dette alternativet var teknisk godkjent samtidig som det hadde de laveste totalkostnadene.



## Abstract

This master thesis addresses operation and planning of micro grids (MG). Today, there is no global definition of micro grids. In Norway, there is yet no standard process for MG planning and operation. The purpose of this project has been to highlight the micro grid technology and to consider how MG can be planned, designed and operated. The Norwegian energy industry is developing to a smarter grid, and because of this, the grid companies desire to prepare for the challenges that may occur. Because of this, a case is conducted to study the challenges in a distribution network with high penetration of distributed generation.

The thesis considers the theory relevant for micro grids. The main topic is MG planning. Further, practical scenarios are analysed. There is a theoretical part (literature study) and a practical part, which includes a technical–economic analysis.

The theoretical part describes among other today’s electric power system, the smart grid, AMI (advanced metering infrastructure), as well as prosumers. Further, the basic MG theory is addressed. In short, micro grid is defined as an electric power system that includes distributed generation, loads, and as well is able to disconnect from, and operate separate from the main grid. This disconnection is defined as “island mode”. There are also micro grids that operate totally separated from the main grid. These are defined as isolated micro grids.

MGs are considered as an effective way to increase the implementation of environmentally friendly energy resources. Other benefits are improved power quality and reliability, reduced transmission costs and congestion issues. MGs are also beneficial for rural electrification.

Accurate MG planning is a key feature to ensure successful and economic viable solutions. The model in this thesis is based on Sintef’s “Planleggingsbok for kraftnett” and the model called ” planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett”, which is an approach for integrating DG in the distribution network. This model is expanded with some key points to ensure that it suitable for micro grids. These extensions include an analysis of the optimal generation mix and a review of the necessity of energy storage technology.

The practical part of the thesis considers voltage variations and power losses, and the voltage values. It is important that the values are within the limits defined in the Norwegian regulations “Forskrift om leveringskvalitet, FoL”. The economic analysis emphasizes the investment costs and the costs of electrical power losses. From the simulations it was shown that high penetration of DG resulted in large voltage variations and values. If all end-users installed 5 kW rooftop PV, the voltages in certain load points were measured to 263 V during high radiation. Thus, measures had to be taken. Alternative 1 is compensating with a battery, alternative 2 is reinforcement of the transmissions lines.

The technical-economical analysis concluded that 2 kW rooftop PV installed in all load points was the optimal solution in this case. This scenario had the lowest total costs and the technical requirements were within the certain limits.



## Innholdsfortegnelse

Oppgavebeskrivelse .....	i
Forord.....	iii
Sammendrag .....	v
Abstract.....	vii
Figurer.....	xii
Figurer for vedlegg.....	xiii
Tabeller.....	xiii
Tabeller for vedlegg.....	xiii
Begreper og ordliste .....	xiv
<b>1 Innledning.....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivasjon og problemstilling.....	1
1.2 Fremgangsmåte og metodikk .....	1
<b>2 Et smartere nett .....</b>	<b>3</b>
2.1 Dagens kraftsystem .....	3
2.2 Smarte nett vs. mikronett.....	4
2.3 Avanserte Måle- og Styringssystemer .....	5
2.4 Solceller og solenergi.....	6
2.4.1 Virkningsgrad .....	6
2.4.2 Solcellepanel.....	7
2.5 Plusskunder .....	7
2.5.1 Definisjon.....	7
2.5.2 Plusskunder i Norge.....	8
<b>3 Mikronett.....</b>	<b>9</b>
3.1 Definisjon.....	9
3.2 Hvorfor trengs mikronett?.....	9
3.3 Mikronett i utlandet.....	10
3.4 Mikronett i Norge .....	12
3.5 Fordeler .....	13
3.5.1 Pålitelighet .....	14
3.5.2 Økonomi .....	14
3.5.3 Miljømessige fordeler.....	14
3.6 Ulemper og utfordringer .....	15
<b>4 Arkitektur og design.....</b>	<b>17</b>
4.1 Distribuert produksjon .....	17
4.1.1 Utfordringer med DG og påvirkning i distribusjonsnettet.....	18
4.1.2 Leveringskvalitet.....	19
4.2 Energilagring .....	20
4.3 Kontrollsystem.....	21
4.4 Forbrukerkontroll .....	22
4.5 Tilleggstjenester .....	22
<b>5 Drift .....</b>	<b>23</b>
5.1 Tilkoblet driftstilstand.....	23

5.2	Frakoblet driftstilstand.....	24
5.3	Endring i driftstilstand: tilkoblet tilstand $\leftrightarrow$ frakoblet tilstand.....	24
5.4	Isolert driftstilstand.....	25
5.4.1	Struktur .....	25
5.4.2	Drift og kontroll .....	25
6	Planlegging av mikronett.....	27
6.1	Systematikk ved integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet .....	27
6.2	Usikre variabler i mikronett .....	29
6.3	Funksjoner i planleggingen .....	29
7	CASE Hvaler .....	33
7.1	Introduksjon .....	33
7.2	Smart Energi Hvaler .....	33
7.3	NETBAS .....	33
8	Planleggingssystematikk for integrasjon av solkraft på Hvaler.....	35
8.1	Forutsetninger og overordnet målfunksjon .....	35
8.2	Analyse av last og produksjon .....	37
8.2.1	Last .....	37
8.2.2	Fastlegge sammensetning av DG-enheter .....	37
8.2.3	Produksjon av solkraft.....	37
8.2.4	Datagrunnlag transformator .....	38
8.3	Fastlegge alternativer.....	38
9	Teknisk analyse.....	43
9.1	Eksisterende kraftsystem (anno 2013).....	43
9.2	Scenario 1 (5 kW PV installert) .....	44
9.2.1	Analyse med alternativ 0: Referanse .....	44
9.2.2	Analyse med alternativ 1: Batteri.....	46
9.2.3	Analyse med alternativ 2: Oppgradert nett .....	48
9.2.4	Analyse av alternativ 3 (justering av reaktiv effekt): .....	51
9.3	Scenario 2 (3 kW PV installert) .....	52
9.3.1	Analyse med alternativ 0: .....	52
9.3.2	Analyse med alternativ 1: .....	53
9.3.3	Analyse med alternativ 2: Oppgradert nett .....	54
9.4	Scenario 3 (2 kW PV installert) .....	56
9.4.1	Analyse med alternativ 0: .....	56
9.5	Scenario 4 (18 stk PV på 20 kW installert).....	56
9.5.1	Analyse for alternativ 0: .....	57
9.5.2	Analyse for alternativ 1: Batteri.....	60
9.5.3	Analyse for alternativ 2: Oppgradering av nett.....	62
9.6	Sammenligning av scenarier .....	63
9.7	Oppsummering av resultater fra tekniske analyser .....	65
10	Fastlegging av kostnader .....	66
10.1	Investeringskostnader.....	66
10.1.1	Batteri.....	66
10.1.2	Kabler.....	67
10.2	Tapskostnader.....	67
10.3	Brukstid for tap .....	68

<b>10.4 Samfunnsøkonomisk versus bedriftsøkonomisk perspektiv .....</b>	<b>71</b>
10.4.1 Samfunnsøkonomisk analyse av integrering av solkraft på Hvaler .....	72
10.4.2 Bedriftsøkonomisk analyse av integrering av solkraft på Hvaler .....	73
<b>10.5 Økonomisk analyse.....</b>	<b>75</b>
<b>10.6 Samlet vurdering .....</b>	<b>75</b>
<b>11 Diskusjon .....</b>	<b>77</b>
<b>11.1 Planleggingssystematikk .....</b>	<b>77</b>
<b>11.2 Teknisk analyse .....</b>	<b>78</b>
11.2.1 Scenario 1.....	78
11.2.2 Scenario 2.....	79
11.2.3 Scenario 3.....	79
11.2.4 Scenario 4.....	79
<b>11.3 Økonomisk analyse.....</b>	<b>80</b>
<b>12 Konklusjon .....</b>	<b>83</b>
<b>13 Videre arbeid.....</b>	<b>85</b>
<b>14 Bibliografi.....</b>	<b>86</b>
<b>Vedlegg.....</b>	<b>89</b>

## Figurer

FIGUR 1 KRAFTSYSTEMETS NETTNIVÅ [5] .....	3
FIGUR 2 STRUKTUR I SMARTE NETT OG MIKRONETT .....	5
FIGUR 3 INSTALLERT SOLCELLEKAPASITET I NORGE (kWp) [13] .....	8
FIGUR 4 FORSKJELLIGE DRIVERE TIL MIKRONETT .....	10
FIGUR 5 KYTHNOS ISOLERT MIKRONETT .....	11
FIGUR 6 ENLINJESKJEMA AICHI MIKRONETT, JAPAN .....	12
FIGUR 7 PROSENTVIS FORDELING AV NETTSTYRKE [27] .....	13
FIGUR 8 TYPISKE KOMPONENTER I ET MIKRONETT .....	17
FIGUR 9 FLYTSKJEMA FOR PLANLEGGINGSSYSTEMATIKK .....	28
FIGUR 10 FLYTSKJEMA FOR PLANLEGGINGSMODELLEN MED USIKRE PARAMETERE [39] .....	30
FIGUR 11 OVERSIKT HVALER: FLYT INN OG UT I RADIALEN .....	36
FIGUR 12 OVERSIKT: KABEL ELLER HENGEKABEL .....	40
FIGUR 13 TVERRSNITT FØR OPPGRADERING .....	40
FIGUR 14 SYSTEMETS MINIMUM OG MAKSIMUM SPENNING .....	43
FIGUR 15 SUM TAP I LINJER OG TRAFØ .....	44
FIGUR 16 MINIMUM OG MAKSIMUM SPENNING I SYSTEMET .....	45
FIGUR 17 SPENNINGOVERSIKT HALER, JUNIDAG .....	45
FIGUR 18 SPENNINGSPROFIL 610850680 .....	46
FIGUR 19 TAP LINJER OG TRAFØ .....	46
FIGUR 20 MINIMUM OG MAKSIMUM SPENNING I SYSTEMET .....	47
FIGUR 21 SPENNINGVERDIER I LASTPUNKT 610850680 .....	47
FIGUR 22 SUM TAP I SYSTEMET .....	48
FIGUR 23 OPPGRADERTE KABELTVERRSNITT .....	49
FIGUR 24 MAKSIMALE SPENNINGVERDIER ETTER OPPGRADERINGEN .....	50
FIGUR 25 MAKSIMALE OG MINIMALE SPENNINGVERDIER I SYSTEMET .....	50
FIGUR 26 LASTFLYT MED $\cos(\phi)=0,97$ .....	51
FIGUR 27 SPENNINGER I SYSTEMET OVER ÅRET .....	51
FIGUR 28 TAPSKURVE .....	52
FIGUR 29 SPENNINGER I LASTPUNKT 610850680, JUNI .....	53
FIGUR 30 SPENNINGER I LASTPUNKT 610850680, JUNI .....	53
FIGUR 31 SUM TAP I SYSTEMET .....	54
FIGUR 32 TVERRSNITTENE ETTER OPPGRADERING .....	55
FIGUR 33 SYSTEMETS FEM HØYESTE SPENNINGER ILA ÅRET .....	55
FIGUR 34 SYSTEMETS MINIMUM OG MAKSIMUM SPENNING .....	56
FIGUR 35 Plassering av 18 solceller .....	57
FIGUR 36 SYSTEMETS MINIMUM OG MAKSIMUM SPENNING .....	58
FIGUR 37 OVERSIKT HYTTET OG HUS, SAMT SPENNINGER .....	58
FIGUR 38 SPENNINGSPROFIL 610850680 JUNI .....	59
FIGUR 39 SPENNINGSPROFIL FOR LASTPUNKT 610859055 JUNI .....	59
FIGUR 40 SUM TAP I SYSTEMET, SOMMERDAG .....	60
FIGUR 41 SPENNINGER I JUNI, TIME 12 .....	61
FIGUR 42 SUM TAP I SYSTEMET, SOMMERDAG .....	61
FIGUR 43 TVERRSNITT ETTER OPPGRADERING .....	62
FIGUR 44 SYSTEMETS MAKSIMALE SPENNINGER ETTER OPPGRADERINGEN .....	63
FIGUR 45 SPENNING (V) I PUNKT 610850680 MED SCENARIO 1.0, 1.1 OG 4.0 .....	63
FIGUR 46 SPENNING (V) I PUNKT 610850680 MED SCENARIO 1, 2 OG 3 .....	64
FIGUR 47 SUM TAP I SYSTEMET (kW) .....	64
FIGUR 48 BRUKSTID FOR TAP ALTERNATIV 0 .....	70
FIGUR 49 BRUKSTID FOR TAP ALTERNATIV 2 .....	70
FIGUR 50 BRUKSTID FOR TAP ALTERNATIV 1 .....	71

## Figurer for vedlegg

FIGUR V. 1 ESTIMAT AV BATTERIKOSTNADER FOR ELBILER [47] .....	90
FIGUR V. 2 BEREGNING BATTERIKAPASITET .....	91
FIGUR V. 3 KAPITALISERTE TAPSKOSTNADER SCENARIO 1 .....	92
FIGUR V. 4 KAPITALISERTE TAPSKOSTNADER SCENARIO 2 .....	93
FIGUR V. 5 KAPITALISERTE TAPSKOSTNADER SCENARIO 3 .....	94
FIGUR V. 6 KAPITALISERTE TAPSKOSTNADER SCENARIO 4 .....	95

## Tabeller

TABELL 1 KRITERIER TIL SPENNINGSKVALITET I FOL .....	19
TABELL 2 INSTALLERT PRODUKSJON .....	37
TABELL 3 ÅRSVARIASJON SOL .....	37
TABELL 4 DØGNVARIASJON SOL .....	38
TABELL 5 DATAGRUNNLAG TRANSFORMATOR .....	38
TABELL 6 DØGNVARIASJON SOL, MED BATTERI .....	39
TABELL 7 RESULTATER FRA LASTFLYT, EKSISTERENDE NETT .....	43
TABELL 8 RESULTATER FRA LASTFLYT, SCENARIO 1 .....	44
TABELL 9 RESULTATER FRA LASTFLYT .....	47
TABELL 10 RESULTATER FRA LASTFLYT .....	48
TABELL 11 RESULTATER FRA LASTFLYT .....	52
TABELL 12 RESULTATER FRA LASTFLYT .....	53
TABELL 14 RESULTATER FRA LASTFLYT .....	54
TABELL 15 LASTFLYT ALTERNATIV 0 .....	56
TABELL 16 LASTFLYT ALTERNATIV 0 .....	57
TABELL 17 RESULTAT FRA LASTFLYT .....	60
TABELL 18 RESULTATER LASTFLYT .....	62
TABELL 19 OPPSUMMERING TEKNISKE ANALYSER .....	65
TABELL 20 INVESTERINGSKOSTNADER BATTERI .....	66
TABELL 21 LENGDE PÅ OPPGRADERT KABEL .....	67
TABELL 22 INVESTERINGSKOSTNAD KABEL .....	67
TABELL 23 TAPSKOSTANDER SCENARIO 1 .....	68
TABELL 24 TAPSKOSTANDER SCENARIO 2 .....	68
TABELL 25 TAPSKOSTNADER SCENARIO 3 .....	68
TABELL 26 TAPSKOSTNADER SCENARIO 4 .....	68
TABELL 27 BRUKSTID FOR TAP .....	69
TABELL 28 ENERGI- OG EFFEKTTAP ALTERNATIV 0 .....	69
TABELL 29 ENERGI- OG EFFEKTTAP ALTERNATIV 1 .....	69
TABELL 30 TOTALE KOSTNADER FOR ØKONOMISK ANALYSE .....	75

## Tabeller for vedlegg

TABELL V. 1 MG RESPONS TIL UNORMALE FREKVENSER .....	89
TABELL V. 2 KRAV TIL MG FREKVENSRSPONS .....	89

## Begreper og ordliste

### AMS

–Avanserte måling- og styringssystem

### DER

–Distributed energy resources: Distribuerte energikilder

### DG

–Distributed Generation: Distribuert produksjon. Lokal, småskala produksjon

### Droop Control

–En kontrollstrategi som vanligvis brukes i generatorer for frekvenskontroll. Generatorer parallellkobles for å fordele lasten på flere generatorer

### EMS

–Energy management system: Skal kontrollere DERs og sørge for kraftbalanse og koordinasjon i systemet

### FoL

–Forskrift om leveringskvalitet

### Isolert mikronett

–Et mikronett som ikke har noen fysisk kobling til det sentrale nettet

### KILE

– Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

### Mikronett (MG)

–Et lavspenningsnett med ett tilknytningspunkt til det overliggende nettet. MG inneholder produksjon og last, og kan levere energi til lastene dersom det frakobles det overliggende nettet

### MG

–Mikronett: Se beskrivelse over

### NOK

–Norske kroner

### Plusskunde

–En sluttkunde som på tider av året produsere mer strøm enn kunden selv forbruker. Overskuddsstrømmen selges tilbake til nettselskapet

### PCC

–Point of common coupling: Punktet der mikronettet er tilkoblet lokalt distribusjonsnett

### POC

–Point of connection: Punktet der mikronettet er tilkoblet distribusjonsnettet eller der hvor DERs er koblet sammen



### Photovoltaics (PV)

–Forkortelsen PV brukes ofte om solceller. PV er metoden der solenergi konverteres til DC-strøm.

### V2G

–Vehicle to Grid

### Øydrift

–Mikronettet er frakoblet det overliggende distribusjonsnettet og forsynes kun med lokal produksjon



# 1 Innledning

## 1.1 Motivasjon og problemstilling

Det forventes en øking av den globale energietterspørselen [1], og store deler av ressursene vil komme fra miljøversteringer som olje eller andre fossile brensel. Dette til tross for uroen rundt global oppvarming.

Det er viktig at potensialet til fornybare energikilder unyttes til det fulle, og at den økende etterspørselen av energi og elektrisitet i større grad dekkes av miljøvennlige ressurser. Det har derfor blitt et økende fokus på integrasjon av fornybar produksjon og smartere løsninger i kraftsystemet og energisektoren generelt. I Norge er det et stort potensial for utbygging av distribuert produksjon fra fornybare kilder, både fra sol, vind og vann. Dette byr på nye muligheter, men tilfører også en del utfordringer for nettselskapene, blant annet i henhold til leveringskvalitet, vern og håndtering av feilsituasjoner i nettet [2].

Mikronett og distribuert produksjon går som hånd i hanske, et mikronett er per i dag den beste måten å håndtere større innslag av distribuert produksjon i distribusjonsnettet på. Men, i Norge er det i dag ingen anerkjente metoder for hvordan et mikronett skal planlegges og driftes. Løsninger og metodikk for mikronett vil derfor bli kartlagt videre i oppgaven.

Energibransjen i Norge er i endring, og på veien mot et smartere nett er det ønskelig for nettselskapene å være forberedt på hvilke utfordringer som kan komme. Det utføres et case hvor det er ønskelig å studere utfordringene i et fordelingsnett med store forekomster av distribuert produksjon hos sluttkundene.

## 1.2 Fremgangsmåte og metodikk

Denne masteroppgaven skal belyse hvordan et mikronett kan planlegges, designes og driftes, og hvordan strukturen i et mikronett bør være. Det blir også analysert hvordan et eksisterende nett vil oppføre seg med store innslag av distribuert produksjon, og i tillegg gjennomføres en teknisk-økonomisk analyse av det samme nettet med forskjellige alternative løsninger og tiltak.

Oppgaven er et litteraturstudium, der store deler av kildene er hentet fra IEEE gjennom BIBSYS, rapporter fra Sintef eller andre kilder fra internett. Et annet sentralt verktøy har vært Sintefs planleggingsbok for kraftnett. Det er også benyttet en god del fra NTNU-ernene ELK-11 og TET4175 Design og drift av Smart Grid kraftsystemer.

I siste del av oppgaven analyseres et nett i Hvaler. Her blir nettinformasjonssystemet NETBAS brukt som verktøy i simuleringene, samt timesverdier fra AMS-målinger fra Smart energi Hvaler.

En skrivemåte brukt i oppgaven er som følger:

Scenario 2 alternativ 1: S2.1

Scenario 4 alternativ 0: S4.0

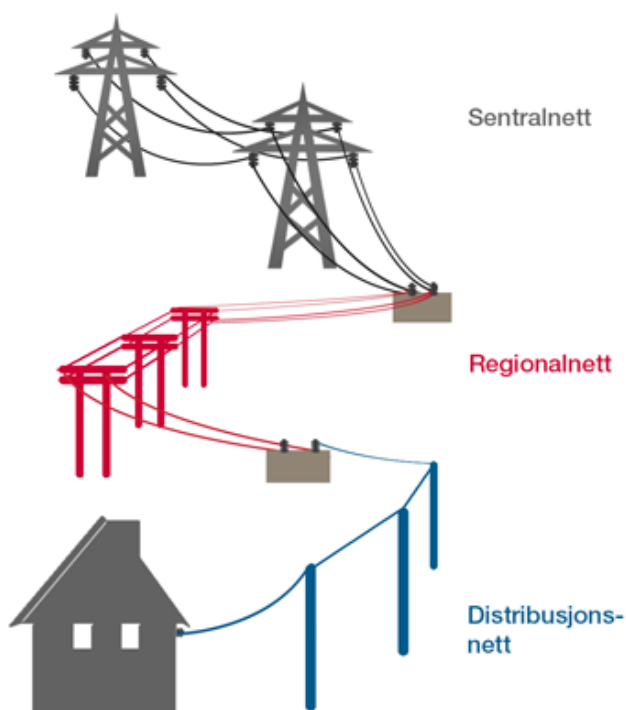


## 2 Et smartere nett

Det går mot en ny epoke i elektrisitetsforsyningen. Dagens kraftsystemet trenger en modernisering for å kunne tilfredstille de krav og behov som samfunnet har.

### 2.1 Dagens kraftsystem

Utviklingen av det tradisjonelle kraftsystemet slik det er i dag, regnes for å være en av de største ingeniørmessige prestasjonene i det 20. århundre. Det er basert på en sentralisert struktur, med storskala kraftproduksjon som overføres i flere ledd og ut til sluttbrukeren. Overføringsnettene i Norge er delt i tre nivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett [3]. Sentralnettet er det overføringsnettet med det høyeste spenningsnivået, 132–420 kV. Det er et hovednett av overføringslinjer for landets krafttransport og sørger for at strøm blir overført fra landsdel til landsdel. Regionalnettet får elektrisk kraft fra sentralnettet og overfører kraften videre ut i landets regioner og fylker, med et spenningsnivå som vanligvis er 66 eller 132 kV. Regionalnettet er bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet er kraftsystemets lokale overførings- og fordelingsnett. Fra transformatorstasjonen (som er koplet til regionalnettet) og frem til den lokale transformatoren (fordelingstransformatoren) er det et høyspent fordelingsnett. Den nominelle spenningen her er ofte 11 eller 22 kV. Fra fordelingstransformatoren og ut til sluttbruker er det et lavspent distribusjonsnett (fordelingsnett) med en nominell spenning på 230 V eller 400 V [4].



Figur 1 Kraftsystemets nettnivå [5]

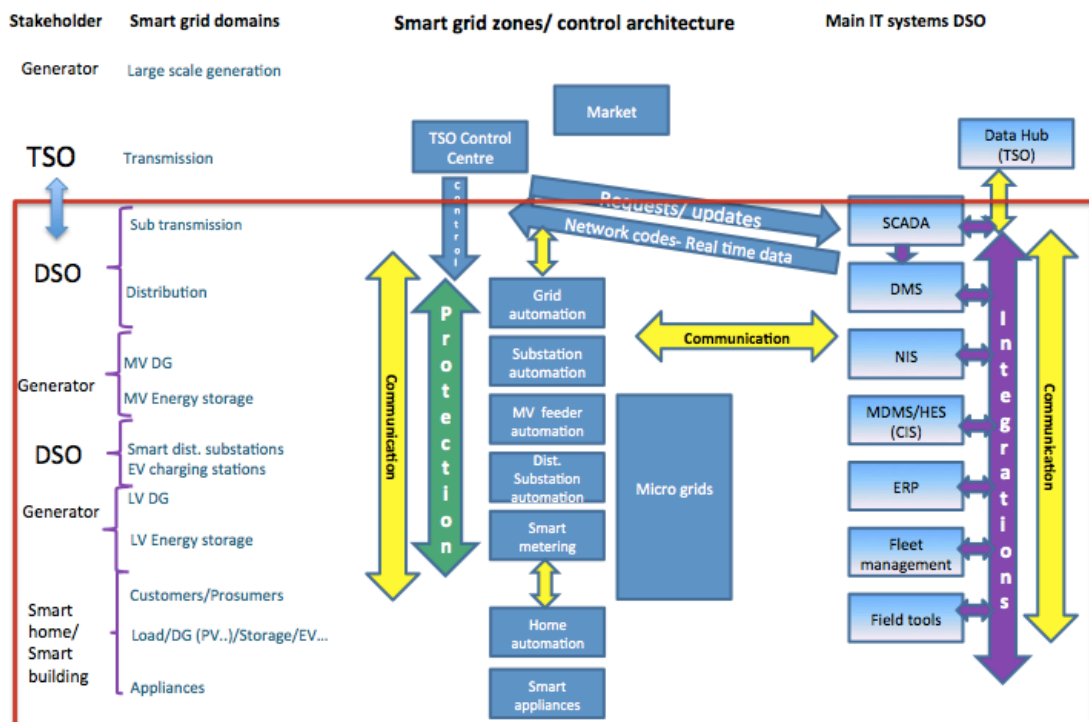
Slik det er i dag går effektflyten i det norske distribusjonsnettet i én retning, fra produsent til forbruker. Endrede forbruksmønstre og integrasjon av distribuert produksjon gjør at det vil være nødvendig å endre denne tradisjonelle flyten.

## **2.2 Smarte nett vs. mikronett**

Smarte nett (engelsk: Smart Grid) er intelligente nettverk og blir sett på som ny- generasjons strømnnett som er i stand til å beherske et økt energibehov og et mer krevende forbruksmønster. Nettet har fått beskrivelsen *smart*, fordi digital teknologi gjør det mulig med toveiskommunikasjon mellom nettselskapet og sluttbrukerne.

Et smart nett er altså et system eller en infrastruktur der strømmen blir behandlet på smartest mulig måte fra produksjon til sluttbruker, der hensikten er å få det beste ut fra den genererte energien. Det vil være avgjørende med en toveiskommunikasjon mellom sluttbruker og strømleverandør. Dette vil sikre en dynamisk kraftflyt og gjør det mulig for nettselskapene å fjernavlese målerverdier. Smarte nett er en samlebetegnelse som omfatter ulike faktorer og elementer som til sammen vil bidra til en modernisering av dagens kraftsystem. Målet med dette er i all hovedsak et effektivt og miljøvennlig system, der kraftflyten i høy grad er kontrollerbar, fleksibel, pålitelig og sikker. Dette vil gi muligheter for større integrasjon av fornybare energikilder.

De samme stikkordene som over, – effektivt, miljøvennlig, fleksibelt og pålitelig, gjelder jo også for mikronett. Så hva er forskjellen på et smart nett og et mikronett? Et mikronett kan sies å være en underkategori av et smart nett. Smarte nett er en veldig bred kategori, og inkluderer mange interesseholdere og domener, –alt fra produksjon, overføring, fordeling (distribusjon), markedsoperatører osv. Se Figur 2. Mikronett defineres mer av skaleringen, samt at det ofte drives parallelt med distribusjonsnettet med mulighet for øydrift. Mikronett har mindre lokale energiresurser og lagringsenheter nærmere lastpunktene, mens et smart grid ikke nødvendigvis trenger å ha lokal produksjon på samme måte.



Figur 2 Struktur i smarte nett og mikronett

### 2.3 Avanserte Måle- og Styringssystemer

Norges vassdrags- og energidirektorat har vedtatt at alle strømkunder skal ha installert nye, smarte strømmålere innen 1.januar 2019 som en erstatning til den tradisjonelle måleren. AMS er en forkortelse for Avanserte Måle- og Styringssystemer, som blant annet innebærer at den tradisjonelle strømmåleren byttes ut med en såkalt smart måler. AMS muliggjør en effektiv informasjonsutveksling mellom sluttbruker, nettselskapene og kraftleverandørene. Dette innebærer blant annet toveiskommunikasjon og toveisinformasjon mellom nettselskapet og kunden, som videre vil gi fordeler til begge parter dersom denne informasjonen behandles riktig. Med innføringen av AMS og smarte målere vil Norge være på god vei mot et smartere nett.

Bakgrunnen for målerbyttet er ønsket om å standardisere energimålere i hele Europa som et ledd i EUs klimaarbeid. På sikt vil dette være et skritt i retning av et mer integrert kraftsystem på tvers av landegrensener. Andre drivere for AMS er at systemet vil gi enklere og mer nøyaktig avregning av elforbruket, bedre styring og utnyttelse av nettet, samt være et viktig verktøy i tilfelle behov for rasjonering [6].

De tekniske egenskapene og arkitekturen til AMS vil variere avhengig av de forskjellige leverandører og av kostander, men minstekravet fra NVE sier at en smart strømmåler skal kunne måle og registrere strømforbruket til kunden på timesbasis [7]. En smart strømmåler leser automatisk av kraftforbruket til forbrukeren med et bestemt intervall/responstid (for eksempel på én time eller et kvarter). Ved hjelp av et display eller en smart phone vil kundene få bedre oversikt over eget forbruk og muligheten til å få sanntidsprisen for kraft og nettleie [7]. Slik vil det bli lettere å se effekten av eventuelle energisparetiltak. En annen fordel er at kunden slipper å lese av energibruket manuelt for så å sende dette inn til nettselskapet. For

nettselskapets del, vil det bli enklere å overvåke og få bedre oversikt over status og hendelser i distribusjonsnettet.

En smart måler kan automatisk gi informasjon om følgende:

- Forbruk (kWh)
- Reaktiv forbruk (kVArh)
- Aktuell og peak effekt
- Aktuell og peak reaktiv effekt
- Spenninger (min/max, momentan, gjennomsnitt)
- Hendelser slik som avbrudd, jordstrøm, over- eller underspenning

Som tidligere nevnt vil AMS åpne for en enklere og mer nøyaktig avregning av sluttbrukerne. Dette vil gjøre det mer attraktivt for kundene å installere egne produksjonsenheter bak målepunktet. På denne måten kan kundene i stor grad være selvforsynt med energi, og de vil i perioder hvor produksjonen er større enn forbruket kunne levere energi ut på overføringsnettet (mot betaling). Slike kunder omtales ofte som plusskunder. Mer om plusskunder i kapittel 2.5.

## 2.4 Solceller og solenergi

En solcelle er en lysfølsom halvlederdiode som omdanner sollys til elektrisk strøm [8]. De viktigste solcelleteknologiene er krystallinske solceller og tynnfilmteknologier [9]. Krystallinske solceller består oftest av monokrystallinsk eller multikrystallinsk silisium i tynne skiver (wafere). Materialer i tynnfilmteknologiene kan være CdTe (Kadmiumtellurid) eller CIGS (Kobber-indium-gallium-diselenid). Forholdet mellom pris og virkningsgrad, samt bruksområde og tilgjengelig areal er oftest de faktorene som er avgjørende for valg av solcelleteknologi.

### 2.4.1 Virkningsgrad

Virkningsgrad defineres som forholdet mellom avgitt effekt og tilført effekt. For solceller tilsvarer dette forholdet mellom solinnstråling (soleffekt inn) og produsert strøm (elektrisk effekt ut) [9]. Videre skilles det mellom celle-, modul-, og systemvirkningsgrad.

Cellevirkningsgrad er virkningsgraden for selve solcellen. Den momentane virkningsgraden for et solcelleanlegg varierer gjennom dagen og over året, ettersom at den er avhengig av flere faktorer –som blant annet mengde innstråling og overflatetemperatur. For en silisiumcelle synker virkningsgraden med økt overflatetemperatur, noe som vil si at en solcellemodul som gjennom hele dagen har blitt oppvarmet har dårligere effektivitet enn i avkjølt tilstand.

Når solcelleprodusenter definerer solcellenes virkningsgrad, og når solcellers virkningsgrader sammenlignes, menes den maksimale energimengden solcellene kan produsere under standard testforhold. Med standard testforhold menes innstråling 1000 W/m<sup>2</sup> og temperatur 25 °C. De samme forutsetninger ligger til grunn når produsenter oppgir solcellens maksimale ytelse, betegnelsen som benyttes er Watt peak, (Wp). Virkningsgraden blir noe lavere etter mange års drift. For en silisiumcelle kan maksimum ytelse reduseres med 10 % etter 25 år [9].

Modulvirkningsgraden tar hensyn til tapene over den komplette modulflaten og er derfor alltid lavere enn cellevirkningsgraden, dette er blant annet på grunn av mellomrommet mellom solcellene som ikke kan utnyttes.



Systemvirkningsgraden betegner virkningsgraden til hele systemet, inkludert nett-tilknytting. Overføringen av strøm til nettet og omforming fra anleggets likestrøm til vekselstrøm er forbundet med et visst tap. Ved beregning av energikostnaden er det viktig å ha en formening om systemvirkningsgraden.

Det har vist seg å være en utfordring for alle typer solceller å skalere opp produksjonen til industrielle volum og samtidig ivareta den høye virkningsgraden som er oppnådd i laboratoriet. Alle materialer har en fysisk grense for hvor mye av innstrålingen de kan omgjøre til elektrisitet, et såkalt teoretisk maksimum. For silisium er denne teoretiske virkningsgraden 28 % [9]. Med et system som kan utnytte alle bølgelengder sollyset består av, ligger den maksimale virkningsgraden rundt 85 %. Innovative systemer har oppnådd over 40 % ved laboratorieforsøk ved å kombinere ulike typer materialer [9].

## 2.4.2 Solcellepanel

Solceller gir kun en spenning på ca. 0,3–0,6 V, avhengig av teknologi. For å oppnå egnet spenning samtidig som en praktisk størrelse på panelet, kobles et passende antall celler i serie til en solcellemodul. Et typisk panel med solceller av krystallinsk silisium består av 50-70 serie- og parallellkoblede celler, som er kapslet inn mellom et dekkglass og en bakplate. Panelet må beskytte solcellene mot vær og vind, og kvaliteten på innkapslingen er derfor svært viktig. I tillegg må panelet ha tilstrekkelig mekanisk stabilitet for å beskytte de skjøre solcellene mot håndtering og påkjenninger fra regn og hagl.

I case Hvaler (kapittel 7) er det ikke tatt hensyn til modul- eller systemvirkningsgrad, men det er tatt utgangspunkt i en maksimal utgangseffekt. Det er videre forhåndsdefinert en døgn- og års variasjon for innstrålingen. Maksimal utgangseffekt er den forhåndsdefinerte effekten (kW) til generatorene som er installert i nettet som skal analyseres. Levetid på et solcelleanlegg vil variere og avhenger av type, men det kan forventes at det kan operere i minst 25 år uten at det påløper store kostnader underveis [10].

## 2.5 Plusskunder

Det blir stadig flere sluttbrukere i Norge som ønsker å installere produksjon i egen installasjon for å dekke forbruket/deler av forbruket. En plusskunde (engelsk: prosumer) vil utgjøre en form for et mikronett, ved å produsere og forbruke energi. En batteri- eller lagringsenhet vil utvide fleksibiliteten videre.

### 2.5.1 Definisjon

En plusskunde defineres i følge NVE slik [11]:

*Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet.*

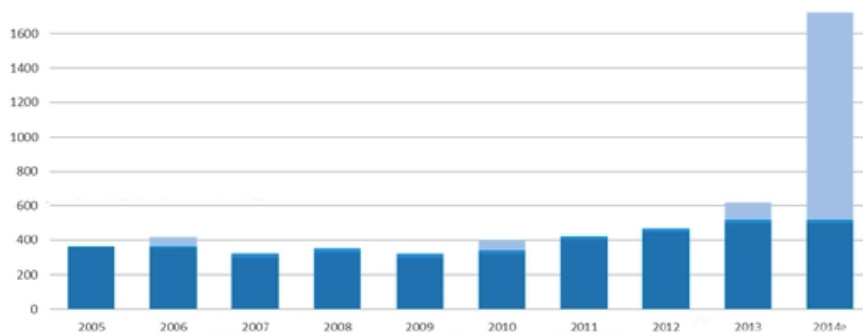
For å gjøre det enkelt å bli plusskunde har NVE gitt en generell dispensasjon fra enkelte krav i dagens forskrifter [11]. Dette innebærer at det lokale nettselskapet (områdekonsesjonær) kan kjøpe kraften og tariffere kunden netto energiledd uten at kunden trenger å betale andre tariffledd for innmating av kraft. Kunden slipper å ha egen balanseavtale med Statnett og trenger ikke tilgang til det norske engrosmarkedet for elkraft [12].

Typiske plusskunder er sluttbrukere som bor i boliger med solpanel på taket, eller andre boliger eller virksomheter som genererer kraft i begrenset omfang.

### 2.5.2 Plusskunder i Norge

Det blir stadig flere kunder i Norge som ønsker å installere produksjon i egen installasjon for å dekke forbruket/deler av forbruket. Når det gjelder solkraft, går kostnadene per solmodul ned og det finnes støtte- og tilskuddsordninger fra blant annet ENOVA. Dette gjør installering av solcellepanel attraktivt for mange kunder.

Figuren under viser den årlig installerte solcellekapasiteten i Norge til og med 2014, målt i kWp –kiloWatt-peak [13]. Den mørkeblå fargen viser lukkede private anlegg, den lyseblå viser anlegg som er koblet til nett.



Figur 3 Installert solcellekapasitet i Norge (kWp) [13]

Betydelige innslag av plusskunder og distribuert produksjon (DG) medfører at nettselskapene er nødt til å ta hensyn til hvordan dette påvirker leveringskvaliteten hos andre sluttbrukere, samt hvordan dette påvirker kraftdistribusjonen generelt. En typisk situasjon (dersom DG fra sol) for lavspentnettet i Norge er at spenningsverdiene er veldig lave på kalde vinterdager når det er høyt forbruk, mens på sommeren produseres det mye lokal kraft samtidig som forbruket er lavt, som medfører høye spenninger.

I kapittel 8 blir det analysert hvordan et nettverk i Hvaler blir påvirket av store innslag med solproduksjon.

## 3 Mikronett

### 3.1 Definisjon

Et mikronett (MG) kan i mange tilfeller sees på som et tradisjonelt energisystem i miniatyrformat, som skal være i stand til å balansere tilbud og etterspørsel for å opprettholde stabil ytelse innen en angitt grense. Det finnes ingen global akseptert definisjon av mikronett i dag. Ofte varierer beskrivelsen med hensikten og bruksområdet til nettet. US Department of Energy har følgende definisjon [14]:

*"A microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island-mode"*

Microgrid Institute sier følgende om mikronett:

*"MGs are defined by their function, not their size".*

De mener altså at et mikronett må defineres ut i fra sin funksjon og oppførsel, ikke på grunnlag av den fysiske størrelsen eller hvor mye kraft som produseres [15]. Et mikronett må ha komponenter som distribuert energiproduksjon, energilagring, last, samt nettkomponenter som for eksempel luftledninger, kabler og transformatorer. Mer om hvilke komponenter som skal til for å danne et mikronett blir beskrevet i kapittel 4 om arkitektur og design.

Det finnes to typer mikronett: isolert nett og tilkoblet distribusjonsnett. Tilkoblet nett kan være i enten tilkoblet tilstand eller frakoblet tilstand [16]. For distribusjonsnettet kan et mikronett bli sett på som én enkelt-forbruker/produsent av kraft som kan brukes som en fleksibel, kontrollerbar enhet for å yte tjenester for nettet når dette er nødvendig [17].

### 3.2 Hvorfor trengs mikronett?

Mikronett representerer et voksende marked innen energisektoren. Et økende fokus på miljø og klima gjør det ønskelig med større andel fornybare energikilder. Flere steder i Norge er det et stort press i nettet, og i perioder med stort forbruk er kapasiteten ofte for liten. Faktorer som leveringssikkerhet, miljø og økonomi gjør at det vil være fordelaktig for energileverandører og forbrukere å vurdere selvforsynte, nett-uavhengige alternativer. Mikronett vil i mange tilfeller være en god løsning på disse utfordringene.

Det har i lengre tid vært vanlig med lokal produksjon av elektrisk kraft på øysamfunn, avsidesliggende lokalsamfunn eller ved industriområder. Et smart og moderne mikronett vil i tillegg være hensiktsmessig i større områder og byer.

I eksempelvis USA, Japan og Tyskland satses det i større grad på mikronett, og teknologiutviklingen går stadig framover [18]. Også i Norge blir mikronett mer aktuelt.














































Denne rapporten skal gi en forståelse for planlegging og drift av mikronett, samt utfordringer rundt plusskunder og påvirkningen de har på spenningskvaliteten i nettet.


Et mikronett er gunstig i flere sammenhenger og situasjoner, spesielt i et lokalsamfunn. Mikronett trengs fordi det i enkelte tilfeller vil være det beste alternativet for et område, enten økonomisk eller i henhold til det energieffektive. På lokalt nivå vil et smart mikronett, på en effektiv og lønnsom måte, være i stand til å integrere sluttbrukere og bygg med distribuert og produsert elektrisitet. Det er i tillegg viktig for å oppnå lokale mål om leveringssikkerhet, reduksjon i karbonutslipp og for å diversifisere energikilder [19]. Formålet til et mikronett er fokus på at planlegging og design for leveranse av lokal energi skal møte det eksakte behovet til de som skal forsynes, hvorvidt det er en by, et universitet, et nabolag, et business-område eller andre lokasjoner.


Andre eksempler på hvorfor det trengs mikronett er påliteligheten og leveringssikkerheten ved naturkatastrofer eller andre uforutsette hendelser.


### 3.3 Mikronett i utlandet


Det er ulike drivere for mikronett basert på hvilken type forbrukergruppe som skal forsynes og i hvilken del av verden mikronettet skal bygges. En oversikt over nøkkeldrivere fordelt på klasse og region er vist i Figur 4 [20]:

	 Europe	 North America	 Latin America	 Asia Pacific	 Africa
Commercial and industrial	 	 			
Government institutions and campuses		 			
Community	 	 		 	
Remote villages				 	 
Islands	 	 			
Remote mines and constructions	 	 	 	 	 
Military		 			

 Electrification

 Environment

 Cost

 Reliable & secure power supply

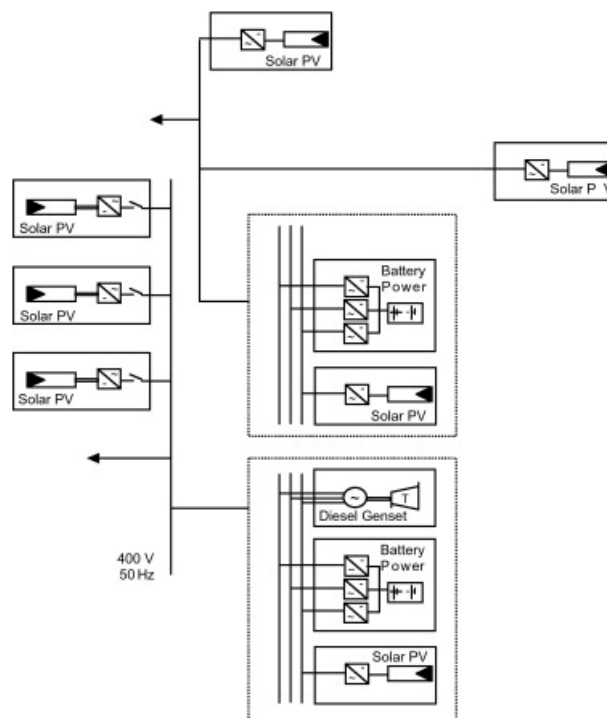
Figur 4 Forskjellige drivere til mikronett

Figur 4 viser at driveren til mikronett for elektrifisering av avsidesliggende områder er mest vesentlig i Afrika og deler av Asia. Her velges mikronett også på grunn av kostnader. Mikronett velges av miljømessige årsaker på øyer, mindre samfunn, og på offentlige

institusjoner i Europa og Nord-Amerika. Hovedmotivasjonen bak satsingen på mikronett i Europa er integrering av mer fornybar energi, samt økt leveringskvalitet og elektrifisering av isolerte samfunn [21]. Under presenteres to eksempler fra forskningsprosjekter og tester gjort på mikronett i Hellas og Japan.

### Hellas

Et eksempel er et mikronettprosjekt på den greske øya Kythnos, som er en fiskelandsby 4 km fra nærmeste distribusjonsnett. De får derfor strøm fra et isolert enfase lavspenningsnett med ressurser fra solceller, et lite dieselaggregat og en batteribank som forsyner 12 hus med elektrisitet [21] [22]. Dette mikronettet har blitt brukt til å teste ulike kontrollsystemer i flere greske og europeiske forskningsprosjekter.

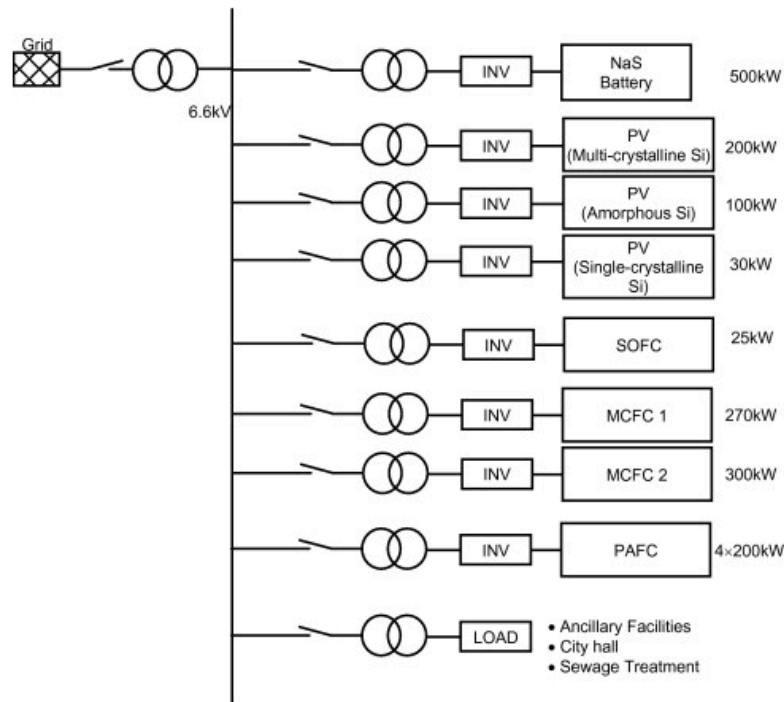


Figur 5 Kythnos isolert mikronett

### Japan

I Japan er det bygd flere fullskala mikronett som forsyner offentlige bygg som skoler eller sykehjem [21]. Japansk regjering har ambisiøse mål for integrering av fornybar energi, og satser i veldig stor grad på sol- og vindkraft [23]. De har lenge vært avhengig av kjernekraft, men etter atomulykken i Fukushima i 2011 er det i dag ingen japanske kjernekraftverk som forsyner elektrisk energi [23].

Et eksempel fra Japan er Aichi-prosjektet. Mikronettet består av flere brenselceller (med gass), 330 kW PV og et lagringssystem med batteri (utstyrt med omformere) [22]. Noen av brenselcellene går på biogass som utvinnes gjennom fermentering av søppel og avfall som produseres på stedet. Batteriomformereren har ansvaret for at det er samsvar mellom forsyning og etterspørsel, samt kontroll av spenningen [22].



Figur 6 Enlinjeskjema Aichi mikronett, Japan

### 3.4 Mikronett i Norge

Sikker elforsyning er uunnværlig i samfunnet i dag. Avbruddskostnader i Norge er mer enn 1 milliard hvert år [24]. Det er stort sett feil i nettet som er årsak til avbrudd. Mikronett vil derfor være en god forsikring mot slike avbrudd, ettersom påliteligheten i nettet vil bli forbedret. I både USA og Japan vurderes mikronett som et viktig virkemiddel for å bedre forsyningsikkerheten og påliteligheten til kraftsystemet [25]. I andre land, som India, er mikronett et virkemiddel for å skaffe strøm til de 80 millioner husholdningene som ikke har strøm. Et tredje område for mikronett er strømforsyning til områder som det er dyrt å koble til distribusjonsnettet, slik som isolerte samfunn og øyer [25].

I Norge har det i tidligere år ikke vært nevneverdig fokus på mikronett, og slik det er i dag, er det ikke blitt etablert noen mikronett i særlig grad. Noe av grunnen er stor tilgang på vannkraft og at leveringssikkerheten er god. Enkelte sluttbrukere er likevel interessert i å installere egen produksjon, og det etableres regelverk for å handtere dette. Det vil særlig være attraktivt i avsidesliggende områder der leveringskvaliteten er dårlig, eller isolerte områder/øysamfunn som frem til nå har vært forsynt av diesellaggregater [21].

Selv om leveringskvaliteten i nettet oppleves som god, er det tydelig at lavspentnettet i Norge trenger oppgraderinger og forsterkninger. I følge vassdrags- og energidirektør Per Sanderud er "det norske distribusjonsnettet bekymringsfullt svakt" [26]. Anslagsvis 40-50 % av lavspenningsnettet betegnes som svakt [27]. Det er referanseimpedansen som avgjør nettstyrken i et nett, altså standard nettstyrke. Lav nettimpedans gir sterke nett, som tilsvarer høy kortslutningsytelse, dvs. kortslutningsimpedansen i nettet er høyere enn referanseimpedansen. Høy nettimpedans gir svakere nett, noe som betyr at kortslutningsimpedansen i nettet er lavere enn referanseimpedansen.

Ved lavere kortslutningsstrømmer vil det forekomme uønskede forstyrrelser og følgelig brudd på leveringskvalitetsforskriften. Med utgangspunkt i den standardiserte referanseimpedansen for 400 V TN-nett (IEC), blir referanseimpedansen for 230 V IT-nett ca. 1170 A [27]. Fra figuren under er det tydelig at dagens nettstyrke er svak flere steder. Estimatenes er basert på en kartlegging fra 6 nettselskap ved hjelp av kortslutningsanalyser [27].

Prosentvis fordeling av nettstyrke ( $I_{kmin}$ )				
< 350 A	350 – 500 A	500 – 750 A	750 – 1000 A	>= 1000 A
6,2 %	7,5 %	13,5 %	13,2 %	59,7 %

Figur 7 Prosentvis fordeling av nettstyrke [27]

Som nevnt i kapittel 2.5.2 er en typisk situasjon i Norge at spenningene er lave på vinteren når lasten er høy, og at spenningene er høye på sommeren når produksjonen er på topp samtidig som lasten er lav. Et fullstendig mikronett, for eksempel med et energilagringssystem, vil være i stand til å håndtere dette godt, ettersom en batterienhet vil balansere denne skjevfordelingen.

Mikronett vil gi fordeler når det kommer til nøkkelfaktorer som kostnader, miljø, elektrifisering og pålitelig og sikker krafttilførsel, –også i Norge. De neste avsnittene tar for seg de generelle fordelene, men også ulemper og utfordringer i henhold til mikronett.

### 3.5 Fordeler

Et mikronett med smart mikroproduksjon vil gi gevinster både for miljøet, forbrukere og det overordnede strømmettet. Mikroproduksjon gjør det mulig å utnytte fornybare ressurser som vind, sol, biomasse og biprodukter fra industri [21]. Ettersom produksjonen foregår lokalt nær sluttbrukere der ressursene er tilgjengelige, vil dette gi lavere tap i nettet –noe som kan bidra til økt spenningskvalitet, som igjen gir reduserte kostnader og muligheter for å utsette investeringer i nettet.

En stor fordel med mikronett er at nettet i mye større grad er i stand til å møte både kjente og ukjente behov som kommer i framtida, sammenlignet med dagens sentraliserte nett. MG muliggjør at lokalsamfunn kan øke den totale kraftforsyningen raskt og effektivt via relativt små, lokale generatorer solceller, vindturbiner etc., istedenfor å vente på kraftselskap som bygger sentraliserte kraftverk som er kostbare og som vil ta lang tid. Mikronett-teknologi vil i så måte styrke kundene og stimulere til framtidige innovasjoner og aktiviteter i elektriske sammenhenger. I tillegg vil smarte mikronett gjøre det mulig for elbiler å fungere som en smart energilagringssystem når den tilkobles kraftsystemet ( plug-in vehicle 2 grid, V2G) [19].

Avsidesliggende samfunn der strømforsyningen er svært upålitelig, eller isolerte nett som kun er forsynt med dieselaggregater, kan ha store gevinster ved å ta i bruk mikronett med fornybar produksjon. Leveringskvaliteten vil øke vesentlig, og forbruket av fossilt brensel vil reduseres

[21]. Fra distribusjonsnettet kan mikronettet ses som en kontrollerbar last som kan kobles ut ved behov.

En annen fordel med et mikronett er at strukturen er skreddersydd til formålet, noe som gir et veldig effektivt system. Et MG tilnærmer seg sine sluttbrukere ved å se nedenfra og opp, motsatt fra det sentraliserte systemet [19]. Planlegging og drift av produksjon og forsyning baseres dermed på behovet i mikronettet. Hvert enkelt MG planlegges og designes etter de eksakte behov som det lokale samfunnet har, på grunnlag av om det er en by, et universitet, et nabolag eller næringsbygg. I lokalsamfunnet vil et MG integrere forbrukere og bygninger med elektrisk distribusjon og produksjon på en økonomisk- og miljømessig måte [19].

### **3.5.1 Pålitelighet**

Smarte mikronett øker den lokale påliteligheten og driftssikkerheten gjennom bruk av smarte teknologier slik som distribuert produksjon, smarte brytere, automasjon og energilagring. Lokal kraftproduksjon og lagring tillater deler av nettet og kritiske fasiliteter å operere uavhengig av distribusjonsnettet dersom dette er nødvendig, og unngår dermed et eventuelt strømbrudd.

Muligheten for øydrift vil gi en sikker strømforsyning, noe som kan være svært nyttig for kritiske eller sensitive laster som industri, sykehus, infrastruktur (samferdsel) og lignende. Mikronett med fornybare energikilder kan erstatte eksisterende reserveløsninger som dieselaggregat eller Uninterruptable Power Supply (UPS) [21].

### **3.5.2 Økonomi**

Kravet til leveringssikkerhet er stadig økende og i henhold til [17] er ikke 99,9 % oppetid/driftstid lenger godt nok. Avbrudd har store kostnader, og det estimeres at det betales mellom \$80-\$150 milliarder i avbruddskostnader årlig i USA [19]. Påliteligheten til et MG vil redusere denne kostanden betydelig [19].

Lokal produksjon er mer effektivt og reduserer avstanden som energi må fraktes, noe som dermed betyr mindre overføringstap og lavere kostnader. I tillegg minsker kostandene fra flaskehalskostnader og kundeservice [19].

Fornybare energikilder har veldig rimelige driftskostnader og kostnadseffektiv produksjon. I tillegg kan mikronettet få inntekter ved å selge overflødig kraft tilbake til distribusjonsnettet [19].

Et MG kan gi lokale arbeidsplasser, samt forretningsmuligheter til tredjepartsinteressenter. Dette kan for eksempel være utforming av IT-systemer, komponenter i smarte nett og nye markedsløsninger.

### **3.5.3 Miljømessige fordeler**

Mikronett gjør det lettere med større integrasjon av fornybare energikilder. Fornybare kilder som vil være aktuelt i et mikronett i Norge er stort sett ressurser som sol, vind og vannkraft. Alle disse vil bidra til å redusere karbonfotavtrykket, da selve driften av slik kraftproduksjon ikke slipper ut klimagasser.



Mikronett vil gjøre det enklere med strømforsyning til avsidesliggende steder og øysamfunn. Dersom slike steder som i dag forsynes med strøm fra eksempelvis dieselgeneratorer, vil det være en stor miljømessig fordel å gjøre om et slikt område til et mikronett.

En annen miljømessig fordel med et MG er evnen til å bruke lokal produksjon og den resulterende spillvarmen til å erstatte kullbasert produksjon. En kraftgenerator i et MG kan bruke gass eller fornybar energi. Et smart MG kan bruke denne energien på nytt for oppvarming av bygninger, varmtvann, sterilisering og nedkjøling [19].

For distribusjonsnettets ses MG på som én enkeltforbruker/produsent av kraft som kan brukes som en fleksibel, kontrollerbar enhet for å yte tjenester for distribusjonsnettets når dette er nødvendig.

### 3.6 Ulemper og utfordringer

En utfordring med mikronett er faren for at dårlige løsninger medfører en svekkelse av forsynings sikkerheten, påliteligheten og spenningskvaliteten. Ved økende andel uregulert distribuert produksjon i et kraftsystem vil faktorer som spenningskvalitet, overskridelse av termiske grenser, stabilitet i kraftsystemet og forsynings sikkerhet være dimensjonerende [28]. En delvis løsning på slike utfordringer kan være smarte løsninger for overvåking, styring og vern som vil kunne redusere behovet for store investeringer i nye ledninger, kabler eller transformatorer [28].

Slik det er i Norge i dag, er det nåværende strømmettet designet for enveis kraftflyt: fra store kraftverk tilknyttet sentral- eller regionalnettet til sluttbruker tilknyttet lavspenningsnettet. Det vil derfor by på utfordringer når mikroproduksjon med plusskunder skal integreres i det eksisterende kraftsystemet. Produksjon nært sluttbruker fører til at strømmen går nye veier i nettet, noe som kan føre til feilfunksjon på kortslutningsvern [21]. Mange produsenter opplever at kraftverket kobles ut langt oftere enn det burde, fordi vernet reagerer på små, forbigående forstyrrelser i nettet [21]. For å unngå at dette skjer, kreves stabil og sikker drift av kraftnettene –noe som oppnås med nøyaktige innstillinger på vern.

Når avbrudd oppstår skal mikronettet koble seg fra resten av nettet og fortsette å levere energi for sine sluttbrukere. Når feilen er over kan mikronettet kobles til distribusjonsnettet igjen, men slike overganger mellom tilkoblet og frakoblet tilstand skal ikke være merkbare for sluttbrukerne. Dette krever et avansert kontrollsystem med rask responstid [21]. Et slikt kontrollsystem skal også være i stand til å balansere produksjon og last når mikronettet er i frakoblet modus (øydriфт), slik at spenning og frekvens forblir stabile.

En utfordring når det gjelder mikronett er at det finnes mange muligheter og måter for design og arkitektur. Et design som er optimalt for en organisasjon i et gitt område vil sannsynligvis ikke være optimalt i et annet område. Med slike ikke-trivielle investeringer, sterke krav og nøyaktig modellering og simulering av mikronett, er det avgjørende å sikre at det blir korrekt utformet og optimalisert [29]. Ofte kan det være fristende for ingeniører og utviklere å hoppe over analysene til krav og design for å spare penger og komme raskere i mål. Dette kan gi katastrofale resultater –med et system som ikke møter de krav og forventninger som er satt, er ineffektivt eller utilstrekkelig, ikke har muligheter for utvidelse eller ikke er fremtidssikret eller i verste fall er risikabelt eller utrygt å drifte [29].

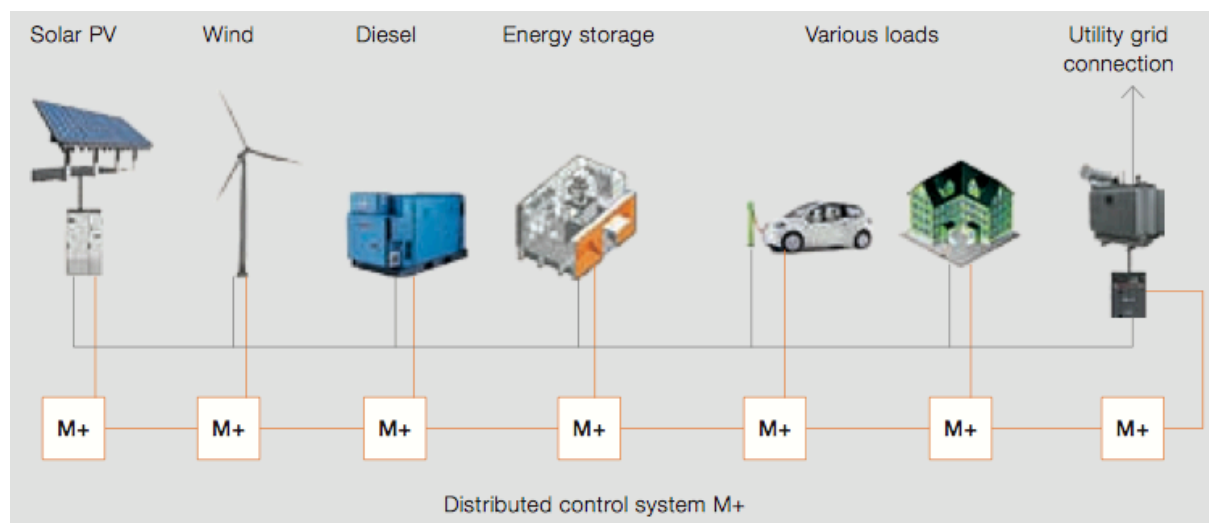
En annen viktig ulempe med mikronett er kalkulering av kostander. Investeringskostnadene varierer veldig, avhengig av hvor effektivt området er fra før og hva som trengs og tilføres før det er et komplett MG som er i stand til å bli koblet fra nettet [30]. Det er i tillegg veldig vanskelig å fastsette en pris på energikvalitet og hva verdien av en forbedret pålitelighet er.

Det er i tillegg en betydelig utfordring å få etablert et leverandør- og tjenestemarked for mikronett-løsninger. Sammen med kompetanseutfordringene blir dette sannsynligvis de viktigste flaskehalsene framover [28].

Som tidligere nevnt finnes det mange muligheter og måter for design og arkitektur i et mikronett. Denne rapporten vil i det kommende se nærmere på arkitektur og design av MG, hvilke krav som stilles i henhold til leveringskvalitet samt utfordringer knyttet til arkitekturen og hvilke virkemidler som kan håndtere disse utfordringene.

## 4 Arkitektur og design

Ut fra definisjonen i kapittel 3.1, kan et mikronett bestå av flere forskjellige produksjon- og lagringsenheter, samt varianter av størrelser og om det er nett-tilkoblet eller ikke. Dermed kan mikronett se veldig forskjellige ut. Likevel er det typiske varianter og komponenter som går igjen. Et typisk mikronett kan ha strukturen som vist i Figur 8:



Figur 8 Typiske komponenter i et mikronett

De fleste mikronett kan beskrives ut fra ett av fire kategorier [15]:

- Off-grid mikronett: øyer, avsidesliggende samfunn og andre steder som ikke er tilknyttet det overordnede strømmettet.
- Campus mikronett: har full tilknytning til det lokale strømmettet, og er typisk et universitetsområde, en militærleir eller et fengsel.
- Community MGs: tilknyttet distribusjonsnett og forsyner flere sluttbrukere i et samfunn, hovedsakelig for å gi stabil krafttilførsel til viktige lastpunkter.
- Nanogrids: et lite, diskret nettverk med kapasitet til å operere selvstendig. Eksempel er én enkeltbygning eller et lite, avgrenset område.

Det er varierende hvilke komponenter som vil være en del av et mikronett, men noen deler er mer essensielle enn andre. Generelt sett er hovedkomponentene i et mikronett et tilkoblingspunkt (point of common coupling, PCC), distribuert produksjon (DG), energilagring, kontrollsystem og last/forbrukere [18].

PCC er koblingspunktet mellom mikronettet og kraftnettet. Når mikronettet er koblet til kraftnettet, vil energibehovet alltid være tilfredsstillt.

### 4.1 Distribuert produksjon

Distribuert produksjon er elektrisitetsproduksjon fra lokale energikilder, kilder som er relativt små sammenlignet med konvensjonell kraftproduksjon [2]. Distribuert produksjon refereres ofte til som DG, som kommer fra det engelske begrepet *distributed generation*. DG kan være

produksjonsenheter som eksempelvis gass- eller mikroturbiner, vindturbiner, diesel-motorer, solceller eller brenselceller [18]. I et mikronett vil en kombinasjon av et utvalg av disse kildene være hensiktsmessig, ettersom de fornybare kildene er nokså varierende. Med tanke på tilstrekkelig energiproduksjon og høy pålitelighet, vil dette være en fordel. Energikildene må også velges ut fra kortsiktige marginalkostnader, utslipp og effektivitet.

I Norge er det mest småkraft av typen vannkraftverk som tilknyttes høyspent distribusjonsnett (24 kV) [2]. Ettersom vannkraftressursene ikke forekommer like hyppig over hele landet har det vært vanskelig å bruke småkraft som lokalproduksjon de stedene dette har vært lite tilgjengelig. Det har i de siste årene blitt vanlig med andre produksjonsteknologier, som for eksempel solceller. Det forventes at denne trenden vil fortsette og at det blir økt interesse for slike installasjoner i lavspenningsnettet [2]. Dette vil gjøre det aktuelt med distribuert produksjon overalt i Norge, ikke bare de stedene med gunstige forhold for vannkraft. Lokal produksjon vil redusere overføringstap, ettersom avstanden fra produsert kraft til forbrukt kraft er relativt liten.

Innføringen av AMS og NVEs plusskundeordning er også med på å legge til rette for økt distribuert produksjon. En annen driver i denne sammenhengen vil være utviklingen av nettleien. Nettselskapene ser behovet for store investeringer (både reinvesteringer og nyinvesteringer) i årene framover. Dette vil medføre økt nettleie, noe som igjen vil gjøre det mer attraktivt å være selvforsynt med elektrisk energi.

#### **4.1.1 utfordringer med DG og påvirkning i distribusjonsnettet**

En DG-enhets innvirkning på distribusjonsnettet vil avgjøre hvor grundig tilknytningen må behandles og hvor godt den konkrete DG-enheten må tilpasses nettet. Penetrasjonsgrad og plassering av distribuert produksjon og stivheten i nettet vil være avgjørende faktorer for produksjonens innvirkning [31].

Den viktigste og største utfordringen når det kommer til DG-enheter i distribusjonsnettet teknisk sett, er relatert til spenningskvalitet og vern [2]. Både langsomme og hurtige spenningsvariasjoner må begrenses [31]. Andre viktige hendelser som må vurderes er [31]:

- Frakobling ved feil eller ukontrollert øydrift må skje sikkert og effektivt
- Frakobling må ikke skje uten at det er nødvendig
- Viktig å unngå effektpendlinger, ustabilitet og for store komponentpåkjenninger

For et mikronett som skal være tilkoblet et distribusjonsnett, er det viktig å planlegge mikronettet etter den innvirkningen som DG vil ha. Når produksjonsenheter skal mate inn effekt ute i distribusjonsnettet vil det medføre store forandringer i både normal drift og ved feil i nettet [2]. Effekten kan flyte i begge retninger, stasjonære spenninger og spenningskvalitet påvirkes, forholdene for linjevern endres og øydrift blir mulig [2]. Innvirkningen en produksjonsenhet vil ha på det lokale nettet vil være avgjørende i henhold til hvilke krav, tilpasninger og analyser som vil være nødvendige for at enheten kan tilknyttes nettet. Ved tilknytning av DG-enheter med liten innvirkning på distribusjonsnettet for eksempel på grunn av lav ytelse vil en del krav forenkles, mens ved tilknytning av mange DG-enheter i samme nettdel kan strengere krav være nødvendig for å sikre tilfredsstillende spenningskvalitet for øvrige nettkunder [2]. Nettselskapene må vurdere om de foreslåtte størrelser og grenser i retningslinjene egner seg i deres konkrete nett og i hvert enkelt tilfelle.

Senere i denne rapporten vil et nettverk fra Hvaler bli presentert. Det vil bli analysert hvilken påvirkning distribuert produksjon har på nettet.

#### 4.1.2 Leveringskvalitet

Som nevnt over er de største utfordringene med DG blant annet knyttet til spenningskvalitet. Når det gjelder leveringskvalitet i kraftsystemet er dette et samlebegrep som omfatter både leveringspålidelighet, spenningskvalitet og ikke-tekniske elementer som kundeservice og informasjon gitt i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) [32]. Definisjoner av spenningskvalitet gitt i FoL gjelder blant annet spenningens frekvens, langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi, kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang, flimmerintensitet, spenningsusymmetri, samt overharmoniske spenninger.

For enkelhets skyld kan spenningskvalitet deles opp i fire hovedparametere [31]:

- Frekvens
- Effektivverdi
- Kurveform
- Symmetri

Det skilles mellom spenningsverdier og spenningskvalitet. Spenningsverdiene avgjør om spenningskvaliteten (som består av flere parametere) er god nok. Spenningsverdier kan være maksimumsspenning, minimumsspenning, gjennomsnittlig spenningsverdi etc.

Alle kravene til spenningskvalitet i lavspenningsnettet i henhold til leveringskvalitetsforskriften kan sees i Tabell 1 [33], som er laget av Sintef:

Kategori	Fenomen	Krav	Tidsramme
<b>Frekvens</b>	Grunnharmonisk frekvens	49,9-50,1 Hz	Målt over 10 sekunder
<b>Effektivverdi</b>	Langsomme spenningsvariasjoner	$U = 230 V \pm 10 \% 100 \% \text{ } \bar{u}$ av tiden	Målt over 1 minutt
	Spenningsprang	$\Delta U_{\text{maks}} \geq 5 \% \text{ maks } 24 \text{ ganger i d\o gnet}$ $\Delta U_{\text{stasjon\ae r}} \geq 3 \% \text{ maks } 24 \text{ ganger i d\o gnet}$	Endring større enn 0,5 % over 1 sekund
	Kortvarige over- og underspenninger	Som for spenningsprang	Målt mellom 10 ms og 1 minutt
	Flimmer	$P_{\text{st}} \leq 1,2 \text{ } 95 \% \text{ av tiden}$ $P_{\text{ft}} \leq 1 \text{ } 100 \% \text{ av tiden}$	Målt over 10 minutter Målt over 2 timer
	Usymmetri	$U_{\text{J}}/U_{\text{+}} \leq 2 \%$	Målt over 10 minutter
<b>Spenningsens kurveform</b>	Transiente overspenninger	Ingen krav	Mindre enn 10 ms
	Total harmonisk forvrengning	$\text{THD} \leq 8 \%$ $\text{THD} \leq 5 \%$	Målt over 10 minutter Målt over 1 uke
	Individuelle overharmoniske	Individuelle grenser for den enkelte overharmoniske	Målt over 10 minutter
	Interharmoniske	Ingen krav	Målt over 10 minutter

Tabell 1 Kriterier til spenningskvalitet i FoL

## 4.2 Energilagring

En energilagringssenheter vil være en viktig komponent i et mikronett, spesielt ved hendelser som avbrudd eller effekttopper. Det er spesielt nyttig for balansen i systemet, og for å kontrollere kraftflyten i overgangen fra tilknyttet tilstand til øydrift og omvendt.

Det er forskjellige lagringsteknologier som er egnet til å bruke i et mikronett, men de mest vanlige er batterier av forskjellig slag (NaS, Lithium-ion), superkondensator eller svinghjul. Hvilken teknologi som er best egnet kommer også an på hvilket formål eller hendelse det gjelder. To situasjoner i et mikronett som vil kreve forskjellig lagringsteknologi er eksempelvis stabilisering av mikronettet og overgangen til fornybare kilder ved situasjoner med topplast. For å stabilisere et mikronett trengs teknologier med en rask responstid og som i noen situasjoner må kobles inn flere ganger i minuttet [20]. Dette resulterer i høy utgangseffekt, men veldig lite lagret energi. Når det gjelder overgang med fornybar energi må systemet være i stand til å lagre energi i noen timer for å knytte sammen toppene mellom produksjon og forbruk. For at et mikronett skal være i stand til å behandle begge disse situasjonene nevnt over på en stabil og sikker måte, kan det være hensiktsmessig med en hybridløsning med en kombinasjon av to energilagringssenheter som kan yte forskjellige kvaliteter.

Tilfeldig og uforutsett oppførsel av mikrokilder og bruk av ikke-lineær last i et mikronett kan gi problemer med spenningskvaliteten. Slike hendelser gir grunnlag for å bruke lagringssystemer som superkondensatorer for raskt å ta opp eller frigjøre store mengder med energi i korte perioder av gangen [34].

Krav til lagringssenheter i tilkoblet tilstand [35]:

- a) Lagringssenheter skal kontrollere/justere modusen til P og Q. Den forhåndsgitte verdien av aktiv effekt (P) skal være differansen mellom lokal produksjonseffekt og faktisk effekt. På denne måten kan energilagringen forsikre at kraften som går ut fra mikronettet er smidig.
- b) Lagringssenheter skal absorbere aktiv/reaktiv effekt til/fra distribusjonsnettet avhengig av etterspørsel fra systemet eller EMS-instruksjoner for å sikre stabil kraftflyt i mikronettet og i POC.
- c) Når et mikronett er tilkoblet distribusjonsnettet kan spenningen og frekvensen bli støttet av distribusjonsnettet og energilagringssenheter i mikronettet trenger ikke lenger å være i drift.

Krav til lagringssenheter i øydrift (frakoblet tilstand) [35]:

- a) Blant omformerne i lagringssenheter skal den største av de vedta kontrollmodusen av V/f (spenning og frekvens) og etablere og opprettholde systemspenningen og frekvensen, dersom det ikke finnes andre stabile DERs slik som mikroturbiner.
- b) Når utgangseffekten fra de lokale produsentene (DERs) i mikronettet ikke er tilstrekkelig skal lagringssenheter kompensere for dette.
- c) Når utgangseffekten fra DERs er tilstrekkelig, skal lagringssenheter ta opp overskuddskraften fra disse.

Krav til lagringssenheter i isolert tilstand [35]:

- a) Kapasiteten til lagringssenheter skal være større i et isolert mikronett enn i et tilkoblet/frakoblet mikronett.
- b) Lagringssenheter(e) skal ha stor nok kapasitet til å forhindre lastregulering (load shedding).

Krav til energilagringssenheter i overføringsmodus [35]:

- a) Når mikronettet skifter fra tilkoblet til frakoblet tilstand skal lagringsomformerne (inverters) operere omgående for å sikre stabilitet i systemet.
- b) Når mikronettet skifter fra frakoblet tilstand til tilkoblet tilstand skal lagringsomformerne betimelig påvise spenningens amplitude og fase i distribusjonsnettet, for deretter å justere egen amplitude og fase i spenning og frekvens.
- c) Rask og nøyaktig deteksjon av feil i mikronettet kan redusere påvirkningen en slik feil vil ha på sensitive laster eller de lokale produksjonsenhetene.

Lagringsenhetenes styringssystem [35]:

Styringssystemet i lagringsenhetene skal påvise tilstanden til lagringsenhetene, estimere kapasiteten til batteriene, forhindre at batteri overlades eller utlades helt, øke sikkerheten til systemet, forlenge batteriets levetid, samt øke utnyttelsesgraden av batteriet. Følgende krav er nødvendig:

- Kjenne til tilstanden til energilagringseenheten
- Vite den fungerende tilstanden til energilagringseenheten dynamisk
- Gjøre monomere batterier balanserte og gi hver celle i batteriet array-arkitektur.

### 4.3 Kontrollsystem

Kontrollsystemet er en IKT-plattform som vil gi kontroll, oversikt og sikkerhet i mikronettet. Dette innebærer dynamisk kontroll over energikildene samt muliggjøring av autonom og automatisk selvhelbredende drift [20]. En sentral styringskomponent mottar informasjon fra lokale komponenter og overvåkingsstasjoner rundt om i MG og tar avgjørelser basert på den informasjonen som mottas.

Oppgaven til kontrollsystemet vil variere i henhold til tilkoblingsstatusen, altså om mikronettet er tilkoblet distribusjonsnettet, er i øydrift eller om mikronettet er isolert. I en tilstand der mikronettet enten er isolert eller i øydrift vil hovedfunksjonen til EMS være å balansere last og produksjon og å administrere lagringskapasiteten [35].

- I tilkoblet tilstand brukes overvåking, utveksling av informasjon og kontroll til å optimere driften av lokal produksjon og for å kontrollere kraftflyten mellom mikronettet og distribusjonsnettet.
- Ved øydrift er det nødvendig at den lokale produksjonen møter bestemmelsene i standarden i [35] for å kunne opprettholde systemspenningen og frekvens. Når mikronettet gjeninnkobles til nettet er det viktig at tilstanden i mikronettet og ved tilkoblingspunktet overvåkes i en viss tid for å se etter synkroniseringsforhold. Mikronettet skal tilkobles kun dersom disse forholdene oppfylles.
- I isolert tilstand er det flere ting som må tas i betraktning; aktiv og reaktiv effekt må være i balanse, frekvens og spenning skal justeres innenfor tillatt område og tekniske tiltak kan innføres, slik som sporing og administrering av last.

## 4.4 Forbrukerkontroll

Forbrukerkontroll (engelsk: Demand-side management, DSM) er prosessen med å administrere forbruket av energi, som omfatter den planlegging, implementering og evaluering som er nødvendig for å oppmuntre sluttbrukerne til et fornuftig energiforbruk [36]. Hensikten med dette er å øke påliteligheten og stabiliteten i nettet. Det finnes forskjellige metoder og programmer som kan brukes for å oppnå dette. Avanserte kommunikasjon- og overvåkingssystemer, intelligent lastkontroll, automatisk flytting av topplast og dynamisk prising er alternative metoder for å kontrollere energiforbruket i forskjellige tidsskalaer [37].

DSM er viktig for å unngå kritiske situasjoner i perioder med topplast. Når overvåkingssystemet viser at dette er i ferd med å skje, må tiltak settes i gang umiddelbart. Load shedding muliggjør en sanntidskontroll og gir et raskt kutt i lasten i mikronettet. Load shifting betyr å flytte eksisterende last fra tidspunkter med topplast til tidspunkter der effektflyten ikke er et problem. For å minimere ubeleiligheten i situasjoner der kunder får et plutselig kutt i tilgang på strøm, er det viktig at det utarbeides planer for prioritering av hvilke laster som er viktigst å beholde i en slik situasjon [37]. Prioriteringer vil variere med når og hvor slike hendelser skjer.

## 4.5 Tilleggstjenester

Stabiliteten i et mikronett påvirkes av spenning- og frekvensvariasjoner, –som begge må være innenfor visse grenser [37]. Med et økende innslag av distribuert produksjon i distribusjonsnettet og i mikronettet er tilleggstjenester (engelsk: ancillary services) nødvendig for å opprettholde påliteligheten og spenningskvaliteten i mikronettet. The United States Federal Energy Regulatory Commission (FERC) definerer tilleggstjenester slik [38]:

*“Those services necessary to support the transmission of electric power from seller to purchaser given the obligations of control areas and transmitting utilities within those control areas to maintain reliable operations of the interconnected transmission system.”*

Tilleggstjenester inkluderer støtte for frekvenskontroll, spenningskontroll, håndtering av flaskehals, reduksjon av tap i nettet, samt forbedring av spenningskvalitet (spenningsfall, flimmer, harmoniske) [37] [38].

Arkitektur og design er viktige elementer ved planleggingen av mikronett. Et annet viktig element vil være selve driften av mikronettet. Dette går blant annet på drift av MG i de ulike tilstandene (innkoblet, øydrift, isolert) samt overgangen mellom de ulike tilstandene (gjelder for mikronett som er tilkoblet distribusjonsnettet).



## 5 Drift

Slik det er i dag, finnes det ingen integrerte løsninger for å drifte et mikronett på markedet. Dette avsnittet diskuterer generelle teknikker og krav ved drift av et mikronett. Kravene har som hensikt å øke sikkerheten, påliteligheten og stabiliteten i mikronettet, samt ivareta personsikkerhet, husdyr og eiendom mot farene som kan oppstå under driften av et mikronett.

Forskjellige kunder eller sluttbrukere kan ha forskjellige forventninger og krav til driften av et mikronett, avhengig av lokasjon, eller funksjonen til mikronettet. Hvilken tilstand mikronettet er i, er også viktig for driften av nettet. Med tilstand menes tilkoblet distribusjonsnett, øydrift (island mode) eller isolert tilstand.

### 5.1 Tilkoblet driftstilstand

Når mikronettet operer i nett-tilknyttet tilstand, frakoblet tilstand eller skifter mellom disse tilstandene, er den viktigste oppgaven å sikre en normal drift av sensitive laster. Det er i tillegg viktig at spenningsamplituden og frekvensen ikke endres i stor grad når mikronettet skifter mellom disse to tilstandene.

Karakteristikk for spenningsrespons [35]:

- Når MG er i tilkoblet tilstand, skal spenningen i overordnet kraftsystem overvåkes i sanntid.
- Når spenningen i nettet overstiger normale nivå, skal tilkoblet MG respondere i henhold til spenningsendringen. Responsen må forsikre sikkerheten til vedlikeholdsarbeidere og vanlige beboere, og samtidig unngå skade på tilkoblede komponenter.
- Når spenningen ved POC overstiger normalen, skal MG frakobles distribusjonsnett i dette tidsområdet.

Karakteristikk for frekvensrespons [35]:

- Når MG er i tilkoblet tilstand, skal frekvensen i distribusjonsnett overvåkes i sanntid.
- DERs skal ha evnen til å motstå visse unormale frekvenser, og de skal være i stand til å kjøre under avvik i nettfrekvensen som gitt i **Tabell V. 1** og **Tabell V. 2** i vedlegg.
- Når nettfrekvensen overstiger normalen, skal også de tilkoblede DERs respondere i henhold til frekvensendringen. Responsen må ivareta sikkerheten i systemet.
- Dersom spenningen i POC overstiger eller synker mot det som er normalt, skal MG kobles fra distribusjonsnett i den tiden dette varer.

## 5.2 Frakoblet driftstilstand

Karakteristikk for spenningsrespons [35]:

Spenningskontroll er et lokalt problem, og dermed vil det ikke være forskjell på driften i frakoblet og tilkoblet tilstand. I begge tilfeller kan spenningen kontrolleres ved den reaktive effekt produsert av DERs, dette for å begrense avvik i spenningen opp mot den grensen som er tillatt.

Viktige faktorer som må vurderes når et MG driftes i frakoblet tilstand er følgende [35]:

- Kondensatorbatterier, spenningsregulatorer, reaktorer, vern og verneutstyr, samt kapasitet i transformatorer
- Karakteristikken og krav til laster når de opererer i steady state (stasjonær tilstand)
- Evnen til å motstå unormal undertrykkelse av spenning
- Parametere i MG slik som jordingsplanen, kortslutningsimpedans, spenningsregulatorer, konfigurasjon av vern, samt automasjonsordning
- Målinger, informasjonsutveksling, samt kontrollsystem og tilhørende krav
- Den tillate dynamiske stabilitetsgrensen og kapasiteten reservert for framtiden

Karakteristikk for frekvensrespons [35]:

Drift i frakoblet tilstand krever teknisk støtte og en oversikt over lasten. Converter-systemet (omformerstyringen) må gi responskarakteristikk som er den samme som når MG er i tilkoblet tilstand. MG frekvensrespons skal justere aktiv effekt av DERs i henhold til kapasiteten gjennom droop control, lagringsenheter og ordninger for lastregulering. Dette for å begrense frekvensavvik innenfor det som er akseptabelt i frakoblet tilstand.

Følgende krav gjelder for frakoblet tilstand [35]:

- Under design-fasen av MG skal kravet til balansen av aktiv effekt vurderes slik at frekvensen kan justeres innenfor en bestemt rekkevidde
- Tilstrekkelig ledig kapasitet skal være reservert
- Den forbigående stabiliteten skal opprettholdes når store lastsvingninger forekommer, når DER-enhet(er) er ute av drift eller når andre interne feil oppstår.

## 5.3 Endring i driftstilstand: tilkoblet tilstand $\leftrightarrow$ frakoblet tilstand

Det kan sies å være to typer av endring av driftstilstand: 1) tilsiktet endring av tilstand og 2) utilsiktet endring av tilstand. I tilsiktet endring av tilstand kreves det at MG frakobles distribusjonsnettet sømløst og problemfritt. Når det oppstår en feil i nettet og mikronettet kobles ut, kalles det en utilsiktet endring i tilstand.

Tilknyttet tilstand  $\rightarrow$  frakoblet tilstand (øydrift) [35]:

Når DER kan forsyne alle lastpunktene i MG og MG skal kobles fra distribusjonsnettet for å gå over til øydrift på grunn av økonomiske grunner eller annet, kalles dette tilsiktet frakobling. Bistand i relatert til både spenning og frekvens vil være viktig. Dette er for å unngå svingninger i spenning og frekvens.

Frakoblet tilstand → tilkoblet tilstand [35]:

Når MG er i frakoblet tilstand, skal et MG på hvilket som helst spenningsnivå overvåke spenning og frekvens i distribusjonsnettet i sanntid. Når disse er tilbake på et normalt nivå, kan MG kobles tilbake i tilkoblet tilstand.

## 5.4 Isolert driftstilstand

Et MG som driftes i isolert tilstand er et spesialtilpasset, uavhengig kraftsystem som arver den originale MG-karakteristikken der målet er å opprettholde spenningskvaliteten og å forsikre påliteligheten for kraft i et uavhengig/sidestående system der store mengder med fornybare energikilder er installert. Det er fysisk adskilt fra et distribusjonsnett, og har aldri mulighet til å kobles til distribusjonsnettet.

### 5.4.1 Struktur

Et isolert mikronett består hovedsakelig kun av DERs, lastpunkter, kontroll- og overvåkingssystem. Ettersom det aldri kobles til et overordnet nett, finnes det ikke POC.

Strukturen i et isolert MG skal imøtekomme følgende krav [35]:

- Forsikre en sikker og stabil drift av systemet
- Aldri stoppe forsyning til viktige lastpunkter, hvis disse eksisterer
- Forbedre økonomien i systemet dersom mulig

Kapasiteten i et isolert mikronett bør være 120-150% av tunglasten i systemet [35], ettersom det aldri vil være mulighet for å koble seg til et overordnet nett for ekstra forsyning.

### 5.4.2 Drift og kontroll

Tatt i betraktning at EMS aldri vil utveksle informasjon med et overordnet nett, består oppgavene til EMS hovedsakelig av å kontrollere DERs, sørge for kraftbalanse og koordinasjon blant de varierende enhetene i systemet [35]. Med kraftbalanse menes et stabilt og korrekt forhold mellom produksjon og forbruk.

Det må være minst én energikilde med eksepsjonell pålitelighet for å opprettholde stabiliteten i spenning og frekvens, ettersom det ikke er mulig å koble til et overordnet nett. Når frekvensen er unormal, skal DER respondere deretter for å sikre god spenningskvalitet og pålitelighet. I unormal tilstand, skal dessuten lagringssystemet kunne gi tilstrekkelig aktiv effekt for å redusere avvik i frekvensen [35].



## 6 Planlegging av mikronett

Den høye investeringskostnaden som ofte kommer med et mikronett er en stor hindring for omfattende og rask distribusjon av teknologien. Mikronett, som opprinnelig ble introdusert for å effektivisere drift og kontroll av et større innslag av DERs i distribusjonsnett, tilbyr enestående økonomiske og pålitelige fordeler til strømkundene [39]. Disse fordelene må imidlertid granskes og sammenlignes med mikronettets investeringskostnad for å sikre en komplett avkastning og videre rettferdiggjøre distribusjonen av mikronettet [39]. En nøyaktig vurdering av mikronettets økonomiske fordeler er en utfordrende oppgave på grunn av de usikre data som er involvert i vurderingen. Effektive planleggingsmodeller vil derfor være nødvendig for å sikre mikronettets økonomiske bærekraft [39].

Ved planlegging av et mikronett er det viktig å vurdere både samfunns- og bedriftsøkonomiske aspekter. Dette belyses nærmere i kapittel 10.4.

### 6.1 Systematikk ved integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet

Sintefs Planleggingsbok for kraftnett definerer en planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet [40]. Systematikken er basert på den generelle systematikken for planlegging av kraftnett, men er tilpasset de spesielle utfordringene knyttet til distribuert produksjon [41]. Fra 1. januar 2010 har alle nettselskap plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og, om nødvendig, investere i nettanlegg. Tilknytningsplikten innebærer at når det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til eksisterende nett, må nettkonsesjonæren utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i nettanlegg [41]. Dette finansieres gjennom anleggsbidrag og/eller tariffing.

Planleggingsprosessen og analysene som utføres i den forbindelse må utvides/endres til å inkludere nye problemstillinger, slik som [41]:

- Hva er potensialet for distribuert produksjon i et gitt område?
- Hvor mye distribuert produksjon kan tilknyttes det eksisterende nettet?
- Hvordan vil integrasjon av distribuert produksjon påvirke lastflyt og spenningsforhold?
- Hvilke fordeler vil integrasjon av distribuert produksjon kunne ha?

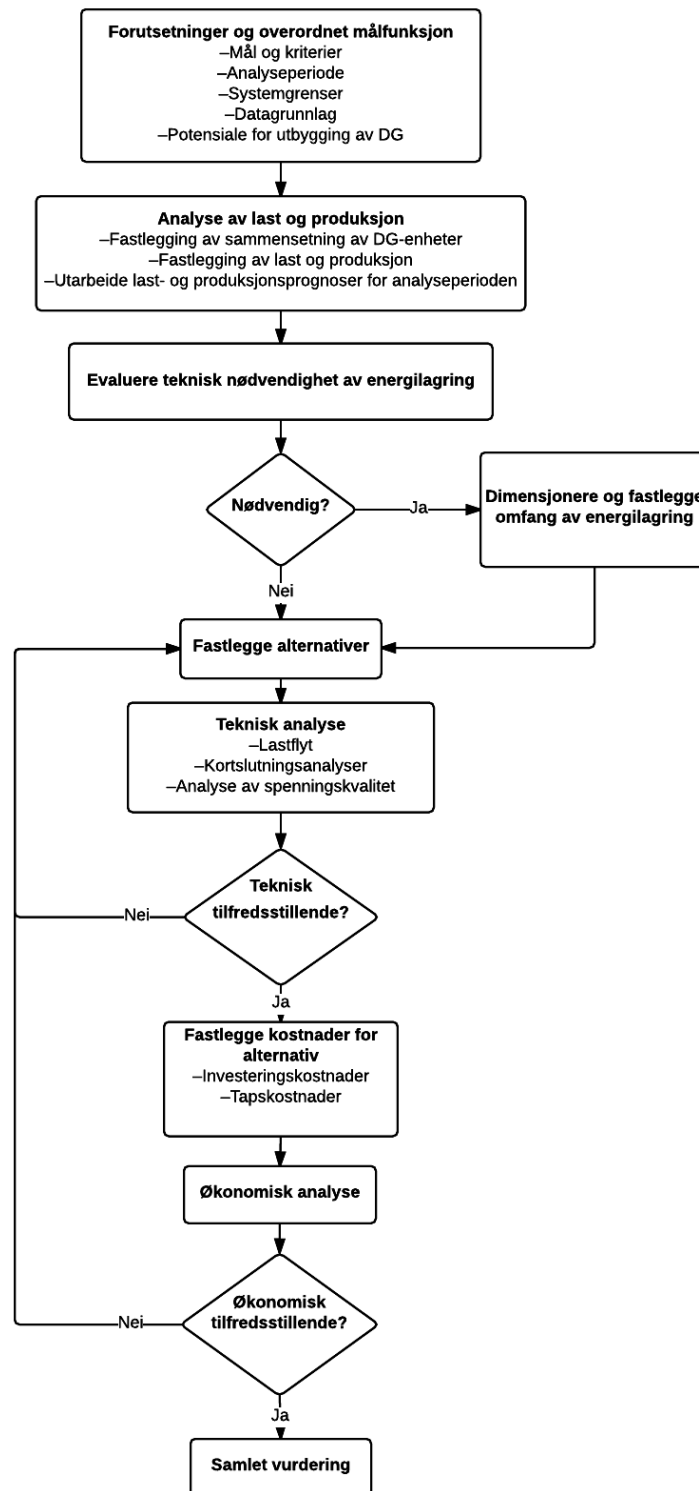
For at modellen skal bli enda mer spesifikk og bedre tilpasset for mikronett vil det i tillegg være nødvendig med utvidelser som vurderer følgende:

- Optimal (teknisk-økonomisk) sammensetning av distribuerte produksjonsenheter
- Evaluere nødvendigheten av energilagingsenheter
- Dimensjonering av energilagingsenheter dersom nødvendig

En annen faktor som bør vurderes i planleggingsfasen av et mikronett er spotprisen. Spotpris vil være viktig i lønnsomhetsbetraktninger ved investering i distribuert produksjon. En annen utfordring i planleggingsmetoden er at det er lave spenninger i timer med tunglast (på vinteren) og høye spenninger på sommeren når det er stor lokal produksjon. Dette må derfor betraktes i punktet om optimal sammensetning av distribuerte produksjonsenheter. I Norge er det store variasjoner på vær og vind mellom sommer og vinter. Det vil være hensiktsmessig med en sammensetning av DG som utfyller hverandre. Ettersom kapasiteten til solkraft

varierer mye over året, må det tillegg installeres en produksjonsenhet som vil være gunstig gjennom vinterhalvåret.

Basert på planleggingssystematikken for integrasjon av DG fra Sintef og utvidelser gjort spesifikt for mikronett, kan planleggingsmodellen oppsummeres i et flytskjema som vist i **Figur 9**:



**Figur 9** Flytskjema for planleggingssystematikk

## 6.2 Usikre variabler i mikronett

Langsiktige lastprognoser er en stor kilde til usikkerhet i et mikronett [39]. Den faste lasten kan anslås med en akseptabel nøyaktighet. Den fleksible, variable lasten kan derimot ikke anslås like enkelt, ettersom den avhenger av variasjoner i pris på timesbasis, værforhold og kundens avgjørelser [39]. Varierende produksjon av fornybar energi er enda en kilde til usikkerhet. En høy andel av fornybare energikilder, ofte fra sol eller vind, blir brukt i mikronett. Dette vil gi stor variasjon i produksjon. Tilgjengeligheten av variabel fornybar produksjon følger ikke et typisk repeterende mønster i den daglige driften av et mikronett, slik at den nøyaktige prognosen av variabel produksjon er utfordrende ettersom den i stor grad varierer med området og værforhold [39].

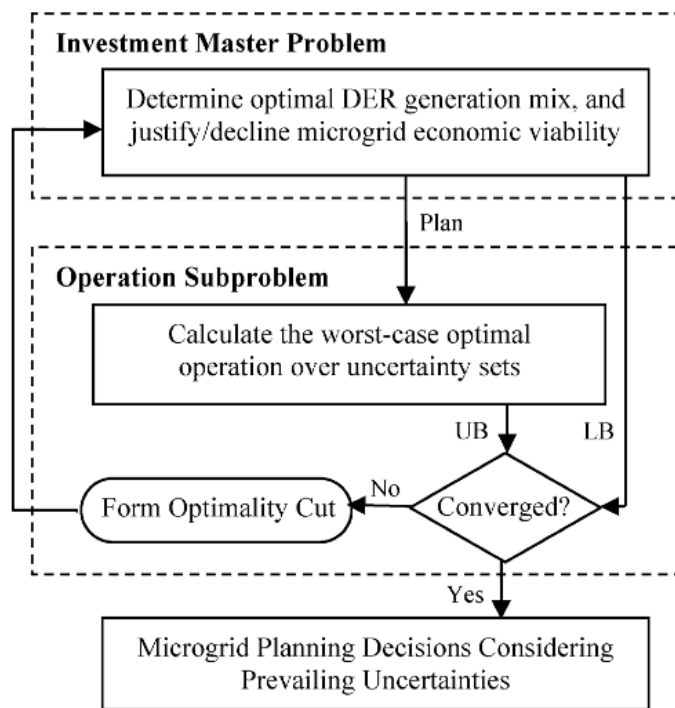
Prognoser av markedsprisen kan også være med på å implisere en stor andel feil ettersom mange usikre faktorer er involvert i prognoseprosessen, inkludert tilbud fra produsenter, tap i overføring og nett, samt kunders deltagelse gjennom respons på markedsprisen. Markedsprisen (for eksempel elektrisitetsprisen i sanntid) er den mest signifikante kilden til usikkerhet i planleggingen av et mikronett ettersom den i stor grad påvirker satsningen og bruken av DERs [39].

Den siste nevneverdige usikkerhetsfaktoren er øydrift. Et mikronett vil endres til øy-drift dersom det er en forstyrrelse i distribusjonsnettets, men kobles inn igjen når denne feilen er rettet opp. Varigheten av en slik feil vil være uvisst. Selv om mikronett sjeldent bytter til øydrift, kan det likevel være store sosiale kostnadsbesparelser og lastpunkt pålitelighets forbedringer dersom det oppstår store avbrudd (for eksempel under naturkatastrofer), noe som kan rettferdiggjøre mulighet for å designe mikronettet med mulighet for øydrift som en del av planleggingen [39].

## 6.3 Funksjoner i planleggingen

Mikronett tilbyr store fordeler til strømkunder i henhold til pålitelighet og økonomi. DERs gir rimeligere energi sammenlignet med energien som kjøpes fra det overordnede nettet, spesielt i timer med topplast når markedsprisen ellers er høy [39]. Et mikronett vil derfor ha store fordeler av å produsere elektrisk kraft i timer med topplast for å forsyne de lokale sluttkundene og selge overflødig kraft til distribusjonsnettets.

Figur 10 beskriver flytskjema av en foreslått planleggingsmodell der opprinnelig planleggingsproblem er dekomponert til investeringsproblem som hovedproblem, og drift som delproblem. Figur 10 og de tilhørende funksjoner for planleggingsmodellen er hentet fra IEEE og artikkelen ”Microgrid Planning Under Uncertainty” fra 2014 der det foreslås en model for planlegging av mikronett ved usikkerhet [39].



Figur 10 Flytskjema for planleggingsmodellen med usikre parametere [39]

Spesifikke funksjoner i den foreslåtte planleggingsmodellen er listet som følger [39]:

- Beslutning om investeringen i mikronett: Den foreslåtte modellen vil avgjøre om mikronettets inntekter vil være i stand til å gi avkastning på investeringskostnadene for DER, samt begrunne eller avslå den økonomiske bærekraften av å distribuere mikronettet
- Optimalt valg av DER: Den optimale sammensetningen av produksjonsressurser (DERs) for å minimere totale planleggingskostnader fastlegges i den foreslåtte modellen basert på økonomiske og pålitelighetsmessige faktorer, og skal i tillegg muliggjøre en problemfri overgang til øydrift.
- Inkludering av usikre faktorer: Det er vedtatt en solid tilnærming til optimalisering for å innlemme feil fra lastprognoser, fornybar produksjon, markedspriser og usikkerheten rundt øydrift.
- Tidsmessige faktorer: Kortsiktig drift inkluderer drift av DERs på timesbasis og interaksjonen mellom mikronettet og distribusjonsnettet. Langsiktige oppgaver inkluderer avgjørelser i henhold til investeringer i DERs. Den kortsiktige driften og de langsiktige oppgavene utføres hver for seg med hjelp av en dekomponeringsmetode, deretter blir de linket via optimale snitt fra delproblemet om drift (operation subproblem). Videre skiller dekomponeringsmodellen den usikre fysiske og finansielle informasjonen med deterministiske investeringsvariabler.
- Betraktning av mikronett i øydrift: En vesentlig fordel med mikronett er muligheten for øydrift, dermed er denne funksjonen effektivt innlemmet i modellen. Den forbedrede påliteligheten som tilbys av mikronett med øydrift overføres til økonomiske vilkår ved



hjelp av VOLL<sup>i</sup>/KILE. Kostnadene fra ikke levert energi er inkludert i målfunksjonen til planleggingsmodellen for vurdering av pålitelighet.

VOLL som beskrives her vil ha de samme intensjonene som KILE har i norsk sammenheng. KILE, eller kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi er en insentivregulering som skal gi nettselskapene økonomisk motivasjon til riktig ressursallokering innenfor de rammer og vilkår som ellers er gitt av myndighetene [42]. Kostnaden av ikke levert energi, som representerer mikronettets pålitelighet, er definert som mengden avbrutt last ganger verdien av tapt last (KILE). KILE er energiprisen for kompensering av avbrudd hos forbrukere, som avhenger av flere faktorer –blant annet type forbruker, mengden og varigheten av avbruddene samt tidspunktet for avbrudd. En høyere KILE tilsvarer mer kritisk last [39].

Denne oppgaven vil videre studere et case av Fredrikstad Energi sitt prosjekt på Hvaler. Her er det sett på tekniske og økonomiske aspekter i planleggingssammenheng ved innføring av DG og energilagringsteknologi i eksisterende nett.

---

<sup>i</sup> VOLL, value of lost load



## 7 CASE Hvaler

### 7.1 Introduksjon

Hvaler kommune har i overkant av 4000 fastboende innbyggere, men med et høyt antall fritidsboliger i kommunen kan det antas at det i enkelte perioder om sommeren oppholder seg så mange som 30.000 mennesker på Hvaler [43]. Det er derfor store utfordringer knyttet til infrastrukturen og kapasiteten i det eksisterende kraftnettet i løpet av sommermånedene. Et smart og fleksibelt strømnnett antas å være et godt og effektivt tiltak for Hvaler. Fra januar 2015 innførte Enova støtte for anskaffelse av lokal energiproduksjon, blant annet for sol og vind. Samtidig blir solcelleteknologien stadig rimeligere, noe som gjør slike installasjoner attraktivt for privatpersoner. I Hvaler er det flere strømkunder som har valgt å gå til innkjøp av solcelleanlegg.

Hensikten med casen er å se hvordan et mikronett kan planlegges i dette området, ettersom det forventes at sluttbrukere i større grad vil installere distribuert produksjon i tiden som kommer. Et eksisterende kraftsystem fra Hvaler brukes som utgangspunkt og et mikronett kan simuleres ved å sette inn generatorer i kretsen som lokal produksjon.

Planleggingssystematikken i casen er basert på Planleggingsbok for kraftnett og kapitlet om Systematikk ved integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet. Strukturen er basert på flytskjema i Figur 9, der kapittel 0 definerer forutsetninger og mål, samt fastsetter alternativer. Kapittel 9 betrakter de tekniske analysene og kapittel 10 fastlegger kostnadene, betrakter de økonomiske analysene, samt gir en samlet vurdering.

### 7.2 Smart Energi Hvaler

Smart Energi Hvaler (SEH) er et program som omfatter og inkluderer alle forsknings-, utviklings- og innovasjonsaktiviteter med tilknytning til energisektoren på Hvaler [44]. Det ble etablert av Fredrikstad Energi, Hvaler kommune og forskningsmiljøet NCE Smart Energy Markets. SEH skal være en demonstrasjonsarena som skal belyse ulike fremtidsscenarioer, internasjonale veikart og gi nye ideer om aktuelle satsingsområder fremover. Gjennom SEH-programmet er det installert 6800 AMS-målere fra Kamstrup som var operative fra november 2011 [45]. Dette har gitt store mengder målerverdier og korrekte timesverdier som kan benyttes i sammenheng med nettplanlegging. Disse timesverdiene er videre importert til NETBAS, hvor det kan kjøres lastflytberegninger og analysere oppførselen til nettet basert på disse eksakte belastningsdataene.

### 7.3 NETBAS

Powel NETBAS er et GIS-basert nettinformasjonssystem som blant annet kan brukes som støtte til planlegging og analyse av nett [46].

Databasen til NETBAS inneholder tekniske data om kraftlinjer, kabler, transformatorer, generatorer, kondensatorbatteri, samt data for produksjon og last under ulike lastsituasjoner. I denne casen ble det benyttet en prototyp av NETBAS som regner med timesverdier som grunnlag for last.



## **8 Planleggingssystematikk for integrasjon av solkraft på Hvaler**

### **8.1 Forutsetninger og overordnet målfunksjon**

–Mål og kriterier: Analysere hvilken påvirkning distribuert produksjon vil ha i nettet. Det er forventet at flere av abonnentene i systemet ønsker å installere lokale produksjonsenheter, blant annet fra sol, så det er ønskelig å være forberedt på konsekvensene av dette. Casen går ut på å finne aktuelle alternativ med akseptable tekniske krav der totalkostnadene er minimert.

Teknisk løsning skal overholde FoL, samt termiske grenseverdier i linjer og transformator.

Distribuert produksjon vil i denne analysen være fra solkraft og solcellemoduler. Det er foreløpig ikke mulig å gjøre beregninger i NETBAS der solceller er en egen komponent med alle de tekniske egenskaper som følger med, men i denne casen blir det gjort en tilnærming ved å justere produsert energi over døgnet og over året. Det har ikke blitt tatt hensyn til virkningsgrad (se kapittel 2.4 om solceller og solenergi) eller usikkerheten om værforholdene generelt. Dette kan gi usikkerhet i resultatene, ettersom en definert systemvirkningsgrad hadde redusert ytelsen til solcellemodulen sammenlignet med de justerte variasjonene over døgnet og året.

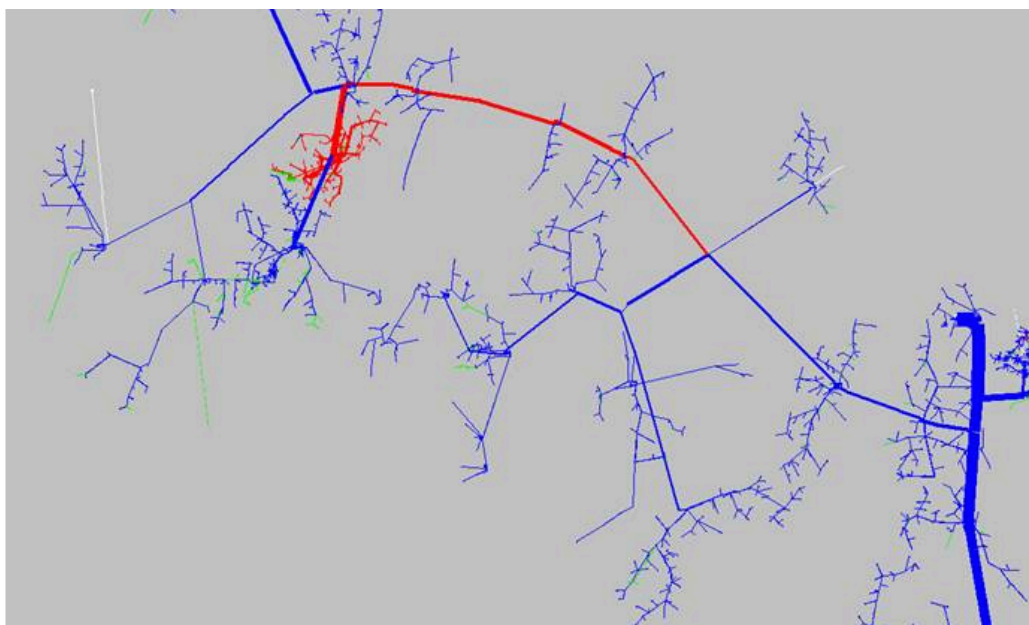
Kostnadene som inkluderes i den økonomiske analysen er investeringskostnader og tapskostnader. Drift- og vedlikeholdskostnader, avbruddkostnader og flaskehalskostnader antas like for alle alternativene, og er derfor ikke tatt med i videre beregninger.

#### **Analyseperiode**

Case Hvaler innebærer planlegging der distribuert produksjon skal integreres i systemet. Planlegging av DG bør ha et langt perspektiv fordi investeringer i nett og produksjon har lang levetid [40]. For beregning av kapitaliserte tapskostnader brukes en analyseperiode på 20 år.

#### **Systemgrenser**

Installering av DG-enheter er planlagt i et tettbebygd område med husholdninger og noen hytter. Behovet for koordinering med overordnet nett antas som lavt, da lastflyt viser at den lokale produksjonen ikke vil påvirke verken høyspent distribusjonsnett, regionalnettet eller sentralnettet i særlig grad. Figur 11 viser effektflyten fra radialen som analyseres og videre innover til utenforliggende radialer i scenario 1 med maks produksjon. Blå linjer betyr at flyten går fra fordelingstransformatoren og utover i nettet. Røde linjer betyr at flyten går innover i nettet, det vil si at solcellene dekker mer enn lasten og tap i utenforliggende nett.



Figur 11 Oversikt Hvaler: flyt inn og ut i radialen

### Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold

Det er ikke kjent at investeringer eller reinvesteringer er planlagt i området.

### Potensial for utbygging av DG

Det er ikke kjent hvor mange abonnenter som kommer til å installere solcellepanel, men det er gode forhold for solkraft på Hvaler, og slik utviklingen har blitt er sannsynligheten stor for at flere av sluttbrukerne velger å installere dette.

Det er usikkert hvor mange abonnenter i systemet som vil installere DG, men i denne casen tas det utgangspunkt i at alle sluttbrukere installerer en DG-enhet. Det er definert 3 scenarier der alle abonnentene har produksjon fra solkraft. I tillegg er et scenario med en kollektiv forsyning av systemet definert, noe som er et sannsynlig design i et mikronett. Scenariene er som følger:

- Scenario 1: Alle abonnenter har installert solcellepanel på 5 kW. Total installert effekt blir 360 kW.
- Scenario 2: Alle abonnenter har installert solcellepanel på 3 kW. Total installert effekt blir 216 kW.
- Scenario 3: Alle abonnenter har installert solcellepanel på 2 kW. Total installert effekt blir 144 kW.
- Scenario 4: 18 solcellepanel på 20 kW fordelt på de sterkeste abonnentene. Total installert effekt blir 360 kW.

Mer om de ulike scenariene i kapittel 8.3.

## 8.2 Analyse av last og produksjon

### 8.2.1 Last

Nettet må være dimensjonert for å takle en topplastsituasjon. I 2013 var topplasten på 269,494 kW (22.01.13 time 19). Sum last i 2013 er 1077 MWh. Brukstiden for last er 3996 h.

Det er ikke forventet øking av last i analyseperioden.

### 8.2.2 Fastlegge sammensetning av DG-enheter

Småskala solkraft vil være en gunstig valg på Hvaler. Det ligger langt sør i Norge og innstrålingen vil være god i store deler av sommerhalvåret. Det ville i tillegg vært hensiktsmessig med en kilde som hadde bedre ytelse i vinterhalvåret, men dette vil ikke bli betraktet i caset.

### 8.2.3 Produksjon av solkraft

Tabell 2 viser en oversikt over installert produksjon fra solkraft i de forskjellige scenariene.

	Maks prod. pr. enhet	Maks prod. i systemet	Lokal produksjon totalt
Scenario 1	5 kW	5 kW*72=360 kW	387,81 (MWh/år)
Scenario 2	3 kW	3 kW*72=216 kW	232,67 (MWh/år)
Scenario 3	2 kW	2 kW*72=144 kW	155,12 (MWh/år)
Scenario 4	20 kW	20 kW*18=360 kW	387,81 (MWh/år)

Tabell 2 Installert produksjon

I NETBAS er det lagt inn en døgnvariasjon og en årsvariasjon, slik at generatorene ikke produserer maks effekt året rundt, og ikke gir like mye effekt over døgnet. Se Tabell 3. Produktet av variasjonsgraden over døgn og år vil si hvor mye effekt som kan genereres i et bestemt tidsrom. En maidag kl. 14 vil generatoren maksimalt kunne produsere  $0,4 \cdot 0,8 = 0,32$ , altså maksimalt 32 % av maksimal installert produksjon. Det vil si  $5 \text{ kW} \cdot 0,32 = 1,6 \text{ kW}$ . Videre vil det midt på dagen i januar maksimalt kunne produseres 5 %. Det er definert en døgnvariasjon, se Tabell 4, for lavlast (april–september) og høylast (november–mars). Reaktiv effekt og  $\cos(\varphi) = 1$ .

Måned	Årsvariasjon (%)
Januar	10
Februar	20
Mars	30
April	50
Mai	90
Juni	100
Juli	90
August	70
September	50
Oktober	30
November	20
Desember	10

Tabell 3 Årsvariasjon sol

	Døgnvariasjon høylast (%)	Døgnvariasjon lavlast (%)
Time 01	0	0
Time 02	0	0
Time 03	0	0
Time 04	0	0
Time 05	0	0
Time 06	0	5
Time 07	0	10
Time 08	0	30
Time 09	10	40
Time 10	20	60
Time 11	30	80
Time 12	40	100
Time 13	40	100
Time 14	30	80
Time 15	20	60
Time 16	10	40
Time 17	0	30
Time 18	0	10
Time 19	0	5
Time 20	0	0
Time 21	0	0
Time 22	0	0
Time 23	0	0
Time 24	0	0

Tabell 4 Døgnvariasjon sol

### 8.2.4 Datagrunnlag transformator

Merkeytelse	315 kVA
Merkespenning høyspent	18000 kV
Merkespenning lavspent	240 V

Tabell 5 Datagrunnlag transformator

### 8.3 Fastlegge alternativer

Opprinnelig kraftsystem brukes som referanse og settes til alternativ 0. Det utredes i tillegg to andre alternativ, som begge er tiltak for å optimalisere driften av mikronettet for de forskjellige scenariene. I alternativ 1 installeres det energilagring i systemet. Hensikten til en energilagring i et mikronett vil blant annet være å stabilisere kraftbalansen mellom last og produksjon slik at det ikke blir store overskudd av kraft midt på dagen når kraftproduksjonen fra sol er på topp og at det blir lite kraft til de tider på døgnet der innstrålingen ikke er sterk nok til å generere strøm. Den største utfordringen i denne casen er å holde spenningsverdiene på sommeren *lave nok*, altså slik at spenningen ikke overskrider grenseverdiene i FoL. Kriteriet til batteriet er derfor å sørge for at spenningen i systemet er



innenfor de gitte grenser. Batteriet blir derfor dimensjonert for de tidspunktene det vil være maksimal produksjon, for eksempel en junidag kl. 12.

Det er foreløpig ikke mulig å sette inn komponenter som batteri eller lignede i NETBAS, så dette er løst ved å ”smøre utover” produksjonsvariasjonen over døgnet og over året, slik at produksjonen av solkraft ikke hopper seg opp midt på dagen. Se Tabell 6. Dette vil altså være en tilnærming til et batteri og funksjonen det har i et mikronett.

	Døgnvariasjon batteri høylast (%)	Døgnvariasjon batteri lavlast (%)
Time 01	0	10
Time 02	0	20
Time 03	0	20
Time 04	5	20
Time 05	5	30
Time 06	10	30
Time 07	10	30
Time 08	10	30
Time 09	10	30
Time 10	10	30
Time 11	20	35
Time 12	20	40
Time 13	20	40
Time 14	20	35
Time 15	10	30
Time 16	10	30
Time 17	10	30
Time 18	10	30
Time 19	10	30
Time 20	5	30
Time 21	5	20
Time 22	0	20
Time 23	0	20
Time 24	0	10

**Tabell 6 Døgnvariasjon sol, med batteri**

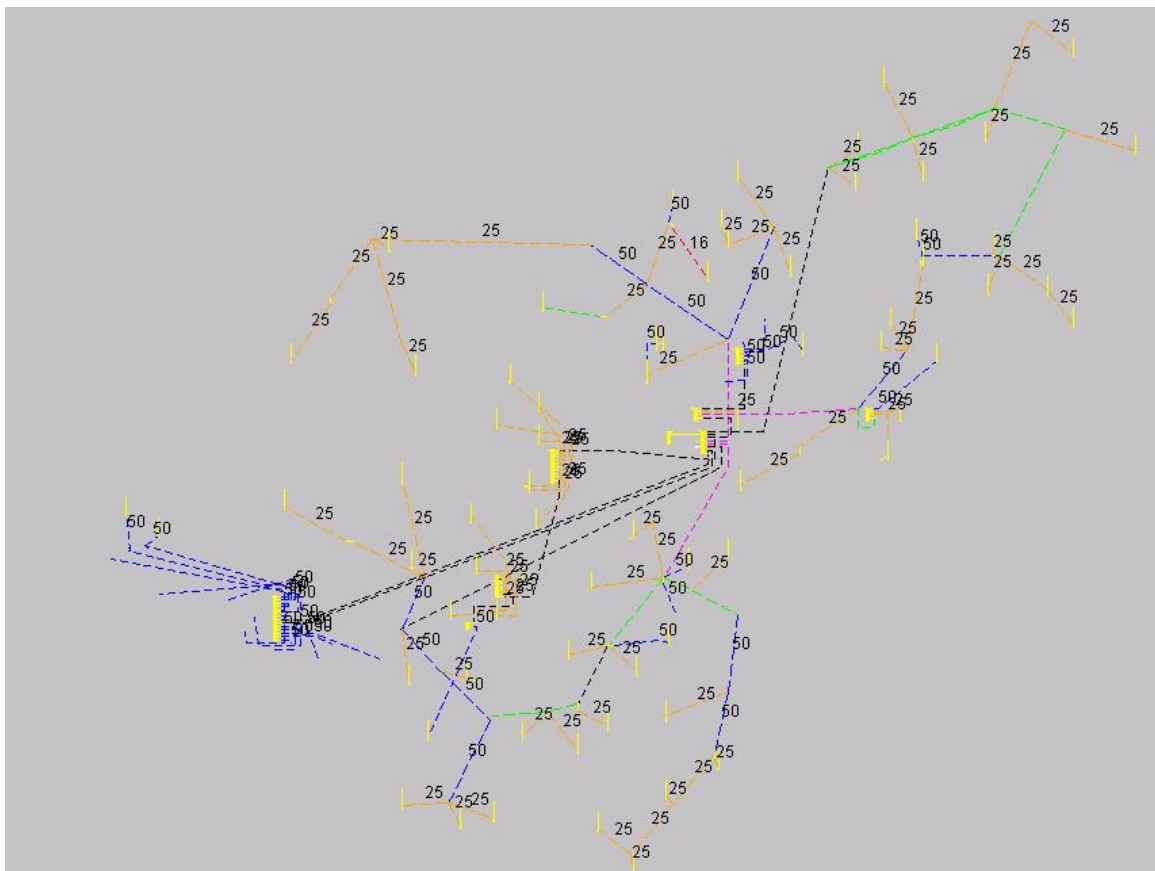
Batterienerne må være dimensjonert for å håndtere de største spenningstoppene som oppstår i sommerhalvåret. Minimumskravene til batteri (som plasseres i alle lastpunkt) blir derfor 12 kWh for scenario 1 og 4, og 2,8 kWh for scenario 2.

I alternativ 2 forsterkes overføringslinjer og kabler, og det analyseres hvordan det å forsterke nettet vil kunne gi bedre forhold i nettet. Nettet oppgraderes i de svakeste overføringslinjene, stort sett fra tverrsnitt på henholdsvis 25 mm<sup>2</sup> til 50 mm<sup>2</sup> og 95 mm<sup>2</sup>. Videre analyseres tap og spenninger i nettet. Figur 12 og Figur 13 viser tverrsnittene i nettet før og etter oppgraderingen.



**Figur 12** Oversikt: kabel eller hengekabel

Grønn farge indikerer kabel (KA), blå farge indikerer hengekabel (HK).



**Figur 13** Tverrsnitt før oppgradering

Et tredje alternativ er å definere en reaktiv effekt for produksjonsenhetene og videre justere denne. I NETBAS kan Q (reaktiv effekt) defineres som en prosentandel av produksjonen P. Det simuleres med  $\cos(\varphi) = 0,97$ . Dette vil si at det forbrukes en reaktiv effekt som tilsvarer 25 % av produksjonen.



## 9 Teknisk analyse

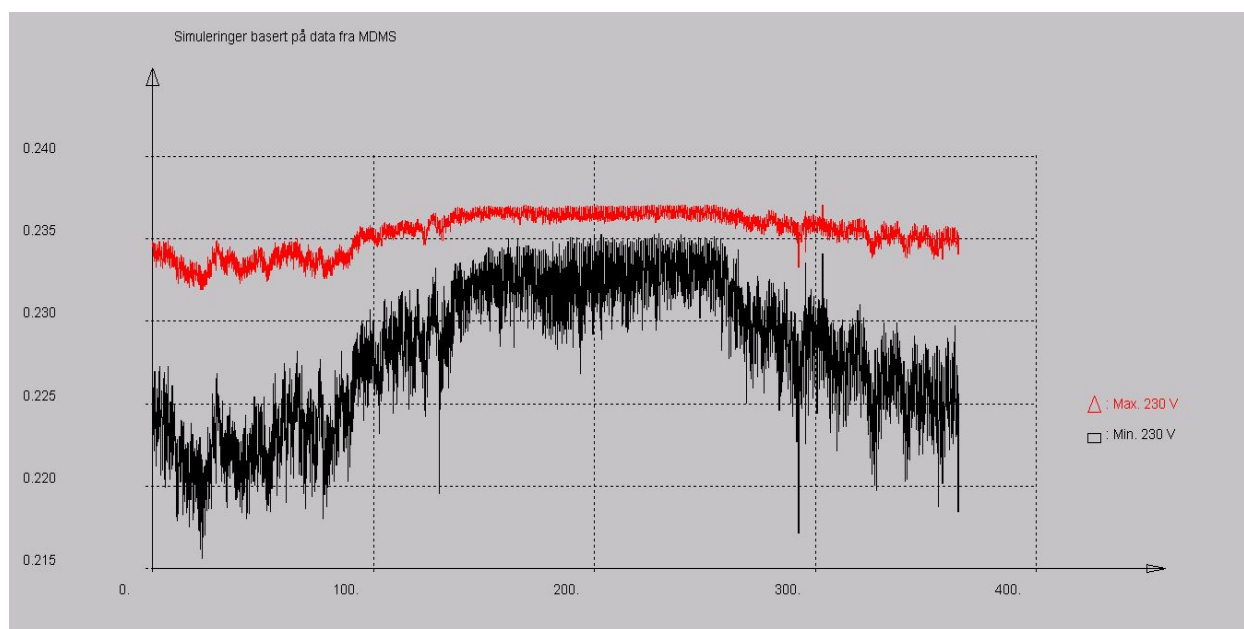
De tekniske analysene skal bestemme om alternativene i hvert scenario er mulige med hensyn til spenninger og belastning av kabler/linjer og i tillegg legge grunnlaget for å finne kostnader for de ulike alternativene. Det vil bli sett nærmere på lastpunkt 6108560680 og 610859031, da disse har vist seg å være henholdsvis et utpreget svake og sterke punkter i kretsen. Alternativ 0 analyseres for alle de fire scenariene. Alternativ 1 analyseres for scenario 1 og 2, alternativ 2 analyseres for scenario 1 og 2. Det er ikke nødvendig å analysere alternativ 1 og 2 for scenario 3 og 4, ettersom disse scenariene overholder grenseverdiene i referansealternativet. Alternativ 3 analyseres kun for scenario 1.

### 9.1 Eksisterende kraftsystem (anno 2013)

Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	1108 MWh	-	1077 MWh	31 MWh	
Tunglast Januar time 19	282 kW	-	269 kW	13 kW	93%
Sommerdag Juli time 12	57 kW	-	56 kW	1 kW	18%

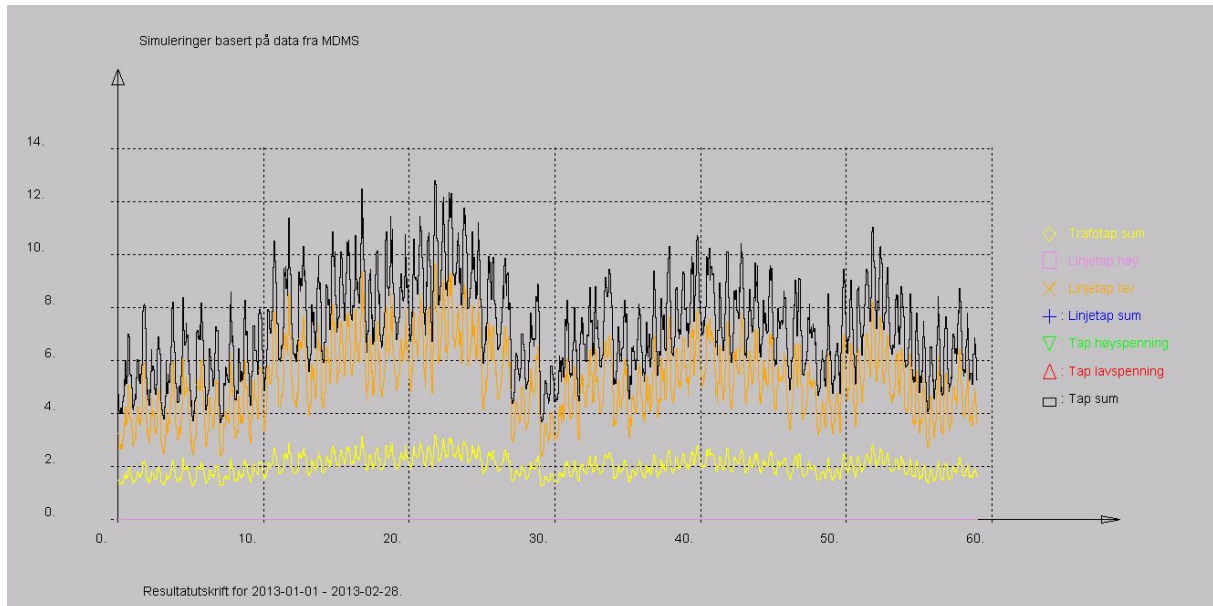
Tabell 7 Resultater fra lastflyt, eksisterende nett



Figur 14 Systemets minimum og maksimum spenning

Figur 14 viser systemets minste og største spenning i løpet av året 2013. Spenningsverdiene er naturlig nok lavest i de kaldeste månedene når det også er størst last. y-aksen har benevning kV, x-aksen har benevning døgn.

Figur 15 viser tapene i systemet i januar og februar. Ser av grafen at tapene i overføringslinjene varierer veldig mye fra dag til natt. y-aksen har benevning kW, x-aksen har benevningen døgn.



Figur 15 Sum tap i linjer og trafo

## 9.2 Scenario 1 (5 kW PV installert)

Scenario 1 analyseres for alternativ 0, alternativ 1, alternativ 2 og alternativ 3.

Scenario 1 tar utgangspunkt i oppbyggingen til det eksisterende kraftsystemet der det settes inn lokal produksjon i form av solcellemoduler hos hver og en av de 72 abonnentene. Lastflyt med alternativ 0 og 3 overholder ikke krav til spenningskvalitet, men alternativ 1 og 2 er innenfor grenseverdiene og overholder overføringsevne for scenario 1.

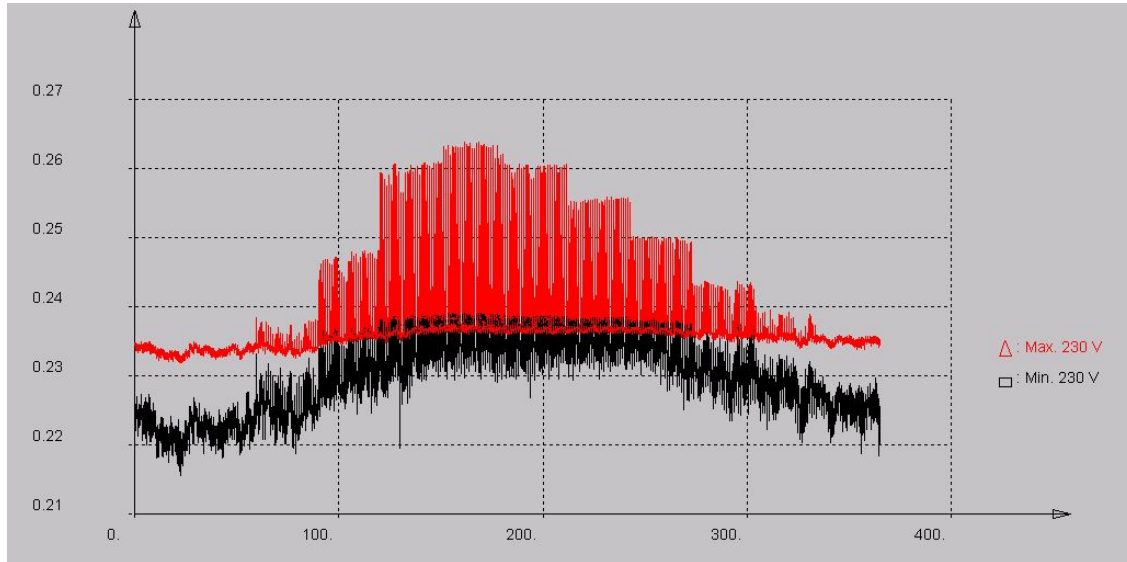
### 9.2.1 Analyse med alternativ 0: Referanse

Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskinen	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	720 MWh	388 MWh	1077 MWh	31 MWh	
Tunglast januar time 19	282 kW	-	269 kW	13 kW	93%
Sommerdag juni time 12	-269 kW	359 kW	79 kW	12 kW	87%

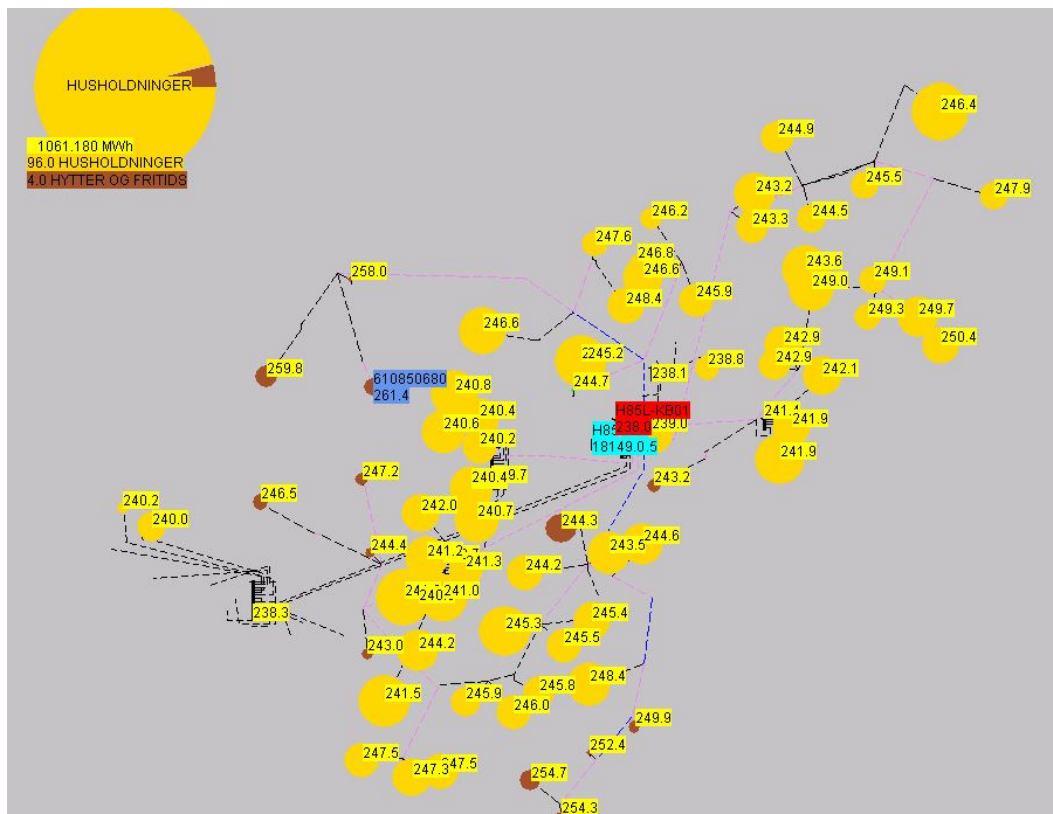
Tabell 8 Resultater fra lastflyt, scenario 1

Figuren under viser minimum og maksimum spenning i systemet over året. Minimum spenning er nokså lik profilen til spenningsprofilen i referanse-alternativet uten sol. Maksimum spenning varierer kraftig over året, og den er tydelig størst i sommermånedene der det genereres mye solkraft. Produksjonen er såpas stor at spenningen blir over 260V, noe som er langt over hva som kan tillates i henhold til spenningskvalitet og FoL.



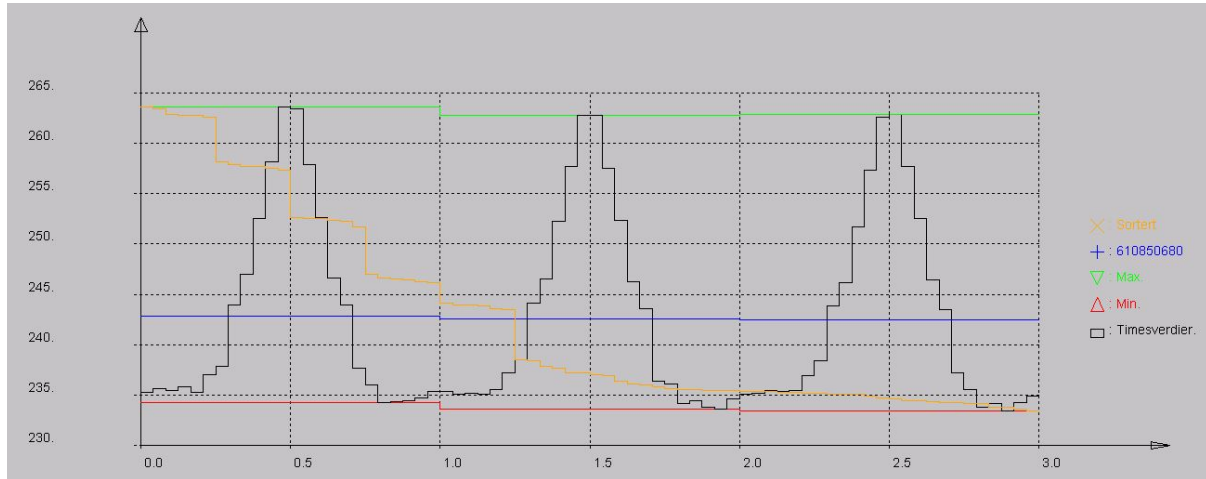
Figur 16 Minimum og maksimum spenning i systemet

Figuren nedenfor viser hvilken type abonnent som er tilknyttet hvert lastpunkt med tilhørende spenning en junidag. Gul farge er husholdning og brun farge er hytte. Størrelsen på sirkelen indikerer størrelsen på energiforbruket til hvert enkelt lastpunkt. De aller største spenningene (V) er der hvor det er hytter med nokså lavt energiforbruk.

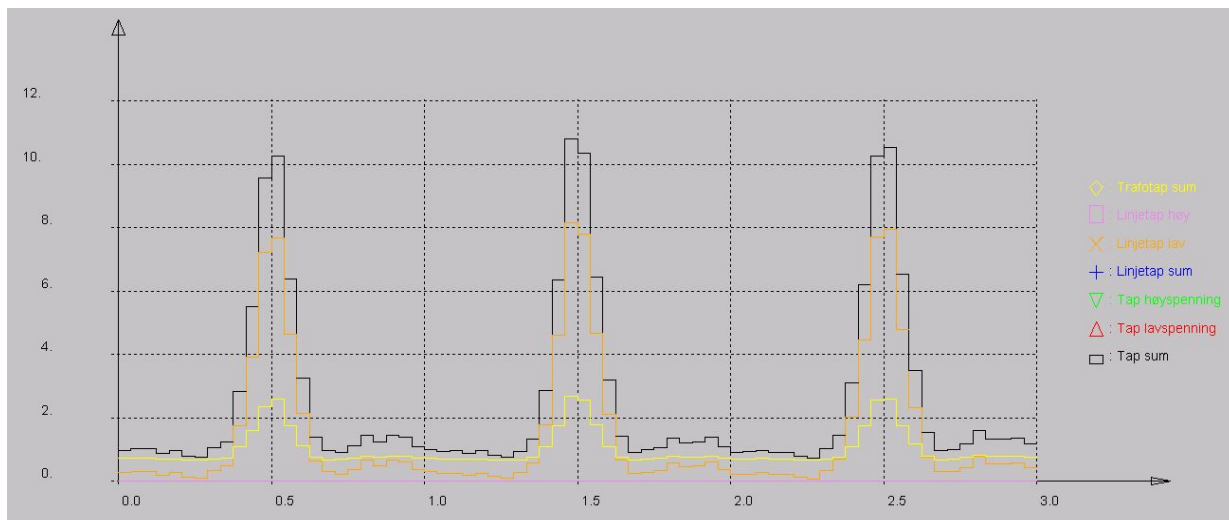


Figur 17 Spenningsoversikt Haler, junidag

Figur 18 viser spenningsprofilen for tre dager i juni for det aller verste punktet fra Figur 17 over, lastpunkt 610850680. Spenningen varierer voldsomt over døgnet, noe som ikke er holdbart. y-aksen har benevning V (volt), x-aksen har benevning døgn.



**Figur 18 Spenningsprofil 610850680**



**Figur 19 Tap linjer og trafo**

Figur 19 viser sum tap i linjer og trafo 14.-16.juli 2013. Summen av tapene er størst midt på dagen, altså når solcellene har høyest produksjon. y-aksen har benevning kW, x-aksen har benevningen dager.

## 9.2.2 Analyse med alternativ 1: Batteri

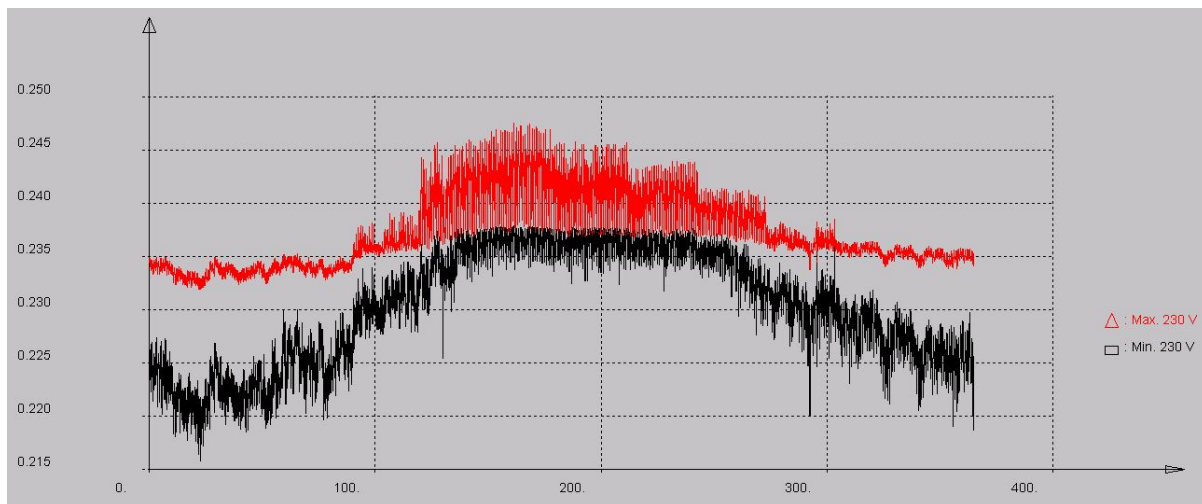
Resultater fra simulering med timesverdier:



	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	714 MWh	388 MWh	1077 MWh	25 MWh	
Tunglast Januar time 19	278 kW	4 kW	269 kW	13 kW	91%
Sommerdag Juni time 12	-63 kW	144 kW	79 kW	2 kW	21%

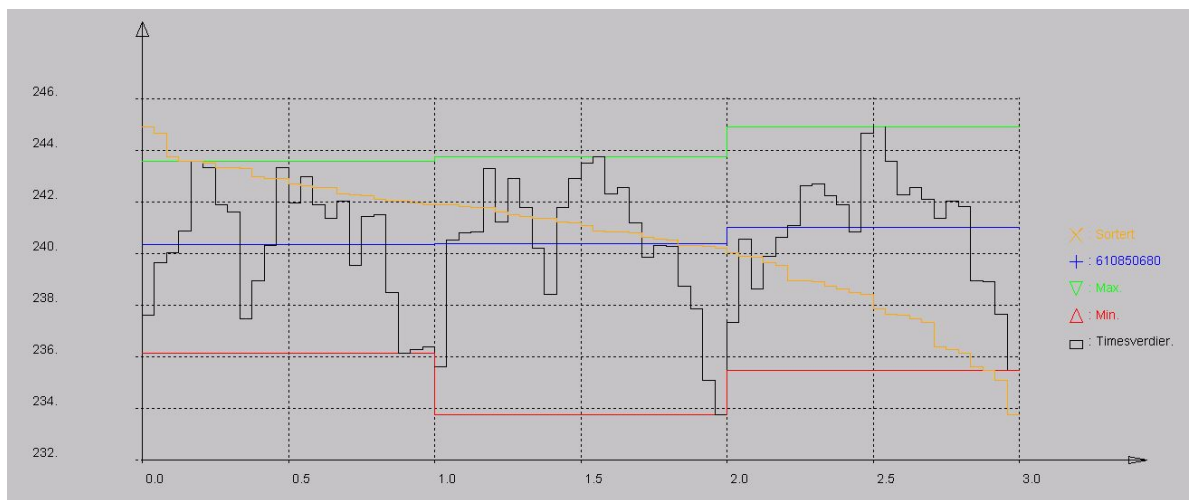
Tabell 9 Resultater fra lastflyt

Figur 20 viser spenningsprofilen over året, både minste og største spenning registrert. Spenningsbåndet for minste spenning er nokså lik som for alternativ 0, men spenningsbåndet for maksimum spenning har flatet ut og blitt mye jevnere enn alternativet over.



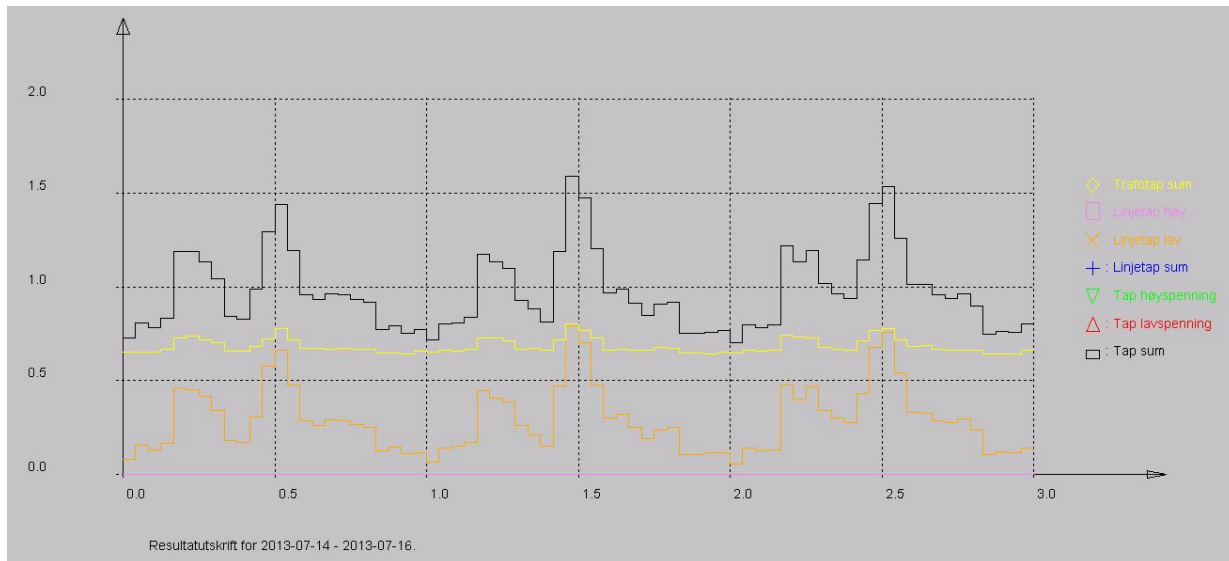
Figur 20 Minimum og maksimum spenning i systemet

Figur 21 viser spenningsprofilen til punktet 610850680 for tre dager i juli som var det punktet med spenning på 263V i alternativ 0. Med batteri har spenningsverdiene i dette punktet bedret seg veldig.



Figur 21 Spenningsverdier i lastpunkt 610850680

Figur 22 viser sum tap i linjer og trafo for samme periode som spenningsprofilen i Figur 21. Tapene er små og nokså jevne utover døgnet. y-aksen har benevning kW, x-aksen har benevningen døgn.



Figur 22 Sum tap i systemet

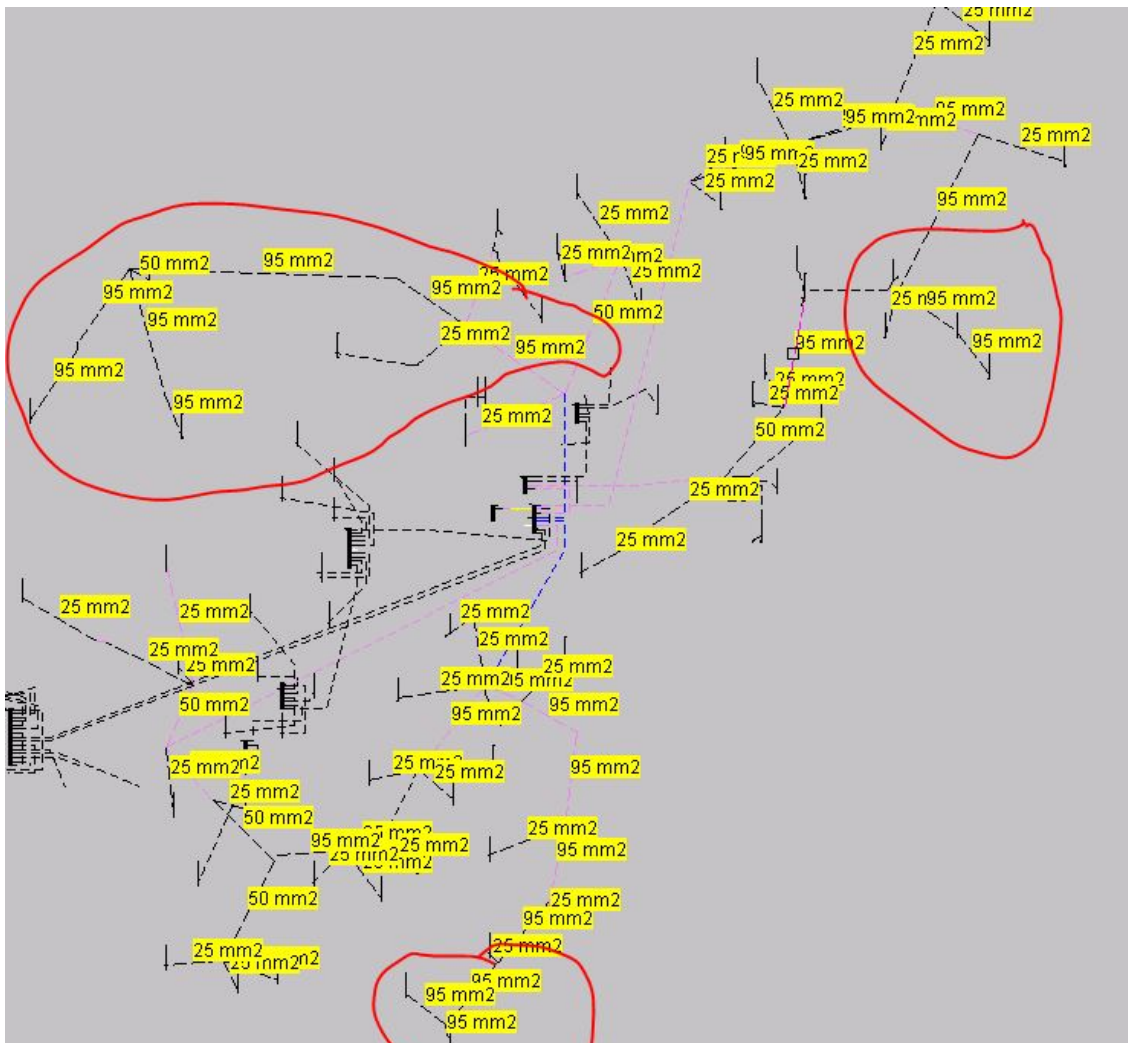
### 9.2.3 Analyse med alternativ 2: Oppgradert nett

Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	719 MWh	388 MWh	1077 MWh	30 MWh	
Tunglast Januar	282 kW	–	269 kW	13 kW	93 %
Sommerdag Juni time 12	-270 kW	360 kW	79 kW	11 kW	87 %

Tabell 10 Resultater fra lastflyt

Figur 23 viser hvilke overføringskabler som ble oppgradert, de fleste fra 25mm<sup>2</sup> til 95mm<sup>2</sup>.



Figur 23 Oppgraderte kabelverrsnitt

Årsaken til at akkurat disse kablene ble byttet ut var at spenningen i disse områdene var for høy før oppgraderingene ble utført. De svakeste kortslutningsstrømmene finnes også i disse områdene av systemet.

Maksimale spenningsverdier (V) i systemet ble etter oppgraderingen innenfor grensen. Se Figur 24.



Systemets maksimale spenning er over 250 V noen få timer i løpet av juni og juli, men er ellers under grenseverdiene.

#### 9.2.4 Analyse av alternativ 3 (justering av reaktiv effekt):

I beregningene gjort under er  $\cos(\varphi) = 0,97$ , det vil si at det forbrukes reaktiv effekt (Q) som tilsvarer 25 % av produksjonen.

Sjekk av energibalanse / sammenligning av data.

Aktuelt datasett : H85-SOL-COS

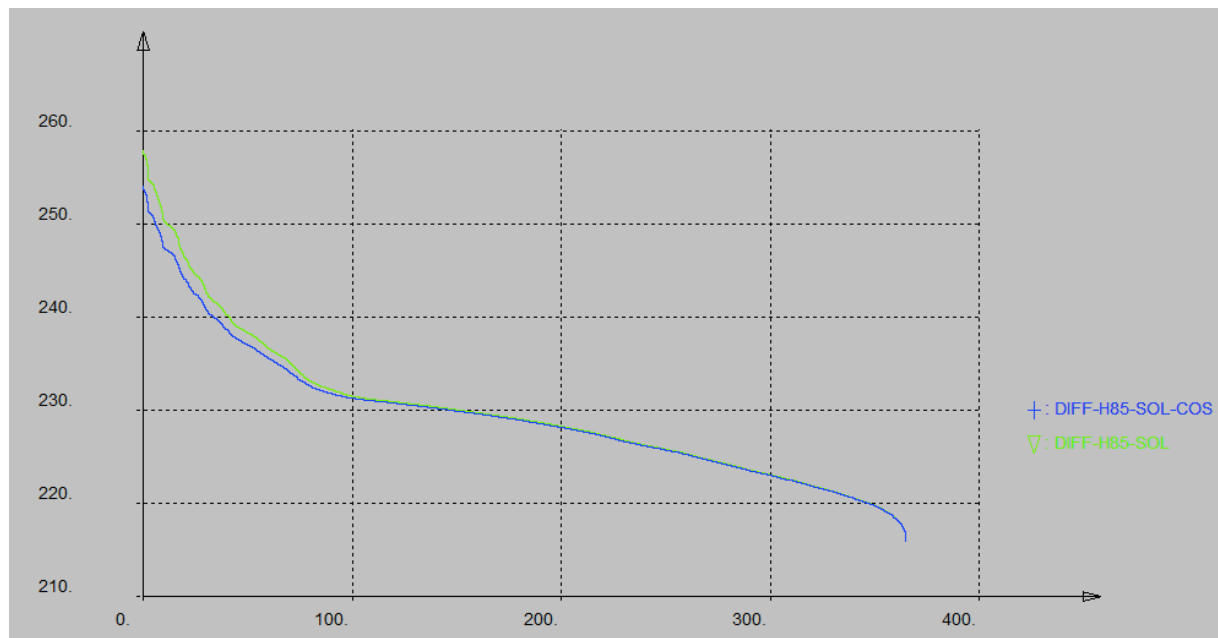
Gammelt datasett : H85-SOL

Sjekk av balanse.

	Aktuell (kWh)	Gammel (kWh)	Differanse (kWh)
Last :	1077025.964	1077025.964	0.000
+ Tap :	32953.793	31808.350	1145.443
- Lok. prod :	387809.996	387809.996	0.000
= Svingmaskin :	722169.584	721024.104	1145.480
Sjekksum :	722169.761	721024.318	1145.443
Diff :	-0.177	-0.214	0.037

Figur 26 Lastflyt med  $\cos(\phi)=0,97$

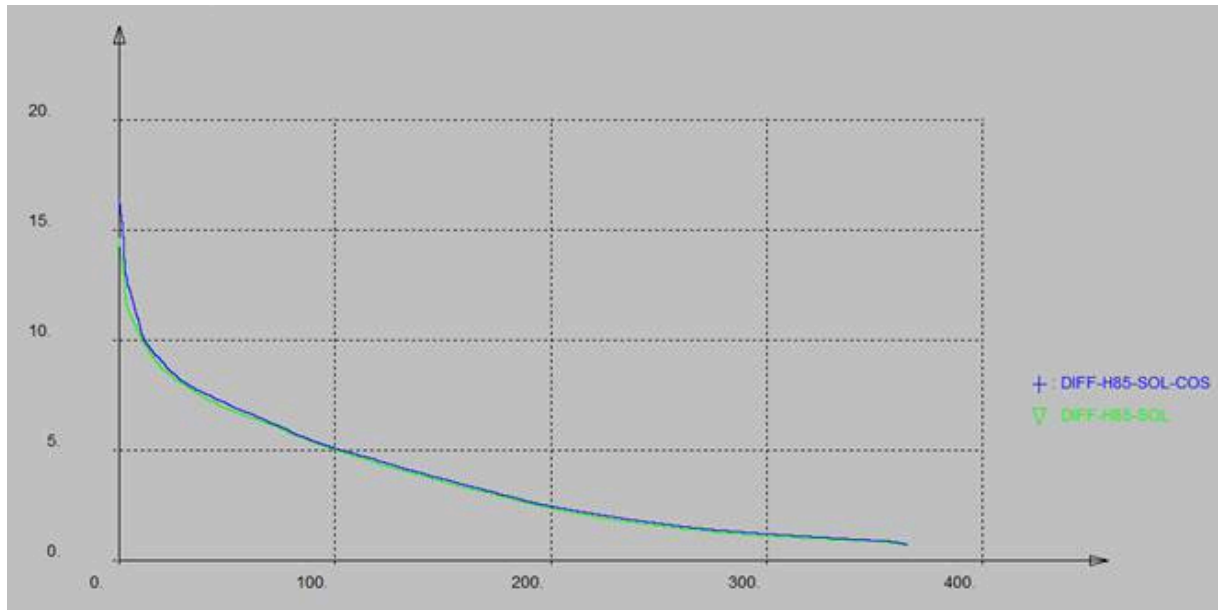
Tapene er høyere for alternativ 3, men spenningene går følgelig ned:



Figur 27 Spenninger i systemet over året

Grønn graf viser spenningene før justeringen av reaktiv effekt, blå graf viser spenningene etter justeringen. Spenningene reduseres litt i de timene med mest produksjon fra solcellene.

Figuren under viser varighetskurven for tap over året:



Figur 28 Tapskurve

Grønn kurve viser tapskurven uten innmatet reaktiv effekt (alternativ 0), blå kurve viser tapskurven med  $\cos(\varphi) = 0,97$  for PV-enhetene.

### 9.3 Scenario 2 (3 kW PV installert)

Scenario 2 analyseres for alternativ 0, 1 og 2. Det installeres 3 kW PV i alle 72 lastpunkter.

I scenario 2 og 3 er det gjort et forsøk på å redusere den lokale produksjonen fra scenario 1, slik at det ikke vil være nødvendig med noen oppgraderinger i kretsen slik som den er. Scenario 2 overholder ikke kravene til spenningskvalitet med alternativ 0.

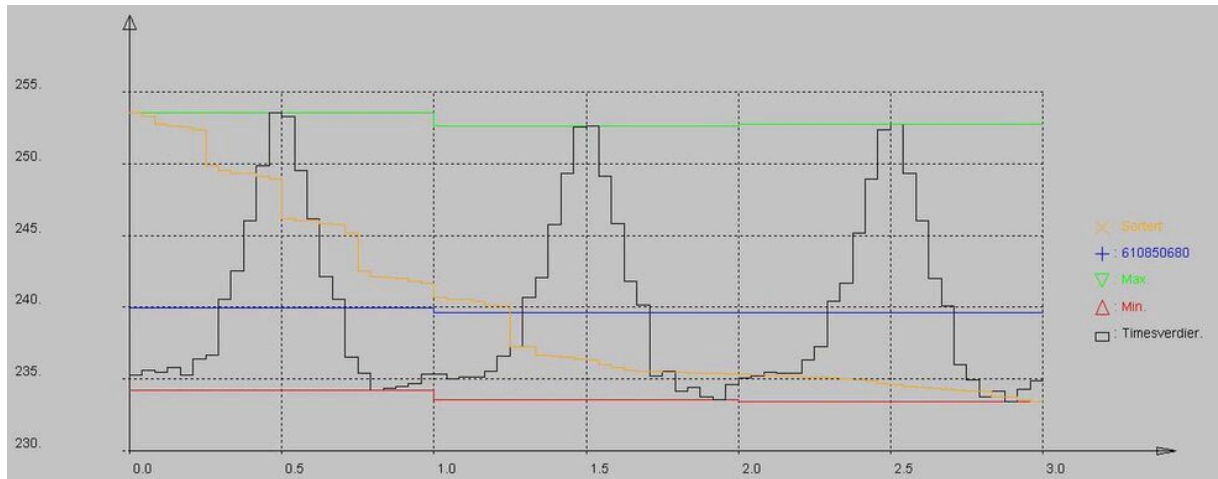
#### 9.3.1 Analyse med alternativ 0:

Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	873 MWh	233 MWh	1077 MWh	29 MWh	
Tunglast Januar	282 kW	-	269 kW	13	93 %
Sommerdag Juni time 12	-133 kW	216 kW	79	4	43 %

Tabell 11 Resultater fra lastflyt

Det er av interesse å se hvordan spenningene er midt på en sommerdag, ettersom dette viste seg å være en utfordring i scenario 1. Figuren under viser spenningen i lastpunktet 610850680 tre dager i juni.



**Figur 29 Spenninger i lastpunkt 610850680, juni**

For alternativ 0 er spenningsene fortsatt ikke akseptable, selv om produksjonsenhetene ble redusert fra 5 kW til 3 kW.

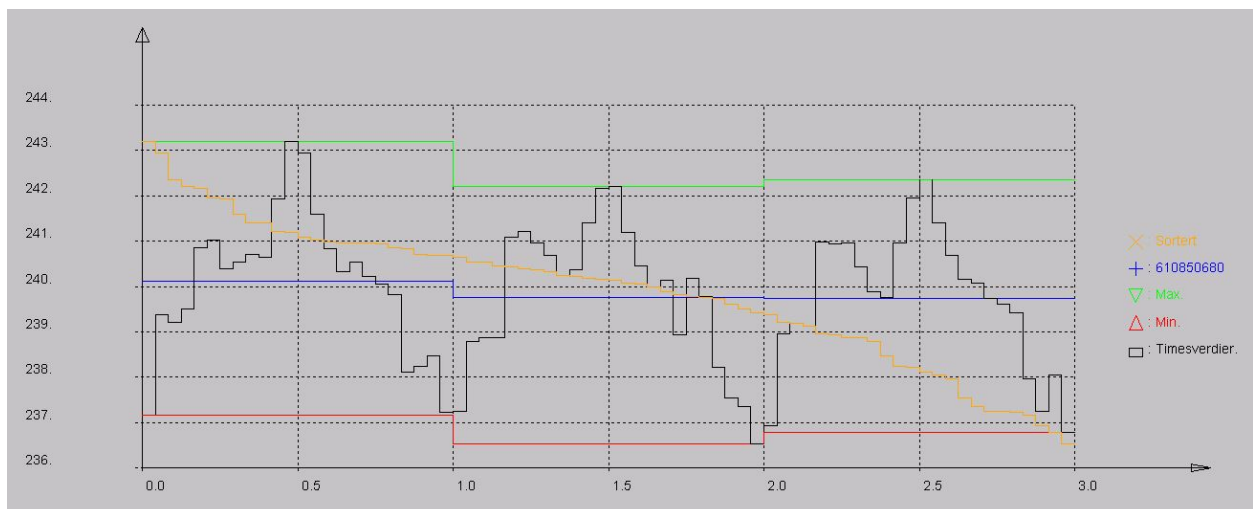
### 9.3.2 Analyse med alternativ 1:

Resultater fra simulering med timesverdier:

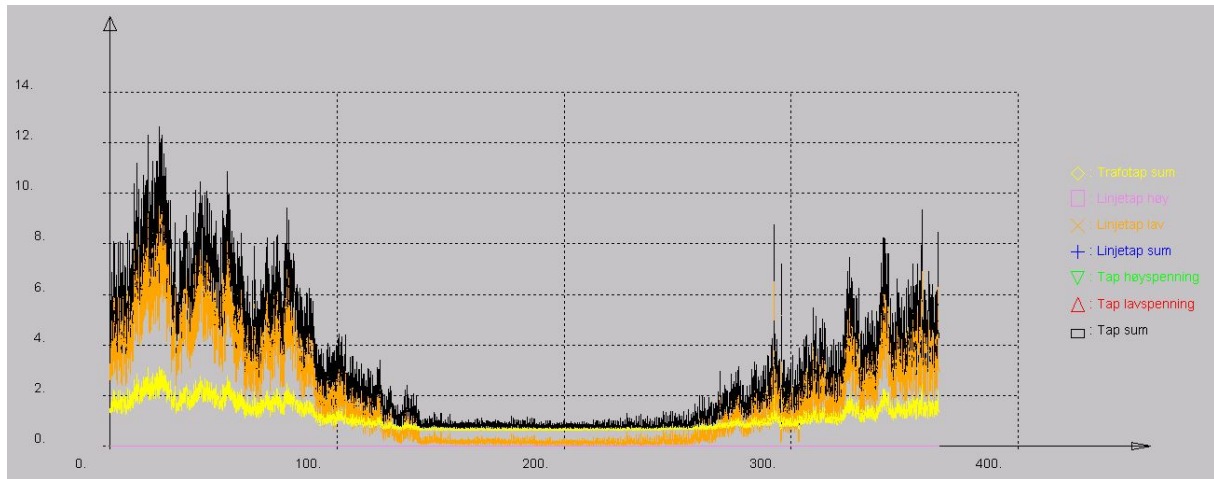
	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	871 MWh	233 MWh	1077 MWh	26 MWh	
Tunglast Januar	280 kW	2 kW	269 kW	13 kW	92 %
Sommerdag Juni time 12	-6 kW	86 kW	79 kW	1 kW	4 %

**Tabell 12 Resultater fra lastflyt**

Figuren under viser spenningsprofilen til punktet 610850680 tre dager i juni. Spenningen (V) er godt under grenseverdiene, og spenningen varierer heller ikke så mye over døgnet.



**Figur 30 Spenninger i lastpunkt 610850680, juni**



**Figur 31 Sum tap i systemet**

Figur 31 viser sum tap (kW) i linjer og trafo over året i systemet. Tapene er store på vinteren når det er mye last, og veldig lave i løpet av sommermånedene når solproduksjonen og batteriet forsyner kretsen alene store deler av døgnet.

### 9.3.3 Analyse med alternativ 2: Oppgradert nett

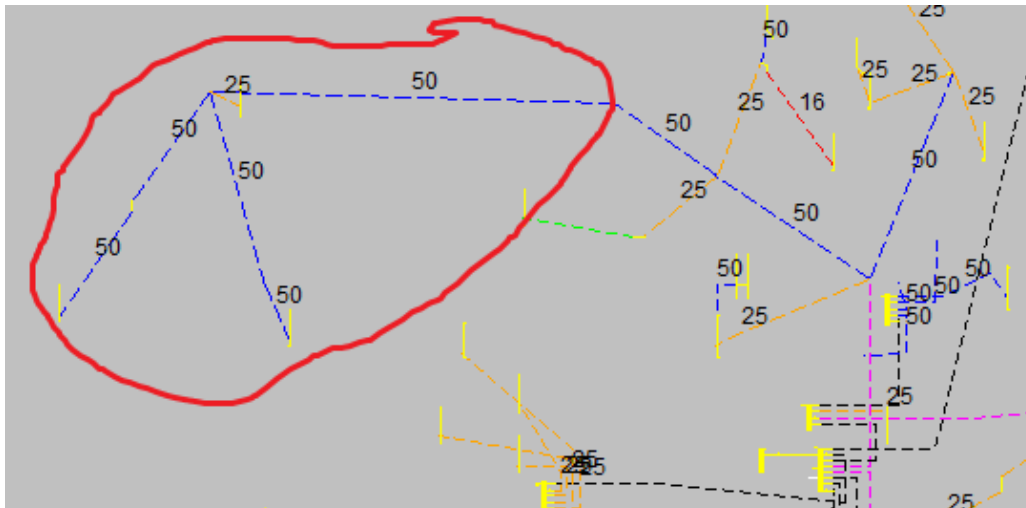
Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	872 MWh	233 MWh	1077 MWh	28 MWh	
Tunglast Januar time 19	282 kW	-	269 kW	13 kW	93 %
Sommerdag Juli time 12	-133 kW	216 kW	79 kW	4 kW	43 %

**Tabell 13 Resultater fra lastflyt**

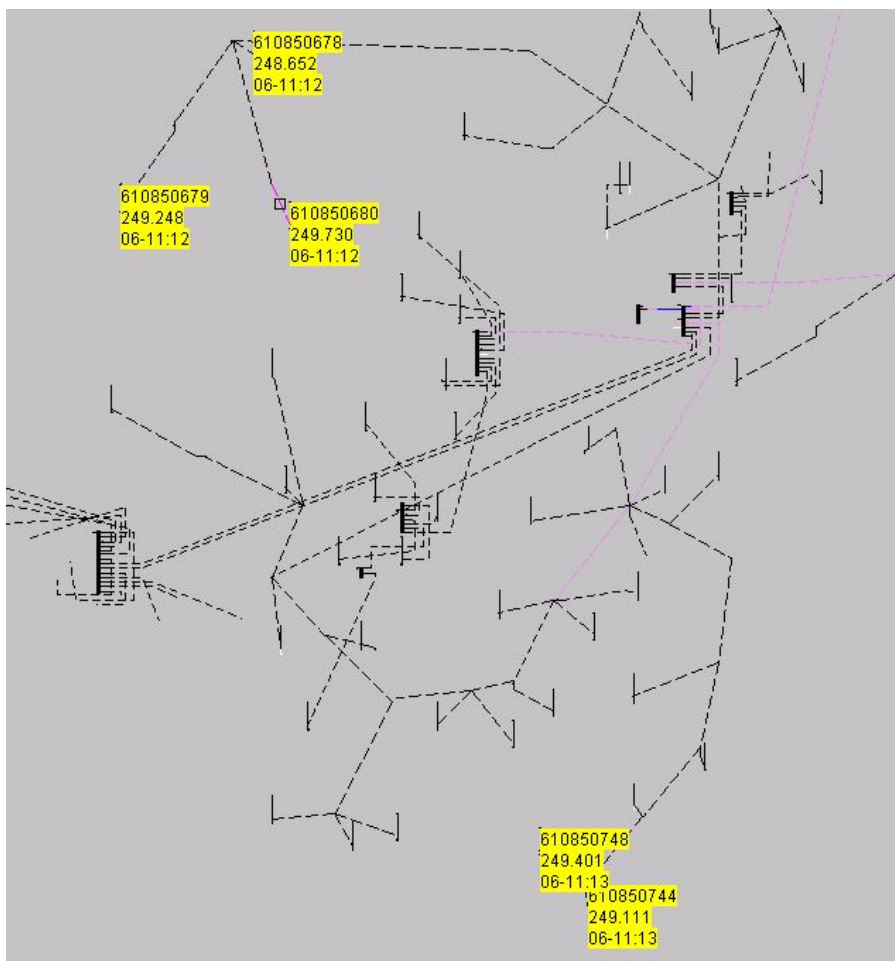
Figuren under viser tverrsnittene som ble oppgradert i dette alternativet for scenario 2. Fem overføringskabler ble byttet ut fra 25 mm<sup>2</sup> til 50 mm<sup>2</sup>.





**Figur 32 Tverrsnittene etter oppgradering**

Figur 33 viser systemet etter oppgraderingen med de fem høyeste spenningene i løpet av året og med dato samt klokkeslett. Alle spenningene er nå under grenseverdiene.



**Figur 33 Systemets fem høyeste spenninger ila året**

## 9.4 Scenario 3 (2 kW PV installert)

Scenario 3 analyseres kun for alternativ 0.

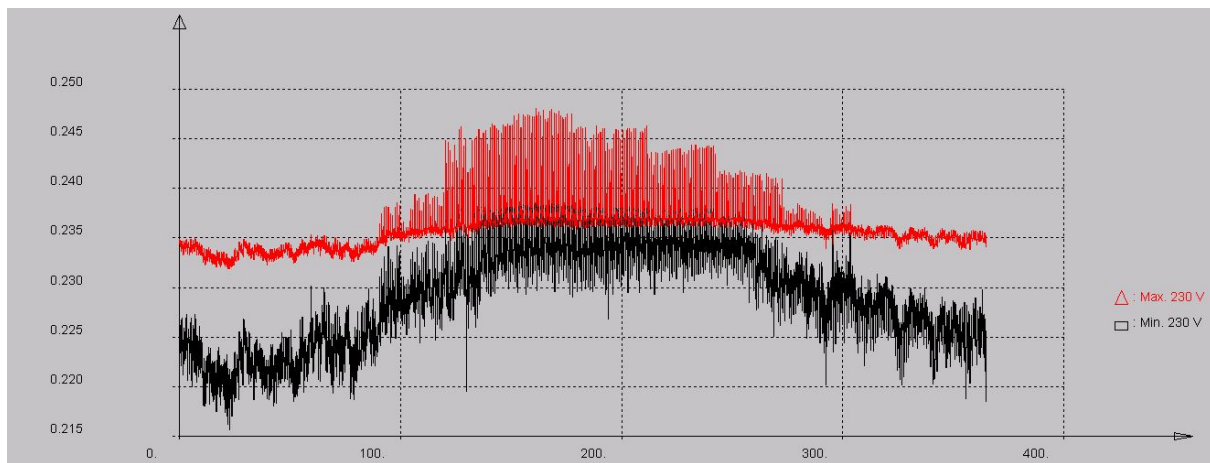
### 9.4.1 Analyse med alternativ 0:

Resultater fra simulering med timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	950 MWh	155 MWh	1077 MWh	29 MWh	
Tunglast Januar	282 kW	-	269 kW	13 kW	93%
Sommerdag Juni time 12	-63 kW	144 kW	79 kW	2 kW	21%

Tabell 14 Lastflyt alternativ 0

Figur 34 viser min. og maks. spenning (kV) i løpet av året i systemet. Selv i sommermånedene når det produseres aller mest fra PV-enhetene overskrider ikke spenningene 250 V. Scenario 3 med alternativ 0 er overholder derfor kravene til spenningskvalitet.

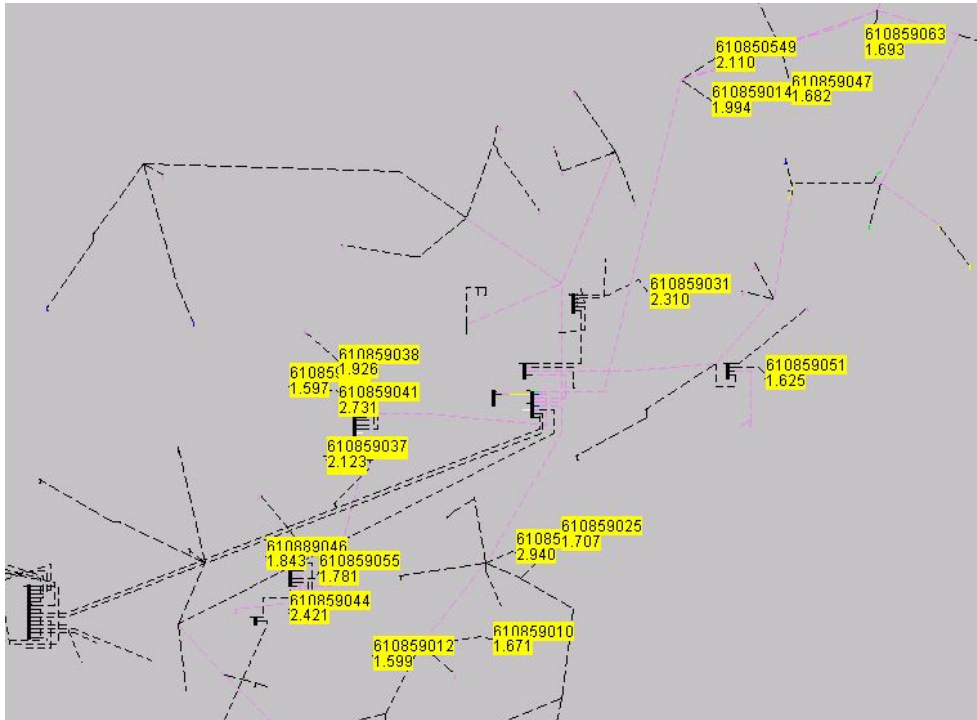


Figur 34 Systemets minimum og maksimum spenning

## 9.5 Scenario 4 (18 stk PV på 20 kW installert)

I scenario 4 analyseres det hvordan en mer kollektiv kraftforsyning vil påvirke systemet. Total effekt ( $5 \text{ kW} \cdot 72 \text{ abn.} = 370 \text{ kW}$ ) settes til den samme som i scenario 1, men istedenfor at hvert lastpunkt har produksjon plasseres det solcellepanel på færre punkter i kretsen, men med større effekt. 18 generatorer på 20 kW hver installeres i systemet, på de 18 punktene som er de sterkeste (ut i fra kortslutningsytelse).

Figur 35 viser plasseringen av de 18 produksjonsenhetene.



Figur 35 Plassering av 18 solceller

Scenario 4 analyseres for alternativ 0, alternativ 1 og alternativ 2.

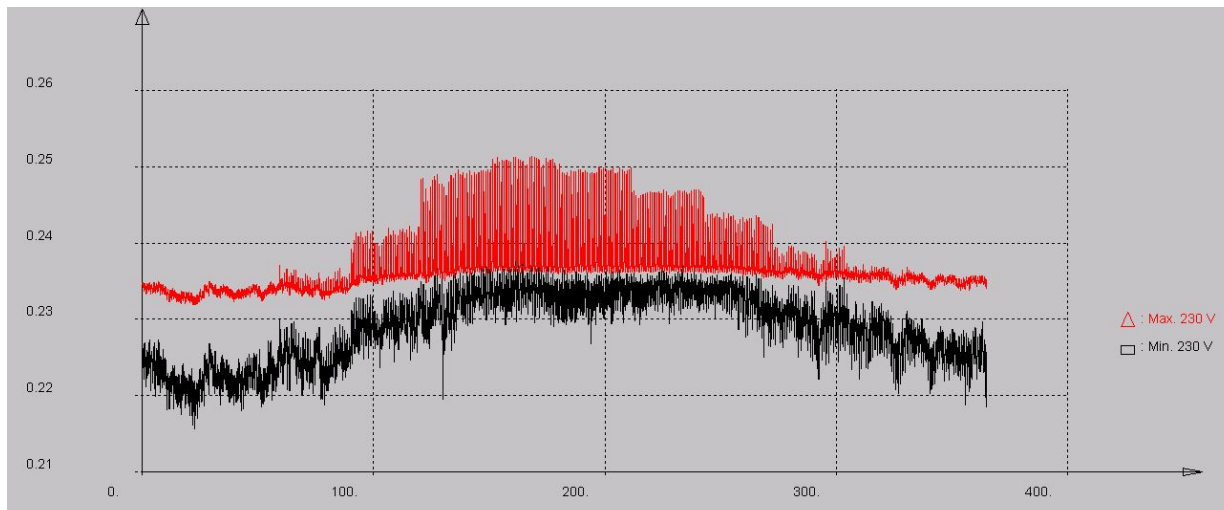
### 9.5.1 Analyse for alternativ 0:

Resultater fra simulering av timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	722 MWh	388 MWh	1077 MWh	29 MWh	
Tunglast Januar	282 kW	-	269 kW	13 kW	93 %
Sommerdag Juni time 12	-266 kW	360 kW	79 kW	15 kW	86 %

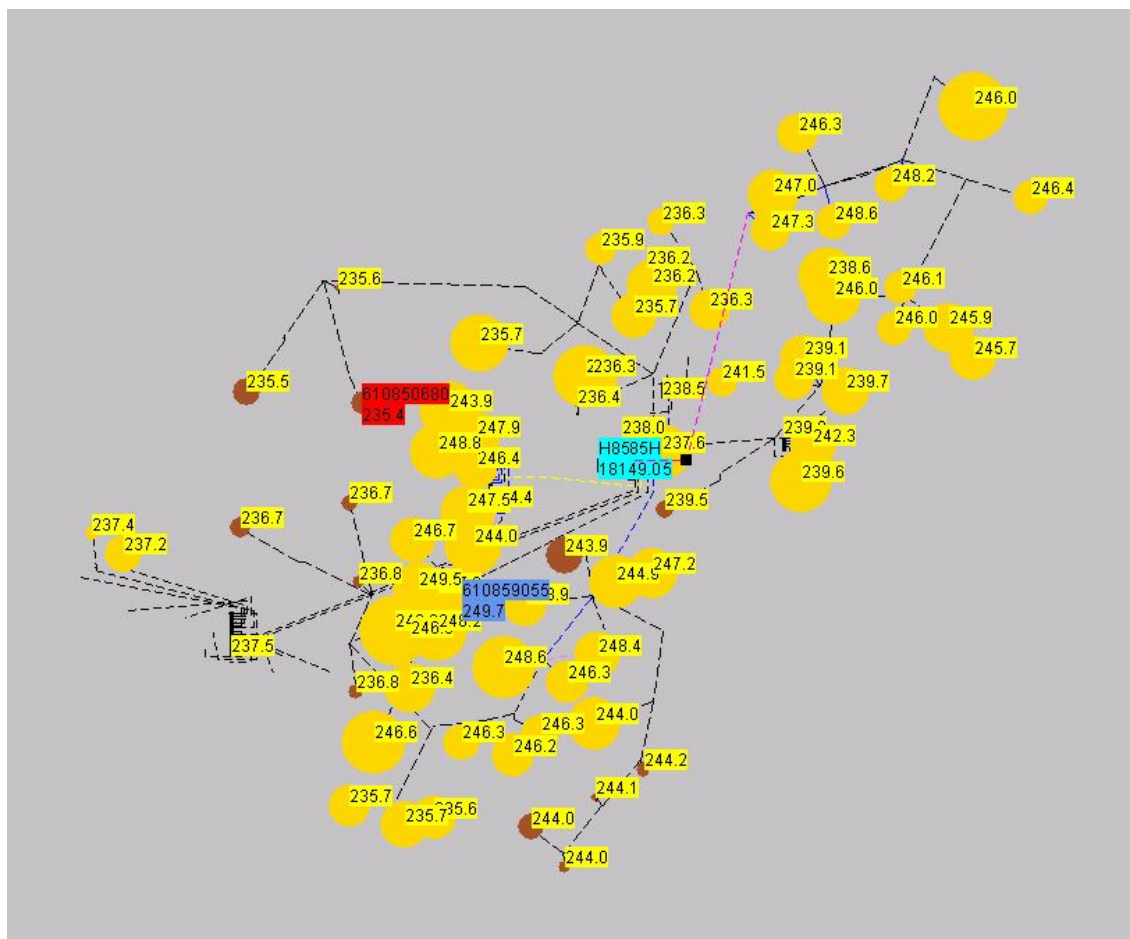
Tabell 15 Lastflyt alternativ 0

Figur 36 viser systemets spenningsprofil over året. Den har et smalere spenningsbånd for maksimal spenning sammenlignet med spenningsbåndet i alternativ 2.



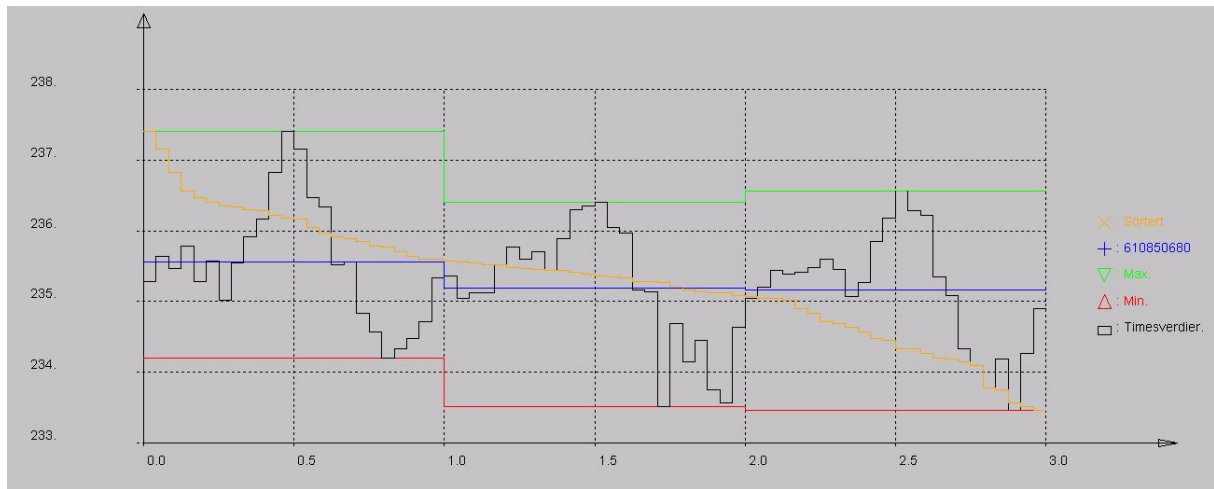
**Figur 36 Systemets minimum og maksimum spenning**

Figur 37 viser om de forskjellige lastpunktene er hytter eller hus, og hvor det er maksimum og minimum spenning. Høyeste spenning i lastpunkt 610850680 er nå 235,4 V, noe som er bra. Systemets høyeste spenning er i et annet punkt for scenario 4, men er likevel under grenseverdiene (251,4 V).



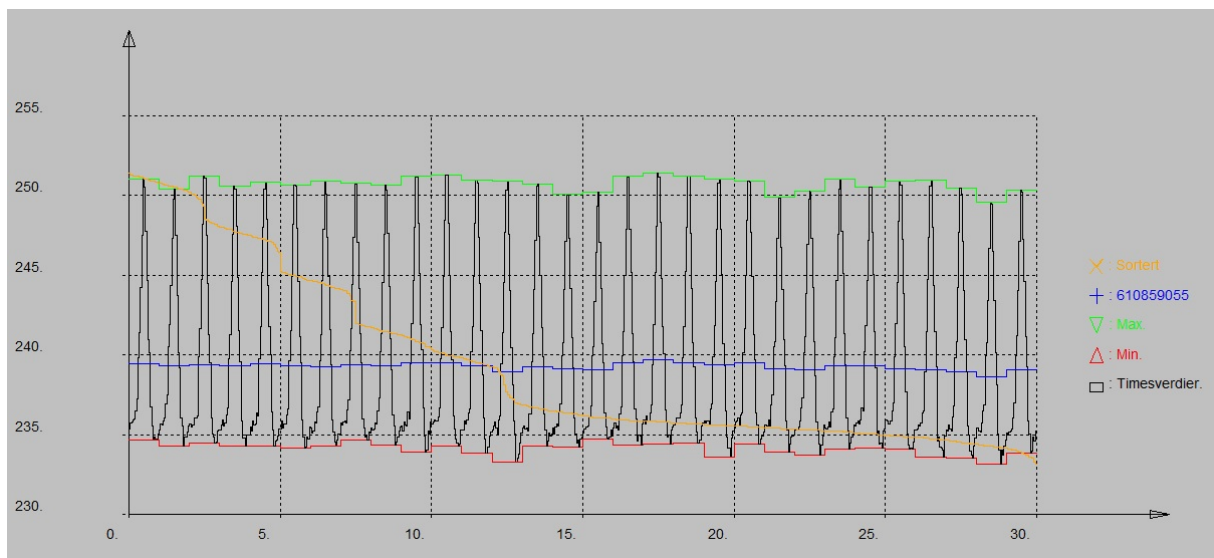
**Figur 37 Oversikt hytter og hus, samt spenninger**

Figur 38 viser spenningsprofilen til punktet 610850680 for 3 dager i juni som hadde en spenning på 263V i scenario 1. Med 18 solcellepanel á 20 kW har spenningsverdiene i dette punktet bedret seg vesentlig sammenlignet med produksjon fra sol der alle abonnentene hadde installert 5 kW hver.



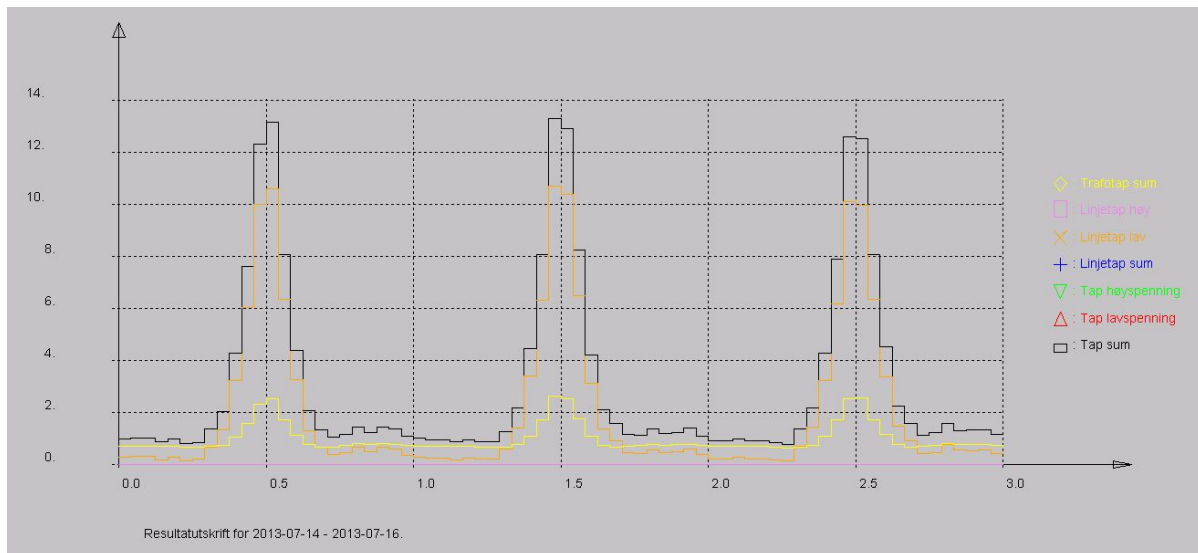
**Figur 38 Spenningsprofil 610850680 juni**

Figur 39 viser spenningen (V) i juni for lastpunkt 610859055 som i dette alternativet hadde den høyeste spenningen i systemet.



**Figur 39 Spenningsprofil for lastpunkt 610859055 juni**

Figur 40 viser sum tap i linjer og trafo.



Figur 40 Sum tap i systemet, sommerdag

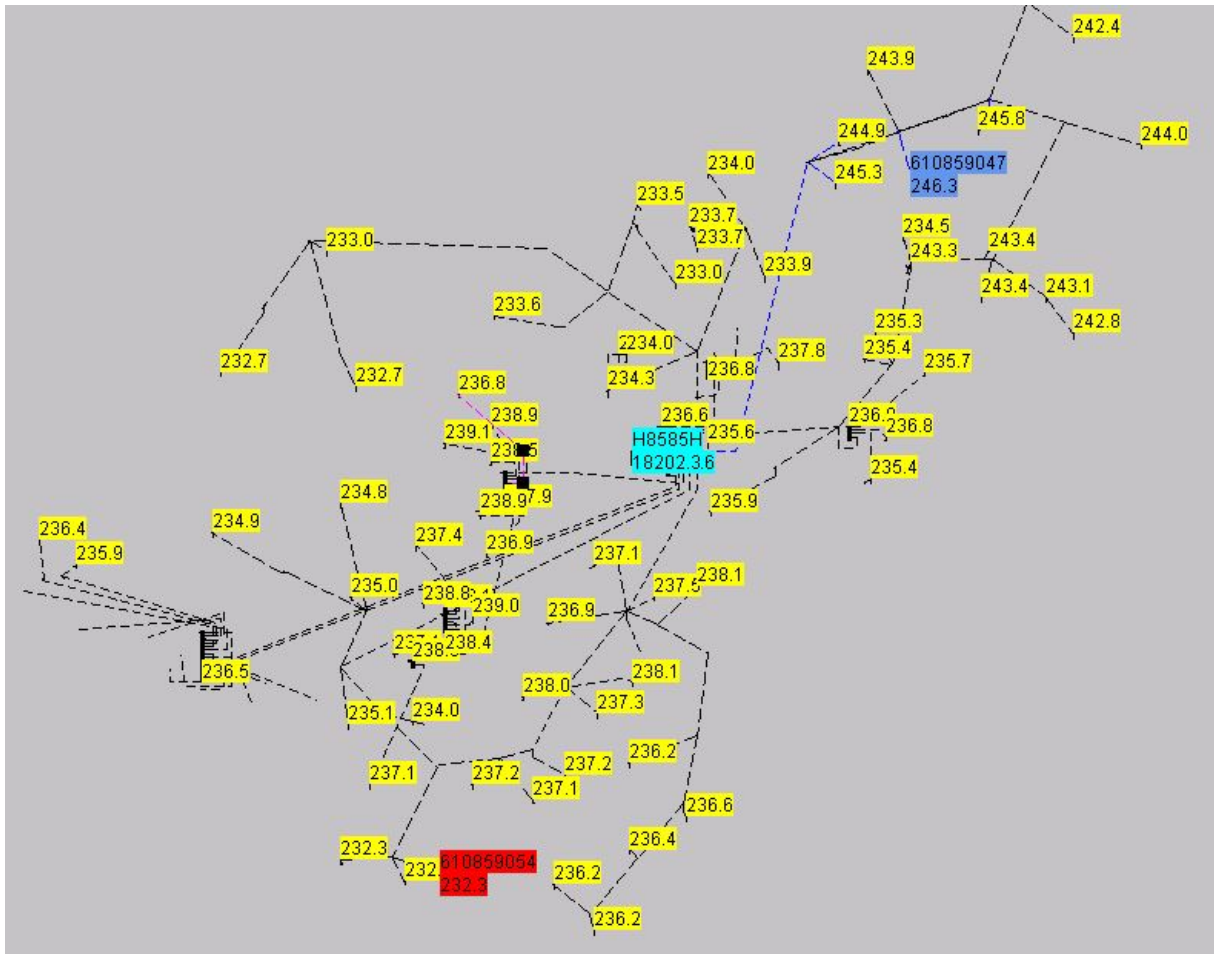
### 9.5.2 Analyse for alternativ 1: Batteri

Resultater fra simulering av timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	696 MWh	409 MWh	1077 MWh	28 MWh	
Tunglasttime Januar	279 kW	3 kW	269 kW	13 kW	92 %
Sommerdag Juni time 12	-115 kW	199 kW	79 kW	5 kW	37 %

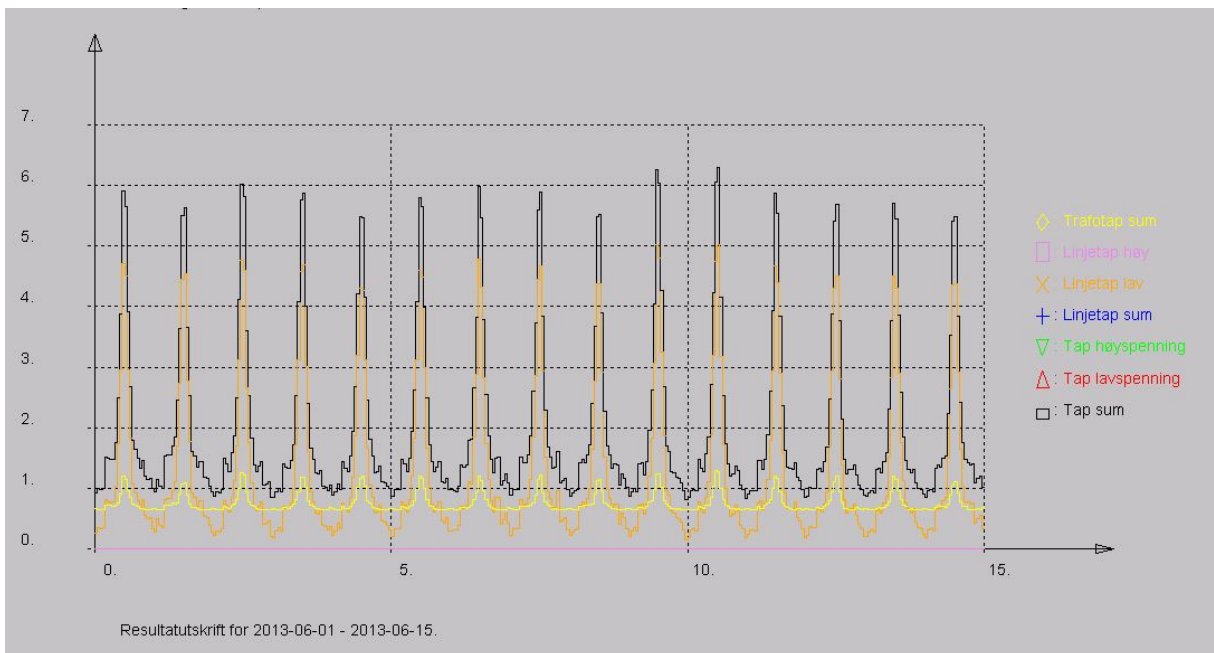
Tabell 16 Resultat fra lastflyt

Figur 41 viser spenningene i systemet en junidag time 12. Den største spenningen er 246,3 V i et punkt som også har en produksjonsenhet.



Figur 41 Spenninger i juni, time 12

Figur 42 viser tap i linjer og trafo fra 1. – 15. juni. Tapene varierer mye over døgnet, men er likevel bare halvparten av tapene i alternativ 0. Se Figur 40.



Figur 42 Sum tap i systemet, sommerdag

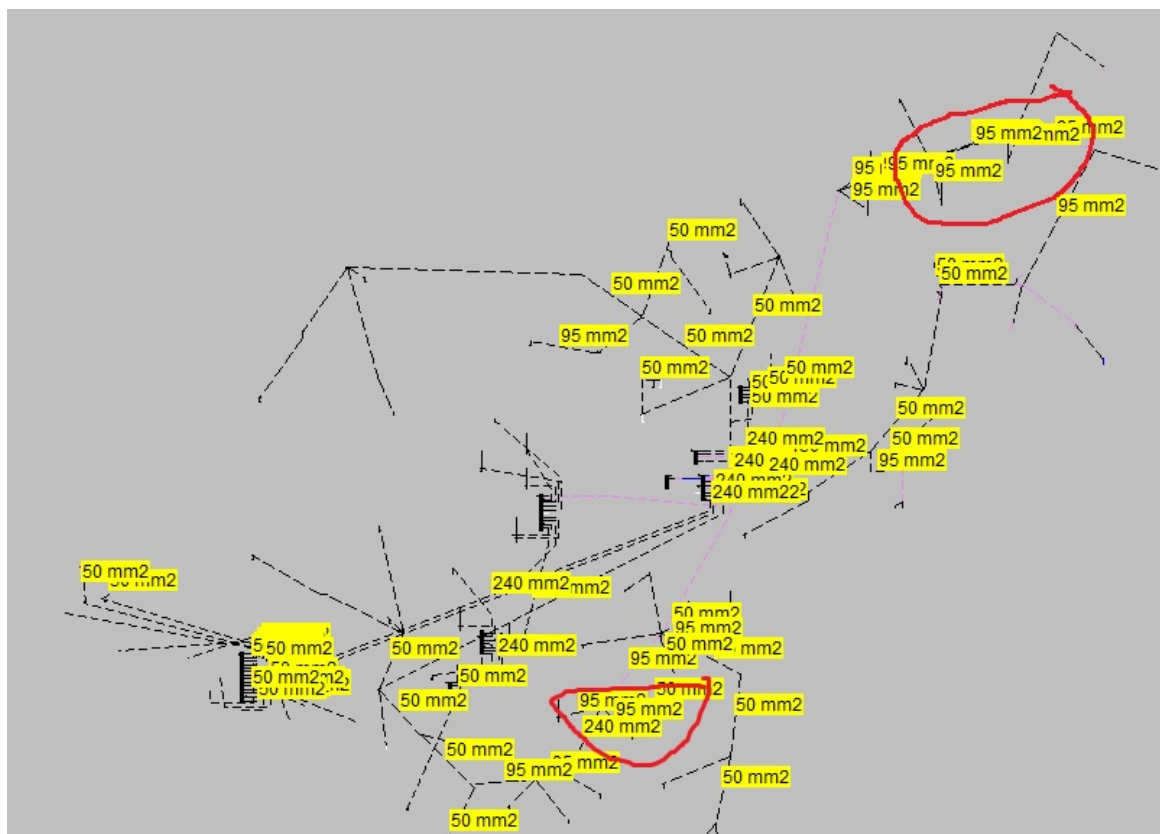
### 9.5.3 Analyse for alternativ 2: Oppgradering av nett

Resultater fra simulering av timesverdier:

	Prod. i svingmaskin	Lokal produksjon	Sum last	Sum tap	Belastning trafo (maksverdi)
Over året	722 MWh	388 MWh	1077 MWh	33 MWh	
Tunglasttime Januar	282 kW	-	269 kW	13 kW	93 %
Sommerdag Juni time 12	-266 kW	359 kW	79 kW	14 kW	86 %

Tabell 17 Resultater lastflyt

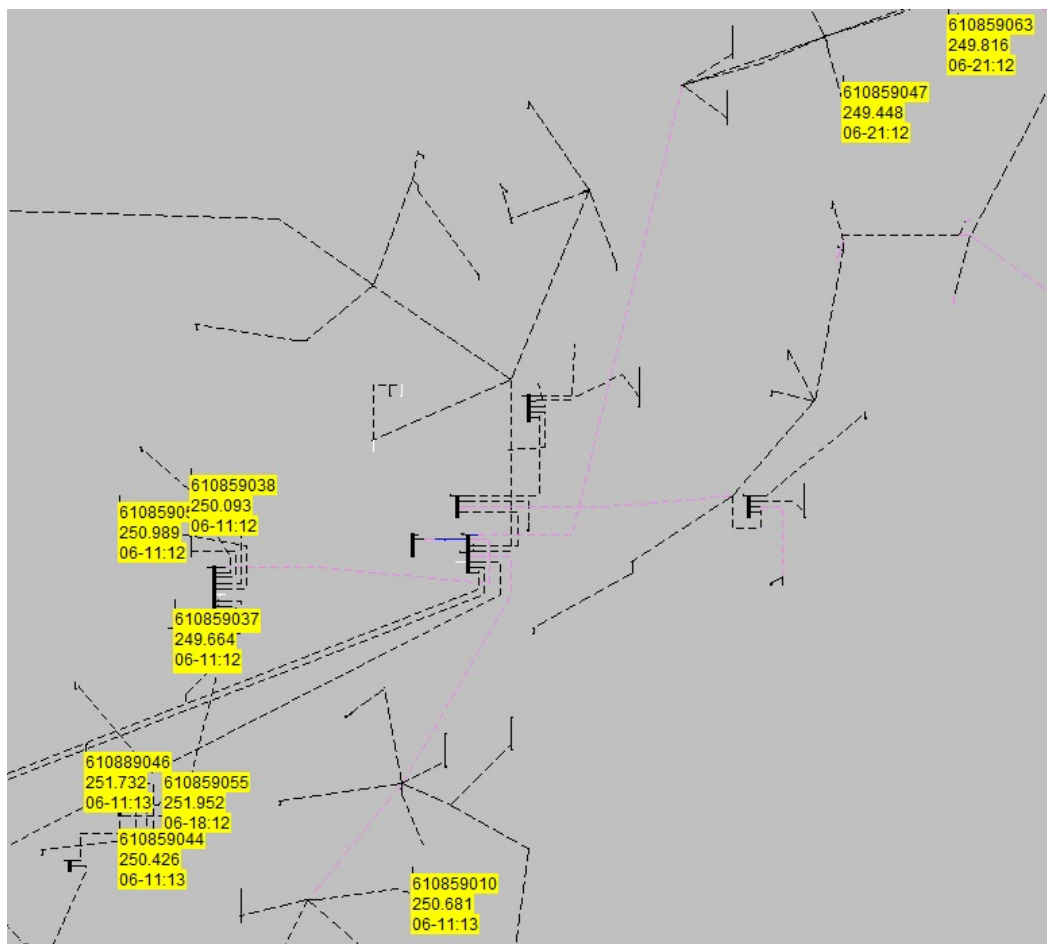
For scenario 4 ble 6 overføringslinjer byttet ut og oppgradert fra henholdsvis 25 mm<sup>2</sup> til 95 mm<sup>2</sup>. Figur 43 viser disse områdene hvor utskiftninger ble gjort, alle i samme område som lastpunktene har en produksjonsenhet.



Figur 43 Tverrsnitt etter oppgradering

De maksimale spenningene etter nettet ble oppgradert kan ses fra Figur 44. Spenningene er så vidt under grenseverdiene.

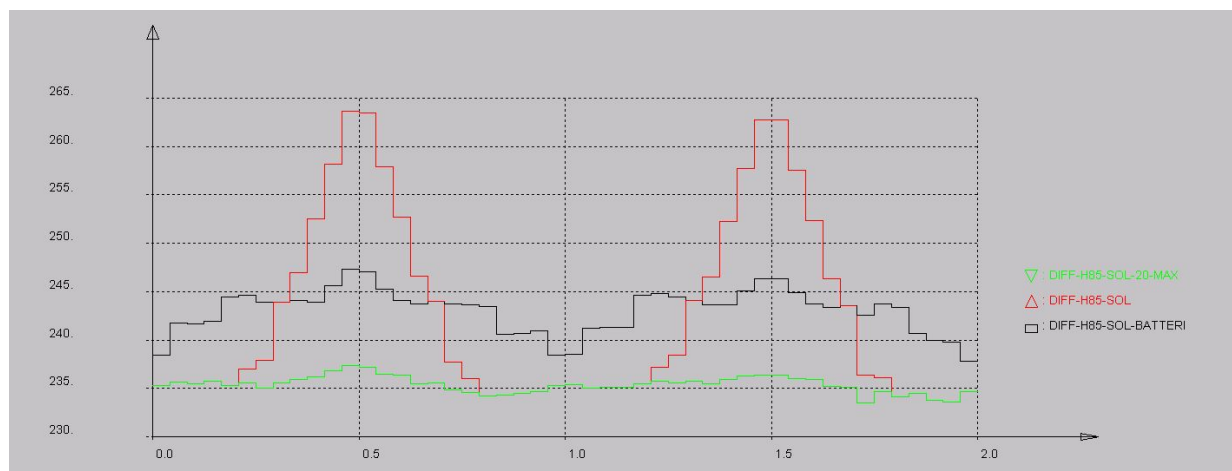




Figur 44 Systemets maksimale spenninger etter oppgraderingen

## 9.6 Sammenligning av scenarier

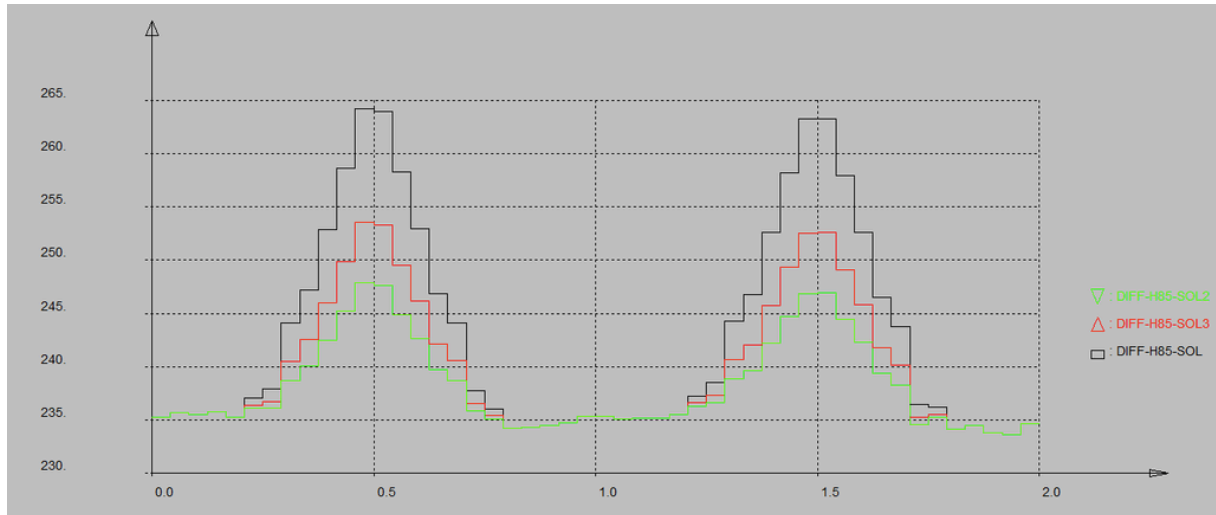
I mange av scenariene er det lastpunkt 610850680 som har hatt størst problemer med for høye spenninger i løpet av sommermånedene. Figuren under viser hvordan de forskjellige alternativene oppfører seg tre dager i juni. Rød graf er scenario 1 (5 kW) med alternativ 0, sort graf er scenario 1 med alternativ 1 (batteri) og grønn graf er scenario 4 (18 x 20 kW) med alternativ 0.



Figur 45 Spenning (V) i punkt 610850680 med scenario 1.0, 1.1 og 4.0

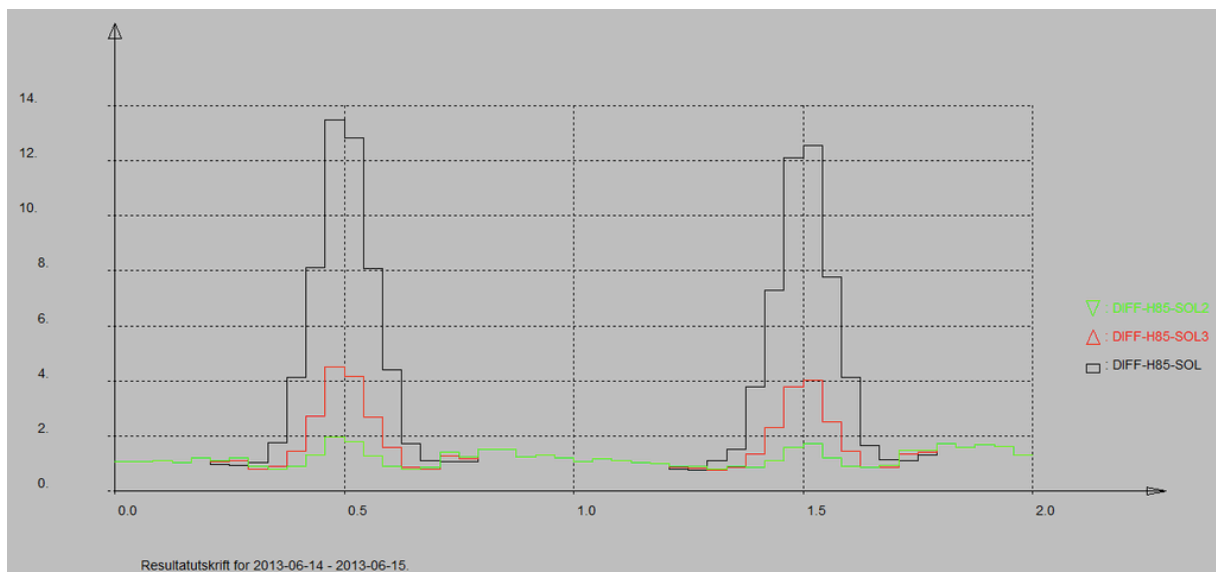
Grafen viser at tiltak som å sette inn batteri fungerer bra for å få ned spenningene, men også i scenario 4 alternativ 0 blir spenningene i lastpunkt 610850680 tilfredsstillende.

Figur 46 viser at spenningene øker jevnt etter hvor stor produksjonsenhet som er installert i kretsen. Sort graf er 5 kW, rød graf er 3 kW, grønn graf er 2 kW. Beregningene er gjort for to dager i juni.



**Figur 46 Spenning (V) i punkt 610850680 med scenario 1, 2 og 3**

Figur 47 viser summen av tap i systemet over de to samme dagene som figuren over (Figur 46). For 2 og 3 kW, blir tapene jevnt større med mer installert effekt, men for 5 kW blir tapene veldig mye større. Årsaken til dette kan være at solcellepanel på 5 kW gir veldig store mengder med overflødig kraft som må transporteres ut av systemet, og fører med seg en store tap på veien. Effekttapet i systemet er altså veldig lavt med lokal produksjon installert, helt til et visst punkt.



**Figur 47 Sum tap i systemet (kW)**

## 9.7 Oppsummering av resultater fra tekniske analyser

	<b>Alternativ 0</b>	<b>Alternativ 1</b>	<b>Alternativ 2</b>	<b>Alternativ 3</b>
<b>Scenario 1</b>	Ikke OK	OK	OK	Ikke OK
<b>Scenario 2</b>	Ikke OK	–	–	–
<b>Scenario 3</b>	OK	OK	OK	–
<b>Scenario 4</b>	OK	OK	OK	–

Tabell 18 Oppsummering tekniske analyser

## 10 Fastlegging av kostnader

I dette kapittelet fastlegges kostnadene til de alternativene der de tekniske analysene var OK.

Kostnadene som er tatt med er ikke nødvendigvis totalkostnaden for alternativet, men en kostnad som kan brukes for å skille de ulike scenariene og alternativer fra hverandre.

Det er antatt at drift- og vedlikeholdskostnader, avbruddskostnader og flaksehalskostnader for alle scenariene er like. Disse er derfor ikke inkludert i analysen.

### 10.1 Investeringskostnader

#### 10.1.1 Batteri

I alternativ 1 for scenario 1, 2 og 4 er det installert batteri sammen med solpanelene.

Batteri har lenge vært veldig kostbart, men i løpet av de siste årene har prisene falt kraftig. I en undersøkelse basert på mer enn 80 kilder ble batterikostnaden til litium-ion-batteri for el-biler estimert til US\$1000/kWh i 2007 [47]. Syv år senere var batterikostanden på US\$300/kWh for ledene elbil-modeller. Det forventes at kostnadene skal fortsette å synke, og innen 10 år er det sannsynlig at prisen ligger rundt US\$100/kWh [47]. Se vedlegg for nærmere betraktning av prisutviklingen. Batterikostnaden i denne analysen er på 2015-nivå og settes følgelig til US\$300/kWh.

Dette gir følgende investeringskostnader for de forskjellige scenariene:

	Kostnad per batteri (\$)	Kostnad per batteri (NOK)	Totalt (\$)	<b>Totalt (NOK)</b>
Scenario 1: 12 kWh batteri	3 600	28 800	259 200	<b>2 073 600</b>
Scenario 2: 2,8 kWh batteri	840	6 720	60 480	<b>483 840</b>
Scenario 4: 12 kWh batteri	3 600	28 800	259 200	<b>2 073 600</b>

Tabell 19 Investeringskostnader batteri

Det er brukt en dollarkurs på US\$100 = 800 NOK i beregningene.

### 10.1.2 Kabler

I alternativ 2 for scenario 1, 2 og 4 har enkelte kabler/hengekabler fått oppgradert tverrsnitt. Følgende endringer ble gjort:

	Lengde ny 50 mm <sup>2</sup> (km)	Lengde ny 95 mm <sup>2</sup> (km)
Scenario 1	0,009	0,642
Scenario 2	0,338	0
Scenario 4	0	0,122

Tabell 20 Lengde på oppgradert kabel

Kablene (luftledning) som ble satt inn var henholdsvis EX 3x50 mm<sup>2</sup> og EX 3x95 mm<sup>2</sup>.

	Kostnad (NOK)	Kilde
Scenario 1	145 517	Kostnadskatalog distribusjonsnett 2014 EX 3x50 mm <sup>2</sup> og EX 3x95 mm <sup>2</sup> , inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg og prosjektering
Scenario 2	69 515	Kostnadskatalog distribusjonsnett 2014 EX 3x50 mm <sup>2</sup> , inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg og prosjektering
Scenario 4	27 301	Kostnadskatalog distribusjonsnett 2014 EX 3x95 mm <sup>2</sup> , inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg og prosjektering

Tabell 21 Investeringskostnad kabel

## 10.2 Tapskostnader

Utregning av tapskostnader i analysen baseres på metoden i Planleggingsbok for kraftnett. Etersom nettet som analyseres ligger under en transformatorstasjon fra 18 kV til 230 V brukes kostnader fra nivå 8 (trafo) i tabell 2 for kostnader av maksimale effekttap,  $k_p$ . Årlige spesifikke tapskostnader  $k_{wekv}$  hentes fra tabell 1. Kostnadsnivå 2015.

Ligningen for spesifikke tapskostnader er vist av formel (1) som følger:

$$K_{tap} = (k_p + k_{wekv} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{max} \quad (1)$$

$T_t$  (h) er brukstid for tap,  $\Delta P_{max}$  (kW) er maksimale effekttap (tunglast).

Videre blir det funnet en kapitalisert verdi av de årlige spesifikke tapskostnadene.

Tabellene under viser størrelsen på tap for de forskjellige alternativene samt kapitaliserte tapskostnader for 20 år. Kalkulasjonsrenten i analysen er satt til 4,5 % p.a.

Tap og kapitaliserte tapskostnader for de forskjellige alternativer i scenario 1:

Alternativ	Linjetap (kW)	Tap i trafo (kW)	Sum tap (kW)	Brukstid tap (h)	Tapskostnader (kr)
0	9,29	4,91	14,2	2179	<b>252 921</b>
1	7,79	4,71	12,50	2022	<b>215 682</b>
2	8,38	4,66	13,0	2295	<b>236 895</b>

Tabell 22 Tapskostander scenario 1

Tap og kapitaliserte tapskostnader for de forskjellige alternativer i scenario 2:

Alternativ	Linjetap (kW)	Tap i trafo (kW)	Sum tap (kW)	Brukstid tap (h)	Tapskostnader (kr)
0	8,20	4,61	12,81	2230	<b>230 480</b>
1	7,92	4,70	12,62	2096	<b>221 065</b>
2	8,16	4,62	12,78	2227	<b>229 805</b>

Tabell 23 Tapskostander scenario 2

Tap og kapitaliserte tapskostnader for de forskjellige alternativer i scenario 3:

Alternativ	Linjetap (kW)	Tap i trafo (kW)	Sum tap (kW)	Brukstid tap (h)	Tapskostnader (kr)
0	8,18	4,63	12,81	2227	<b>230 164</b>

Tabell 24 Tapskostnader scenario 3

Tap og kapitaliserte tapskostnader for de forskjellige alternativer i scenario 4:

Alternativ	Linjetap (kW)	Tap i trafo (kW)	Sum tap (kW)	Brukstid tap (h)	Tapskostnader (kr)
0	11,32	5,38	16,70	1987	<b>286 079</b>
1	8,27	4,32	12,59	2226	<b>226 523</b>
2	10,91	5,26	16,17	2030	<b>279 984</b>

Tabell 25 Tapskostnader scenario 4

### 10.3 Brukstid for tap

Brukstid for tap er et viktig underlag for å beregne kostnadene av tap, samt finne fram til årlige energitap i et system ut fra effekttapene i tunglast (planboka: brukstid for tap).

Brukstid for tap kan uttrykkes som forholdet mellom energitap og maksimale effekttap innenfor en bestemt tidsperiode:

$$T_t = \frac{\Delta W}{\Delta \hat{P}} \quad (\text{h}) \quad (2)$$

der

$\Delta W$  energitapene i en periode, normalt et år (kWh)  
 $\Delta \hat{P}$  maksimale effekttap i perioden (kW)

	$P_{sol, max}$ (kW)	$P_{tunglast}$ (kW)	$P_{sol, max} / P_{tung}$	Brukstid for tap, $T_t$ (h)
Eksist. nett	0	269	0	2412
Scenario 1, alt. 0	360	269	1,34	2179
Scenario 1, alt. 1	144	269	0,54	2022
Scenario 1, alt. 2	360	269	1,34	2295
Scenario 2, alt. 0	216	269	0,80	2230
Scenario 2, alt. 1	86,4	269	0,32	2096
Scenario 3, alt. 0	144	269	0,54	2227
Scenario 4, alt. 0	360	269	1,34	1987
Scenario 4, alt. 1	144	269	0,54	2226

Tabell 26 Brukstid for tap

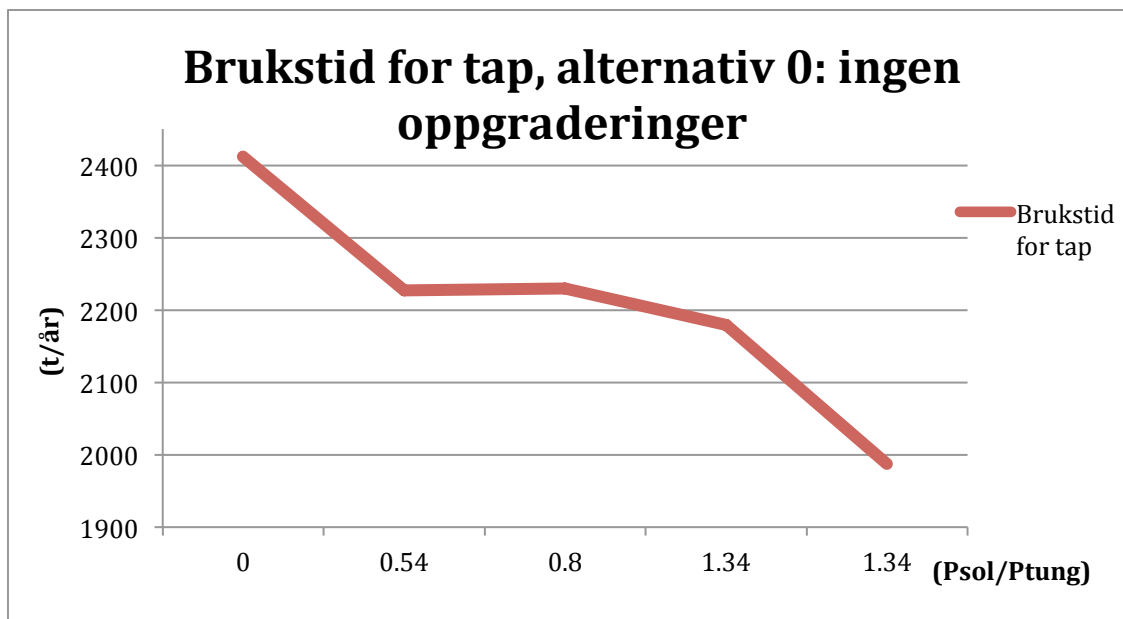
Alternativ 0	Energitap (MWh)	Maksimale effekttap (kW)
Eksisterende nett (0kW)	30,9	12,8
Scenario 1 (5 kW)	30,9	14,2
Scenario 2 (3 kW)	25,6	12,8
Scenario 3 (2 kW)	28,5	12,8

Tabell 27 Energi- og effekttap alternativ 0

Alternativ 1	Energitap (MWh)	Maksimale effekttap (kW)
Eksisterende nett (0kW)	30,9	12,8
Scenario 1 (5 kW)	25,3	12,5
Scenario 2 (3 kW)	26,5	12,6
Scenario 4 (20 kW)	28,0	12,6

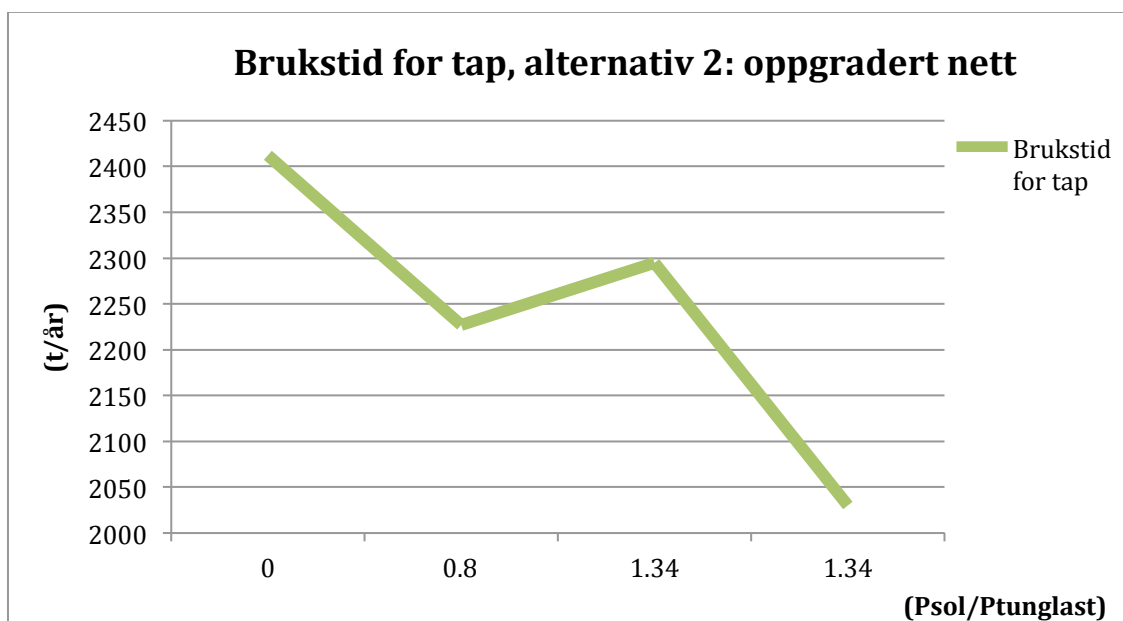
Tabell 28 Energi- og effekttap alternativ 1

Figurene under viser fire scenarier (0, 1, 2 og 3) for alternativ 0, systemet med ingen oppgraderinger. Grafen viser en trend der mengden integrert distribuert produksjon i systemet påvirker brukstiden for tap: Jo større lokal produksjon, jo lavere brukstid for tap. Dette er en fordel i henhold til tapskostnadene. Av definisjonen til brukstid for tap må energitapene synke eller maksimale effekttap øke for at brukstiden for tap skal gå ned. Solpanel på hhv 2 kW og 3 kW vil gi lavere energitap, ettersom balansen mellom produsert energi og forbruk er bedre enn for 5 kW installert solkraft. Her blir det et veldig stort overskudd av kraft i sommermånedene og effektflyten av lokal produksjon blir så stor at det medfører større maksimale effekttap i denne perioden. Store maksimale effekttap vil imidlertid være med på øke tapskostnadene ettersom de er proporsjonale med effekttapene (se ligning (1)).



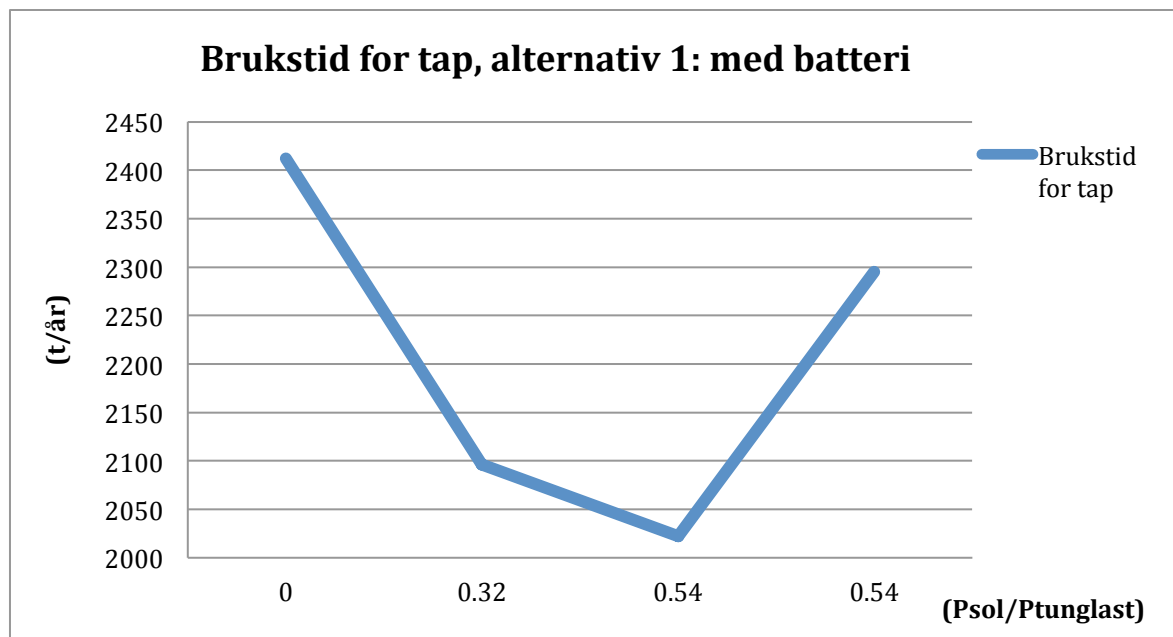
Figur 48 Brukstid for tap alternativ 0

Av Figur 48 kommer det fram at brukstiden for tap synker med større innslag av lokal produksjon.



Figur 49 Brukstid for tap alternativ 2





Figur 50 Brukstid for tap alternativ 1

I Figur 49 og Figur 50 er grafen til brukstid litt mer varierende, ettersom begge grafene har to forskjellige brukstidverdier for samme x-verdi ( $P_{sol}/P_{tunglast}$ ). Det som likevel er tydelig er at i alle tre tilfeller er det betydelig lavere brukstid for tap når sol er installert i systemet sammenlignet med brukstid for tap når det ikke er sol installert i systemet. Den største differansen utgjør 425 timer.

#### 10.4 Samfunnsøkonomisk versus bedriftsøkonomisk perspektiv

Strømnettet er et naturlig monopol der kundene ikke selv kan velge hvilket nettselskap de vil bruke. Det er viktig at det er godt samsvar mellom samfunnsøkonomisk og forretningsmessig verdiskapning i nettselskapet. Med markedsliberaliseringen i bransjen og samfunnet forøvrig har det vært en trend at nettselskapene agerer stadig mer bedriftsøkonomisk [48]. Samtidig reguleres inntektene til nettselskapene gjennom ulike forskrifter og konsesjonsbehandling, som bidrar til at rammebetingelsene for nettselskapene skal motivere dem til samfunnsøkonomisk atferd.

Energiloven (Olje- og energidepartementet 1990) uttrykker følgende målsetning [48]:  
*”Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”*

Det er altså nettselskapenes oppgave å opptre samfunnsmessig rasjonelt. Dette er ikke nødvendigvis det samme som å maksimere bedriftens økonomiske resultat [48]. For eksempel er det kostnadsfaktorer forbundet med nettvirksomheten som ikke framgår av selskapenes regnskaper, men som belaster kunder, næringsliv, og miljø. Disse faktorene skal ifølge Energiloven påvirke nettselskapenes atferd, og NVE er satt til å påse at så skjer [48].

### 10.4.1 Samfunnsøkonomisk analyse av integrering av solkraft på Hvaler

Ifølge NVE skal følgende nytte- og kostnadsvirkninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet [48]:

- investeringskostnader, korrigert for ev. restverdi
- drifts- og vedlikeholdskostnader
- tapskostnader
- avbruddskostnader
- flaskehalskostnader

Investeringskostnaden av å integrere solkraft på Hvaler avhenger av prisen på selve solcellemodulene. Kostnaden av en evt. forsterkning i nettet (kabelkostnad) eller en energilagringseenhet som batteri inngår også her. Markedsprisen på solcellepanel er redusert mye i løpet av de siste årene. Batterikostnaden i dag er fortsatt nokså høy, og vil trolig ikke være samfunnsøkonomisk gunstig for nettet i Hvaler.

Drifts- og vedlikeholdskostnader anses som lave for integrering av solkraft, ettersom selve ressursen er gratis og at solcellepanel har lang levetid. Vedlikehold av nett og transformatorer ville uansett hatt en kostnad uten integrert solkraft.

Med unntak av S4.0 og S4.2 er tapskostnadene for alle alternativene i analysen lavere enn tapskostnadene for det eksisterende nettet. Fra kapittel 10.2 kommer det fram at installering av solkraft vil bidra positivt på tapskostnadene, noe som igjen kommer samfunnet til gode. Dette må i neste omgang veies opp mot samfunnets (nettselskapets og sluttbrukernes) totale kostnader som i dette tilfellet vil være investeringskostnader.

Avbruddskostnader er et uttrykk for samfunnets økonomiske tap i leveransen av elektrisk kraft [48]. Det vanskelig å fastslå om, og eventuelt i hvor stor grad, integrering av solkraft vil slå positivt ut for avbruddskostnadene. Avbruddskostnadene ble ikke tatt med i analysen, fordi disse antas å ha likt omfang for alle alternativene. Solcellepanelene forventes uansett ikke å ha negativ effekt på avbruddskostnadene. I et tilfelle hvor nettet på Hvaler hadde vært et mikronett som kan opereres i øydrift, ville dette påvirket avbruddskostnadene positivt (reduerte avbruddskostnader).

I likhet med avbruddskostnadene forventes flaskehalskostnadene å ikke ha negativ effekt på samfunnsøkonomien.

I tillegg finnes ikke-kvantifiserbare virkninger/goder for installering av solkraft. Det er en fornybar, klimavennlig energikilde som i veldig liten grad vil ha negativ effekt på lokalmiljøet eller utgjøre en forringelse av kulturlandskap. Det vil heller ikke beslaglegge areal, bortsett fra på hustakene.

En annen ikke-kvantifiserbar virkning/gode ved installering av solkraft vil være at dette åpner opp for tredjepartsaktører som for eksempel kan levere løsninger knyttet til automatisk styring av last og produksjon. Dette kan komme nettselskapet til gode i form av at de får redusert flaskehalsproblematikk i nettet, noe som igjen kan føre til utsatte investeringer. Sluttbrukerne vil oppleve lavere kostnader knyttet til strømregning og nettleie.

#### 10.4.2 Bedriftsøkonomisk analyse av integrering av solkraft på Hvaler

Integrasjon av solkraft eller andre distribuerte produksjonskilder vil påvirke bedriftsøkonomien til et nettselskap. Nettselskapene er pålagt å tilknytte distribuert kraftproduksjon som etableres i de respektive konsesjonsområder, og dette vil gi noen økonomiske utfordringer. Dette er blant annet forhold som er knyttet til økonomien i nettinvesteringene som skal gjennomføres og eventuelle kostnadsøkninger for lokale kunder [49].

Reduserte tap- og avbruddskostnader samt endringen i drifts- og vedlikeholdskostnader må veies opp mot de totale investeringskostnadene. Dersom denne reduksjonen er større enn investeringskostnaden, samt at tiltaket har bedre økonomi enn alternative løsninger, vil tiltaket være bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Det er også viktig å vurdere hvordan nettselskapets investering vil påvirke tillatt inntekt fastsatt av NVE gjennom inntektsrammereguleringsmodellen [50]. Nettselskapenes tillatte inntekt fastsettes som vist av formel 3 [50].

$$TI_t = IR_t + KON_t + E_t - KILE_t + (AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t - AKG_{t-2}) \cdot r_{NVE} \quad (3)$$

hvor

$TI_t$	– Tillatt inntekt i år t
$IR_t$	– Inntektsramme
$KON_t$	– Kostnad for overliggende nett
$KILE_t$	– Avbruddskostnader
$E_t =$	– Eiendomsskatt
$AVS_t - AVS_{t-2}$	– Investeringsstillegg (avskrivninger)
$AKG$	– Avkastningsgrunnlag

Videre kan inntektsrammen uttrykkes som vist av formel 4 [50]:

$$IR_t = (1 - \rho) \cdot K_t + \rho \cdot K_t^* \quad (4)$$

hvor

$K_t$	– Nettselskapets kostnadsgrunnlag i år t
$K_t^*$	– Kostnadsnormen i år t

Selskapets kostnadsnorm framkommer som et resultat av sammenlignende analyser basert på data fra år t-2.  $\rho$  er en faktor mellom 0 og 1 som definerer inntektsrammenes normalandel av kostnadsnormen. I dag utgjør kostnadsnormen 60 % av inntektsrammen ( $\rho = 0,6$ ) [50].

Formel 3 vider en mer detaljert beskrivelse av nettselskapets inntektsramme [50]:

$$IR_t = ((DV_t + KILE_{t-2}) \cdot (KPI_t - KPI_{t-2}) + NT_{t-2} + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}) \cdot (1 - \rho) + ((DV_t + KILE_{t-2}) \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}) \cdot \rho \cdot \theta_{DEA} \quad (3)$$

hvor

DV	– Drifts- og vedlikeholdskostnader
NT	– Tapskostnader
$\theta_{DEA}$	– Nettselskapets effektivitet sammenlignet med andre nettselskap

Nettselskapets kostnadsnorm er altså avhengig av selskapets effektivitet. NVE beskriver kostnadsnormen slik [51]:

*”Det enkelte selskaps kostnadsnorm er beregnet med utgangspunkt i andre selskapers kostnader. Kostnadsnormen finnes ved å multiplisere det enkelte selskapets kostnadsgrunnlag med resultat fra de sammenlignende analysene. Et selskap med effektivitet lik det vektete gjennomsnittet i bransjen får en kostnadsnorm som er lik eget kostnadsgrunnlag. Det er med andre ord gunstig å ligge over bransjegjennomsnittet i effektivitetssammenheng”.*

Nettselskapets effektivitet vil forenklet kunne uttrykkes som forholdet mellom oppgavemengde (nettmengde) og kostnadsgrunnlag. For å bedre effektiviteten søker nettselskapene derfor å investere på en slik måte at de oppnår mer oppgave per kostnad. Dette kan hovedsakelig gjøres på to måter:

1. Kostnadslederskap → Redusere kostnader
2. Smart utbygging → Mest mulig oppgave (nett) per krone investert

Nettselskapet ønsker med andre å investere på en slik måte at de får størst mulig inntektsramme og lavest mulig kostnadsgrunnlag. Etersom at inntektsrammen delvis er en funksjon av selskapets kostnadsgrunnlag søker nettselskapet å bedre sin effektivitet,  $\theta_{DEA}$ .

For case Hvaler vil det være vanskelig å kvantifisere hvor stor virkning nettselskapets investeringer (forsterkning av eksisterende nett eller investering i batteriteknologi) har på nettselskapets inntektsramme. Dersom nettselskapet får redusert kostnadsgrunnlaget mer enn reduksjonen i tillatt inntekt (oppnås ved å bedre effektiviteten) kan investeringen antas å være bedriftsøkonomisk lønnsom. Dette vil også komme kundene til gode gjennom reduserte nettleietariffer. Reduksjonen i kostnadsgrunnlaget vil i tilfellet for case Hvaler være et produkt av reduserte avbruddskostnader (reduert KILE) og tapskostnader (reduert NT).

Det framgår av kapittel 10.4.1 og 10.4.2 at samfunnsøkonomi og bedriftsøkonomi henger tett sammen. I de fleste tilfeller vil god bedriftsøkonomi være med på å bedre samfunnsøkonomien. Slik ser det også ut til å være for case Hvaler. Dersom kundenes investeringer i DG kan forsvares gjennom inntjening ved at de i større grad er selvforsynt med energi (lavere nettleie og strømregning) samt at de i enkelte perioder kan bli kompensert for å mate overskuddsproduksjon inn i nettet og nettselskapets investeringer kan forsvares gjennom lavere kostnader knyttet til tap, avbrudd og drift og vedlikehold, oppnås samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

## 10.5 Økonomisk analyse

	Investeringskostnader (NOK)	Tapskostnader (NOK)	Totale kostnader (NOK)
Scenario 1, alt. 1	2 073 600	215 682	2 289 282
Scenario 1, alt. 2	145 517	236 895	382 412
Scenario 2, alt. 1	483 840	221 065	704 905
Scenario 2, alt. 2	69 515	229 805	229 320
Scenario 3, alt. 0	0	230 164	230 164
Scenario 4, alt. 0	0	286 079	286 079
Scenario 4, alt. 1	2 073 600	226 523	2 300 123
Scenario 4, alt. 2	27 301	279 984	307 285

Tabell 29 Totale kostnader for økonomisk analyse

Ut i fra de økonomiske vurderingene er scenario 3, alternativ 0 den optimale løsningen.

## 10.6 Samlet vurdering

Analysen i dette caset er en kalkyle for kostandene for forskjellige scenarier med forskjellige alternativer. Investeringskostnader er enten batterikostnader eller kostnad av nye overføringslinjer. Tapskostnader er inkludert for alle alternativer i analysen.

Det må foretas en vurdering av usikkerheten i analysen, ettersom det ikke er avklart hvilke husstander som kommer til å installere solpanel eller annen form for småskala, lokal produksjon. Det er heller ikke avklart hvor mye effekt som kommer til å installeres i de enkelte solpanelene.



## 11 Diskusjon

### 11.1 Planleggingssystematikk

En god planleggingsmodell vil gi det beste utgangspunktet for et effektivt mikronett. I case Hvaler ble planleggingsmodellen basert på Sintef's planleggingsbok for kraftnett og kapittelet systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet.

Planleggingssystematikken for integrasjon av DG vil være et godt utgangspunkt for en planleggingsmodell for et mikronett, men noen ekstra elementer må betraktes. Viktige momenter i en planleggingsmodell for mikronett er å fastslå overordnede mål og kriterium, fastlegge alternativer, teknisk analyse og økonomisk analyse. Under dette kommer videre elementer som prognoser av langsiktig last, vurdering av intermitterende produksjon, vurdering av markedsprisen, samt en vurdering av usikkerhetsfaktoren knyttet til øydrift. Sintef's systematikk er en såkalt "top-down-metode, der prosessen går ovenfra og ned [52]. Overordnede målsettinger defineres først, deretter de tekniske analysene, og til slutt en økonomisk analyse av de alternativene som har godkjent de tekniske krav.

Sintef's planleggingssystematikk legger opp til nøye analyse av forutsetningene, inkludert potensial for utbygging av DG. Både ressurskartlegging (fra NVE), kraftsystemutredninger, lokale energiutredninger, samt strukturering av antall, ytelse og plassering nevnes som aktuelle kilder til potensialet for DG. Dessuten påpekes det at rekkefølge og tidspunkt for tilknytning av DG-enheter må struktureres.

Solkraft er en intermitterende energikilde og det er usikkerhet knyttet til produksjonen. Det må derfor tas forbehold om hvordan de distribuerte energikildene vil variere i løpet av analyseperioden. Sintef's planleggingssystematikk analyserer forventet variasjon av produksjon over året, samt utvikling av produksjon i analyseperioden. Systematikken er utviklet med tanke på integrering av distribuert produksjon, men dersom planleggingsmodellen skal være optimal for et mikronett er det også nødvendig å etablere en analyse for en optimal sammensetning av produksjonsenheter. I kapittel 3.3 beskrives to mikronett som driftes i utlandet, og her hadde begge nettene flere forskjellige produksjonsteknologier. Dette er viktig dersom det oppstår situasjoner der solkraft ikke strekker til. Eksempler kan være timer med tunglast eller for lav innstrålingsstyrke fra solen. Dette er en svakhet i case Hvaler, ettersom det bare er brukt én energikilde her.

Langsiktige lastprognoser dekkes i modellen under punktet for "forventet utvikling av last og produksjon i analyseperioden". Innføring av AMS vil i tillegg gi enda bedre estimater for prognosen enn før, da lastprognosen uten AMS-målinger blant annet blir basert på historisk effekt- og energiutvikling og forventet befolkningsvekst [53]. Det ble for øvrig ikke tatt hensyn til langsiktige lastprognoser i case Hvaler, da denne ble antatt å være konstant gjennom hele analyseperioden. Dette er en vesentlig forenkling i caset. Resultatet fra den økonomiske analysen var at scenario 3 ga optimal løsning, som er teknisk godkjent og kostnadmessig lavest løsning. Det er samtidig det scenariet med minst installert solkraft (2 kW), og det er usikkert om dette ville vært den optimale løsningen dersom langsiktige lastprognoser hadde vært estimert til å øke i løpet av analyseperioden.

Ved utkobling fra distribusjonsnettet og over til øydrift er det en usikkerhet knyttet til varigheten av frakoblingen. Dimensjonering av energilagring og batteri vil derfor være en viktig vurdering i planleggingsmodellen. En svakhet i modellen er at den ikke analyserer eller vurderer grunnlaget for energilagring, men kun setter inn batteri for å håndtere for høye spenninger. For et mikronett er det viktig at dette momentet analyseres. Både teknisk og økonomisk analyse av energilagring er nødvendig. En lagringsenhet vil være en stor fordel i et mikronett; ved hendelser som avbrudd eller timer med tunglast vil batteriet være i stand til å minimere konsekvensene betraktelig. Batterier er hyppig brukt, med ulempen er at de har veldig høy investeringskostnad. Dette diskuteres videre i kapittel 11.3.

En svakhet i caset er at det ikke er drøftet noe rundt spotpris og nettleie. Spotpris kan være en dimensjonerende faktor når det kommer til lønnsomhetsbetraktninger ved investering i distribuert produksjon. En lav spotpris vil sannsynligvis gi en annen innstilling til mer investering av distribuert produksjon. Det samme vil gjelde for nettleietariffens påvirkning i lønnsomhetsanalysen. Slik situasjonen er i dag, med volumbaserte nettleietariffer, gis det gode insentiver til å investere i distribuert produksjon. Dette kan endre seg dersom nettselskapene går over til effektbaserte tariffer. NVEs føring for tariffing av plusskunder vil være avgjørende i denne sammenhengen.

En annen utfordring i planleggingsmetoden og i caset for øvrig er at det er lave spenninger i timer med tunglast (på vinteren) og høye spenninger på sommeren når det er stor lokal produksjon. For å øke spenningene i vinterhalvåret kan vindkraft kan være et alternativ, ettersom vind ikke varierer like mye over året som sol. I løpet av lavlasttimene på sommeren kan et batteri være en god teknisk løsning, men som nevnt tidligere er dette en stor investeringskostnad som i mange tilfeller ikke kan forsvares. Et annet alternativ er å aktivt koble ut anlegget. Dette kan gjøres med en bryter. Dette krever at anlegget er utstyrt med en inverter (vekselretter) eller en lastbryter, slik at strømmen fra solcellene til nettet brytes. Videre må dette kontrolleres og styres av nettselskapet, noe som vil kreve fjernstyring eller annen form for kommunikasjonsteknologi til sluttkundene.

## **11.2 Teknisk analyse**

En forenkling i caset er virkningsgraden til solcellene og at det i virkeligheten vil forekomme variasjoner og forstyrrelser i innstrålingen. I caset er det definert hvor mange prosent av maksimal ytelse som produseres time for time, noe som gir en forutsigbar produksjon. Dette er ikke realistisk, ettersom skyforhold, temperatur og andre fysiske variasjoner til en hver tid vil være med å påvirke produksjonen.

En annen forenkling som ble gjort, er at det ikke ble definert en reaktiv effekt for produksjonsenhetene. I simuleringene ble disse satt til 1. Dette er en kilde til usikkerhet, ettersom den reaktive flyten i realiteten vil bidra til tap.

### **11.2.1 Scenario 1**

Den største utfordringen med installasjon av solceller på 5 kW er at spenningene varierte mye over døgnet og at spenningene ikke overholder kravene til leveringskvalitetsforskriften i alternativ 0. Tiltak ble satt inn i form av alternativ 1: batteri og alternativ 2: forsterket nettet. Begge tiltakene fungerte bra slik at alle tekniske krav ble overholdt.



Et siste alternativ for å regulere spenningene ble i case Hvaler utført ved å justere reaktiv effekt.  $\cos(\varphi)$  ble satt til 0,97 og spenningsverdiene ble redusert, men ikke nok til å komme innenfor akseptable grenser. Kompensering med reaktiv effekt for spenningsregulering fungerer altså, men dette er bare til en viss grad. Det er også viktig at den reaktive effekten ikke tar unødvendig stor plass i nettet.

Det hadde vært interessant å se hvordan spenningen ville blitt justert med reaktiv effekt for scenario 2, der installert produksjon ikke ga like høye spenninger som scenario 1. Det ble dessverre ikke mulighet for å teste dette.

### **11.2.2 Scenario 2**

I scenario 2 var fortsatt noen av spenningene for høye, så tiltak måtte til. Alternativ 1 og 2 ble begge gode løsninger.

### **11.2.3 Scenario 3**

Scenario 3 ble i følge økonomisk analyse den beste løsningen i caset. Teknisk sett er dette et godt alternativ, da det nettet "tålte" påkjenningen fra 72 abonnenter med 2 kW installert sol uten noen form for oppgradering eller tiltak. Likevel er dette det alternativet som vil ligge dårligst an dersom hyppigheten av installerte DG-enheter skulle bli større enn hva som er forventet i løpet av analyseperioden.

Hensikten med caset var å adressere utfordringene i et fordelingsnett med store forekomster av distribuert produksjon hos sluttkundene. Simuleringene viser at nettet i Hvaler vil tåle minst 2 kW installert PV hos hver sluttkunde, til sammen 144 kW, uten at de tekniske kravene blir brutt.

### **11.2.4 Scenario 4**

I scenario 4 ble det installert like mye effekt som i scenario 1 totalt, men DG-enhetene ble samlet og plassert i de 18 sterkeste punktene (18 punkter med 20 kW hver). Dette ble en grei løsning for spenningene sin del, og lastpunkt 610850680 som i de andre scenariene var mest utsatt hadde i dette tilfellet spenninger godt innenfor restriksjonene. Spenningene rundt solcellene var derimot høyere, og største spenning ble målt til 251,4 V i lastpunkt 610859055. Plassering av solcellene ble gjort på grunnlag av beregninger på den største kortslutningsstrømmen. De kunne også blitt plassert basert på forbruk, altså til slutt kunder der energiforbruket er størst. Et annet alternativ er avstand fra trafo, altså hos slutt kunder nærmest fordelingstransformatoren. Ingen av disse alternative løsningene ble simulert i denne omgang.

Maksimal spenning målt i nettet i alternativ 0 var 251,4 V, og av den grunn ble scenario 4 analysert for alternativ 1 og 2 i tillegg. 251,4 V er såpass på grensen av hva som er akseptabelt at det ville mest sannsynlig ikke vært gunstig å realisere et slikt scenario.

Både alternativ 1 og 2 gir akseptable spenninger, men for alternativ 2 er spenningene fortsatt over 250 V i de punktene som er mest utsatt rundt de installerte DG-enhetene, til tross for oppgraderte kabler. Noe av årsaken kan være at produksjonen i noen tidspunkt er så stor at kabeltverrsnittet fortsatt ikke er optimalt. Det er mye som tyder på at batteri ville vært den beste løsningen for scenario 4. Dersom batteri ikke er aktuelt, bør et annen scenario velges.

Det er i prinsippet en god løsning å samle DG-enheter og plassere disse i sterke punkter, men i dette tilfellet ser det ut til at DG-enheter på 20 kW blir i største laget for nettet i Hvaler.

### 11.3 Økonomisk analyse

Scenario 3 er den optimale løsningen økonomisk sett, omtrent NOK 294 000. Dette alternativet var uten investeringskostnad og blir naturlig nok rimeligst. Scenario 2, alternativ 2 har en total kostnad på omtrent NOK 363 000 og er det alternativet med nest lavest total kostnad. S2.2 framstår samtidig bedre rustet teknisk sett, ettersom nettet vil takle en større integrering av DG-enheter.

De mest kostbare alternativene er alternativ 1 for alle scenario, da disse er utstyrt med batteri. Batterikostnaden er i dette tilfellet satt til \$300/kWh, og prisen per batteri er NOK 28 800 for 12 kWh og NOK 6720 for 2,8 kWh. Det er imidlertid forventet at batterikostnaden skal gå ned, helt ned til \$100/kWh. I et teknisk-økonomisk perspektiv vil scenario 3 og scenario 2, alternativ 2 være to av de mest optimale løsningene når både tekniske og økonomiske aspekter er betraktet. Det er også grunn til å vurdere scenario 2, alternativ 1 (med batteri). Dersom batteriprisen kommer ned i \$100/kWh vil som nevnt ett batteri på 2,8 kWh koste NOK 2240, som totalt blir NOK 443 762 for hele analyseperioden. Med de mange fordelene som kommer med batteri, anses dette som en veldig god løsning for fremtiden.

En svakhet i caset er at det ikke er tatt hensyn til KILE-kostnaden eller vurdert hvordan KILE vil bli i et mikronett eller omfanget av dette. Kostnadsfunksjonen til KILE regnes blant annet ut på grunnlag av hvilken kundegruppe som blir rammet av avbrudd. Kundegruppen ”industri” og ”industri med eldrevne prosesser” har begge veldig høye konstanter i funksjonen og er derfor den kundegruppen som er aller mest kostbar ved et avbrudd [54]. Det vil derfor være gunstig å øke påliteligheten hos slike sluttbrukere. I et mikronett, aller helst med installert batteri, vil påliteligheten være god, og det er derfor nærliggende å anta at avbruddskostnadene vil bli justert til det bedre i et tilfelle med mikronett. Dette vil slå positivt ut i både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk sammenheng.

Når det gjelder brukstid for tap, er trenden at jo større penetrasjonsgrad av sol, jo lavere brukstid for tap. Lavere brukstid for tap vil videre gi lavere tapskostnader. Dette er imidlertid bare til et visst punkt. Veldig store forekomster av solkraft vil gi store effekttap dersom store mengder med overflødig kraft må overføres til overliggende nett. Dette gjelder dersom det ikke er utarbeidet tilsvarende oppgraderinger i nettet. Store effekttap vil igjen gi en høy tidskostnad, ettersom tapskostnaden avhenger både av brukstid for tap og maksimale effekttap.

Analyseperioden i planleggingsmodellen er satt til 20 år, som også antas å være en realistisk levetid på et solcelleanlegg. Kablenes levetid vil variere med flere faktorer, blant annet belastningsgraden, men å bruke en levetid på 30 år vil være fornuftig [55]. Det betyr at kablenes levetid er lenger enn analyseperioden. Når det velges en analyseperiode som er kortere enn komponentens levetid får komponenten en restverdi. Nåverdien av denne restverdien antas å være lav, slik at restverdien kan ses bort i fra i den store sammenheng.

Basert på forenklingene som er gjort i case Hvaler er det grunn til å være kritisk til detaljeringsgraden i den teknisk-økonomiske analysen som er gjennomført. Selv om det er klart at modellen har flere svakheter, kan den likevel gi veiledende svar på situasjoner i

virkeligheten som kan være nyttig for et nettselskap i en planleggingsprosess for plusskunder og mikronett.



## Konklusjon

Norge har i lange tider hatt god tilgang på vannkraft og leveringskvaliteten er tilfredsstillende for de fleste. Men, kraftbransjen i Norge er for konservativ og det har vært få endringer og liten teknologisk utvikling i den siste tiden. Det er likevel et endringsløp innen energiforsyningssektoren både internasjonalt og nasjonalt. Det er derfor viktig at nettselskapene tar konsekvensen av dette, slik at de krav og forventninger som involverte aktører har, blir møtt.

Hensikten med oppgaven har vært å finne en planleggingsmodell for mikronett og videre bruk av denne modellen i et praktisk case. Teorien bak mikronett har også blitt undersøkt, både arkitektur og design, vesentlige komponenter samt drift.

Det vil være både fordeler og ulemper med mikronett. Et mikronett vil være en god løsning i mange særstilte sammenhenger, også i Norge. Det finnes mange mulige måter å utforme arkitektur og design i et mikronett, men de implementeres med en felles målsetting rettet mot pålitelighet og optimal integrasjon av distribuert produksjon. Norge har mangfoldige naturressurser og det er gode forutsetninger for distribuert produksjon. Det er en økende trend blant sluttkunder å installere småskala solkraft eller andre DG-enheter. Mikronett er likevel ikke særlig godt etablert i Norge slik situasjonen er i dag, og det er mangel på anerkjente metoder for planlegging og integrering. Mye av utfordringen ligger rundt usikkerheten av de store investeringskostnadene og om disse vil være forsvarlige i både bedrift- og samfunnsøkonomisk forstand.

Det beste utgangspunktet til et mikronett starter med en god planleggingsmodell og tydelige forutsetninger, slik at mikronettet blir skreddersydd til det tiltenkte formålet. I oppgaven ble Sintefs planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnettet brukt som grunnlag for planleggingsmodellen i kapittel 6 og videre i kapittel 8. Det ble videre gjort noen endringer slik at modellen i best mulig grad ble egnet for et mikronett. Sintefs systematikk ble utvidet med analyse og nødvendighet for energilagring, samt en analyse av optimal sammensetning av produksjonsenheter.

Fra de økonomiske beregningene kommer det fram at batteri vil gi en forbedring av tapskostnader til alle de fire scenarier. Samtidig er en batterienhet veldig gunstig for de tekniske egenskapene i nettet. En kostnadsreduksjon i batteriteknologien vil være en nøkkelfaktor i videre utvikling av plusskunder i Norge og etter hvert også for mikronett som vil være i stand til å kobles fra det overliggende nettet og operere i øydrift. Slik det er i dag vil likevel batteri være for kostbart og ikke samfunnsøkonomisk forsvarlig. I tilfellet for case Hvaler er det derfor scenario 3 som vil være optimalt i henhold til den teknisk-økonomiske analysen.

Et mikronett vil ikke være hensiktsmessig for alle områder, men fleksibiliteten og mulighetene et mikronett innehar er definitivt verdt å sette på dagsorden.



## Videre arbeid

Mikronett er et bredt tema og vil være et aktuelt emne for fremtiden. I denne oppgaven var det generell teori og planlegging som i størst grad ble studert. Det er derfor flere aspekter som vil være interessante å undersøke videre. Dette kan være følgende:

- Det ville vært interessant å undersøke omfanget av Hvaler som fullstendig mikronett og hva som skal til for at nettet kan operere i øydrift i en viss periode, for eksempel i én time. Under dette inngår blant annet hvilke distribuerte energikilder og energilagring som hadde egnet seg best i området.
- Analysere distribuerte produksjonskilder. I denne oppgaven ble det hovedsakelig fokusert på solkraft, men i Norge vil det også være aktuelt å undersøke hvordan småskala vind- og vannkraft vil oppføre seg i et mikronett.
- Simulere scenariene og justere reaktiv effekt for å regulere spenningene i nettet
- Med stor mengde installert solkraft i nettet i Hvaler varierer spenningene veldig mye over døgnet. Det ville derfor vært interessant å studert hurtige spenningsprang og spenningsdip. Det ville også vært nyttig å studere de harmoniske forstyrrelsene.
- Gå nærmere inn på effekten et mikronett kan ha på KILE. I denne oppgaven er det antatt at KILE vil bli forbedret i et mikronett, blant annet på grunn av god pålitelighet. Det må også vurderes om det er faktorer i et mikronett som kan utløse potensielle feilfunksjoner som kan føre til dårligere KILE og høyere avbruddskostand.
- Se nærmere på funksjonen AMS vil ha i mikronettet og hvilken oppløsning den smarte måleren må for å fange opp spenningsvariasjoner.
- Vurdere lønnsomhet og analysere et kost-nytte-perspektiv for mikronett og de komponentene som mikronett skal bestå av.
- Sensitivitetsanalyser for case Hvaler
- Et nærmere studie av nettselskapenes inntektsramme. Undersøke hvilken konsekvens et mikronett (investeringskostnader, tap-, og avbruddskostnader) vil ha på inntektsrammen.

## 12 Bibliografi

- [1] NTB. IEA spår økt etterspørsel av fossil energi. [Online]. <http://www.dn.no/nyheter/energi/2014/11/12/1934/iea-spr-kt-ettersprsel-av-fossil-energi>
- [2] SINTEF. (2011) Tekniske retningslinjer for tilknytning av distribuert produksjon. [Online]. [http://www.sintef.no/Projectweb/Distribution\\_2020/Tekniske-retningslinjer-for-tilknytning-av-distribuert-produksjon/](http://www.sintef.no/Projectweb/Distribution_2020/Tekniske-retningslinjer-for-tilknytning-av-distribuert-produksjon/)
- [3] Det norske energisystemet. [Online]. <http://www.gronnboks.no/det-norske-energisystemet/category35.html>
- [4] Store norske leksikon. [Online]. [www.snl.no](http://www.snl.no)
- [5] Hafslund.no. [Online]. <http://www.hafslund.no/omhafslund/nett/3082>
- [6] Norsk teknologi. Smarte strømmålere (AMS). [Online]. <http://norskteknologi.no/Naringspolitikk/Smarte-strommalere-AMS/>
- [8] Store norske leksikon. Solcelle. [Online]. <https://snl.no/solcelle>
- [7] NVE. AMS. [Online]. [www.nve.no/ams](http://www.nve.no/ams)
- [9] Fornybar.no. Solceller. [Online]. <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/solceller>
- [10] Fornybar.no. Markedet for solceller. [Online]. <http://www.fornybar.no/solenergi/produksjon-og-marked>
- [11] NVE. (2013) Plusskunder. [Online]. <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/>
- [12] Fredrikstad EnergiNett AS. Informasjon om plusskundeordningen i Fredrikstad EnergiNett AS. [Online]. <http://www.fen.no/default.asp?fid=1326>
- [13] Gudbrandsdal Energi. Kraftig økning i norsk solkraft. [Online]. <https://www.ge.no/blogg/kraftig-okning-norsk-solkraft/>
- [14] The U.S. Department of Energy. (2012) [Online]. <http://energy.gov/sites/prod/files/2012%20Microgrid%20Workshop%20Report%2009102012.pdf>
- [15] About Microgrids. [Online]. <http://www.microgridinstitute.org/about-microgrids.html>
- [16] Quanyuan, et. al. Jiang. (2012) Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone modes. [Online]. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6472268>
- [18] M.S. Mahmoud, S. Hussain, and M.A. Abido, "Modeling and control of microgrid: An overview," Journal of the Franklin Institute, 2014.
- [17] Ole-Morten Midtgård.
- [19] Galvin Electricity Initiative. Understanding Microgrids. [Online]. <http://www.galvinpower.org/sites/default/files/documents/Understanding%20Microgrids%20FINAL.pdf>
- [20] Celine Mahieux and Alexandre Oudalov. (2014) The mainstreaming of microgrids using ABB technologies. [Online]. <http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/68b1b939c6ce1cdf83257d>



[c500370bf8/\\$file/54-60%204m480\\_EN\\_72dpi.pdf](#)

- [21] Nina W Gunderson and Dag Eirik Nordgård. Tilknytning av produksjon i lavspenningsnett. [Online]. <https://www.sintef.no/globalassets/project/oidg/nf-teknisk-mote-2011/gunderson-og-nordgard---tilknytning-av-produksjon-i-lavspenningsnett.pdf>
- [22] N.W.A Lidula and A.D. Rajapakse. (2011) Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. [Online]. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211000328X>
- [23] Sandra Hilseth, , Erfaring fra Tokyo-besøk, mars 2015. Fukushima Renewable Energy Institute.
- [24] Kjell Sand. Det norske strømmettet og smartgrid, hvordan fungerer energidistribusjonen i dag? [Online]. [http://www.ntnu.no/documents/2004699/1262862501/SG-Energilandskapet-2015-01-22+\(1\).pdf/195fcf5d-242f-4f61-a29d-6e4d3d1f3f69](http://www.ntnu.no/documents/2004699/1262862501/SG-Energilandskapet-2015-01-22+(1).pdf/195fcf5d-242f-4f61-a29d-6e4d3d1f3f69)
- [25] Olsen. Claude. (2013) Solcellene endrer markedet – også i Norge. [Online]. <http://smartgrids.no/solcellene-endrer-markedet-ogsaa-i-norge/>
- [26] Øyvind Lie. (2015) Elbiler og induksjonstopper kan knekke lavspenningsnett. [Online]. <http://www.tu.no/kraft/2015/03/13/elbiler-og-induksjonskomfyre-kan-knekke-lavspenningsnett>
- [28] Kjell Sand, "Mikronett –En del av fremtidens kraftsystem," 2014.
- [27] Kjell Sand. Planlegging av plussbus og mikronett i lys av krav til leveringskvalitet og nye rammevilkår fra EU. [Online]. <http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadervalue1=Content-Disposition%3A&blobheadervalue1=+attachment%3B+filename%3DKjellSandSINTEFEnergi.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1274505367379&ssbinary=true>
- [29] Stuart McCafferty. (2014) Doing it right: Top 6 things to consider when developing microgrids. [Online]. <http://www.smartgridnews.com/story/doing-it-right-top-6-things-consider-when-developing-microgrids/2014-01-13>
- [30] Jennie Morton. (2012) Microgrids: The Way of the Future? [Online]. <http://www.buildings.com/article-details/articleid/14680.aspx?title=microgrids:%20the%20way%20of%20the%20future?>
- [31] Sintef Energi, "Tekniske analyser, spenningskvalitet," in *Planleggingsbok for kraftnett.*, 2011.
- [32] Knut A Rosvold. leveringskvalitet –i kraftsystemet. [Online]. [https://snl.no/leveringskvalitet%2Fi\\_kraftsystemet](https://snl.no/leveringskvalitet%2Fi_kraftsystemet)
- [33] Helge Seljeseth and Henning et al. Taxt, "Storskala spenningsmåling med AMS," Sintef Energi AS, 2014.
- [34] Xingguo, et.al. Tan, "Advances and trends og energy storage technology in Microgrids," 2011.
- [35] IEC, "Technical Requirements for Operation and Control of Microgrids," 2014.
- [36] Dr Georgios Konstantinou, Smart Grid and Distribution Networks, 2014.
- [38] Wikipedia. Ancillary services (electric power). [Online]. [http://en.wikipedia.org/wiki/Ancillary\\_services\\_\(electric\\_power\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Ancillary_services_(electric_power))
- [37] K., et.al. Eger. (2013) Microgrid Functional Architecture Description. [Online]. [http://www.fi-ppp-finseny.eu/wp-content/uploads/2013/04/FINSENY\\_D3-](http://www.fi-ppp-finseny.eu/wp-content/uploads/2013/04/FINSENY_D3-)

[3\\_Microgrid\\_Functional\\_Architecture\\_v1\\_0\\_March\\_2013.pdf](#)

- [39] Amin, et.al. Khodaei. (2014) Microgrid Planning Under Uncertainty. [Online]. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6920097&tag=1>
- [40] SINTEF Energi AS, *Planleggingsbok for kraftnett.*: SINTEF.
- [41] SINTEF Energi AS, "Planleggingsbok for kraftnett," in *systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett.*, 2012.
- [42] NVE. Kvalitetsintensiver. [Online]. <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsincentiver/>
- [43] Smart energi Hvaler. Hvaler Kommune. [Online]. <http://www.smartenergihvaler.no/om-oss/hvaler-kommune/>
- [44] Smart energi Hvaler. Om programmet. [Online]. <http://www.smartenergihvaler.no/om-oss/om-programmet/>
- [45] Vidar Kristoffersen. Smart energi Hvaler. [Online]. <http://www.ks-bedrift.no/PageFiles/7331/KristoffersenPPPHVALER.pdf>
- [46] NVE. (2014) Kraftsystemdata. [Online]. <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Kraftsystemdata/>
- [48] SINTEF Energi AS, "Planleggingsbok for kraftnett," in *Mål og rammebetingelser.*, 2010.
- [47] Björn Nykvist and Måns Nilsson. (2015) Falling battery prices boost outlook for electric vehicles. [Online]. <http://www.rtcc.org/2015/03/23/falling-battery-prices-boost-outlook-for-electric-vehicles/>
- [49] EnergiNorge. (2011) Nettregulering og tilknytning av ny distribuert produksjon. [Online]. <http://www.energinorge.no/nyheter-om-nett-og-system/nettregulering-og-tilknytning-av-ny-distribuert-produksjon-article8591-239.html>
- [50] NVE. Reguleringsmodellen. [Online]. <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/>
- [51] NVE. Kostnadsnormen. [Online]. <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Normkostnadsmodellene/>
- [52] Wikipedia. Top down og bottom up design. [Online]. [http://da.wikipedia.org/wiki/Top\\_down\\_og\\_bottom\\_up\\_design](http://da.wikipedia.org/wiki/Top_down_og_bottom_up_design)
- [53] Skagerak Energi. Kraftsystemutredning for Vestfold og Telemark Hovedrapport 2014–2033. [Online]. <http://www.skagerakenergi.no/dav/fe5b800ab2.pdf>
- [54] Norges vassdrags- og energidirektorat. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. [Online]. [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL\\_4-3](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_4-3)
- [55] Tor Morten Sneve. (2008) Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. [Online]. <http://www.nve.no/global/publikasjoner/publikasjoner%202005/rapport%202005/nve%20rapport%208-05.pdf>
- [56] NVE. (2013) Forskrift om leveringskvalitet.
- [57] Lovdata. (2004) Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.

## Vedlegg

### Krav til mikronett

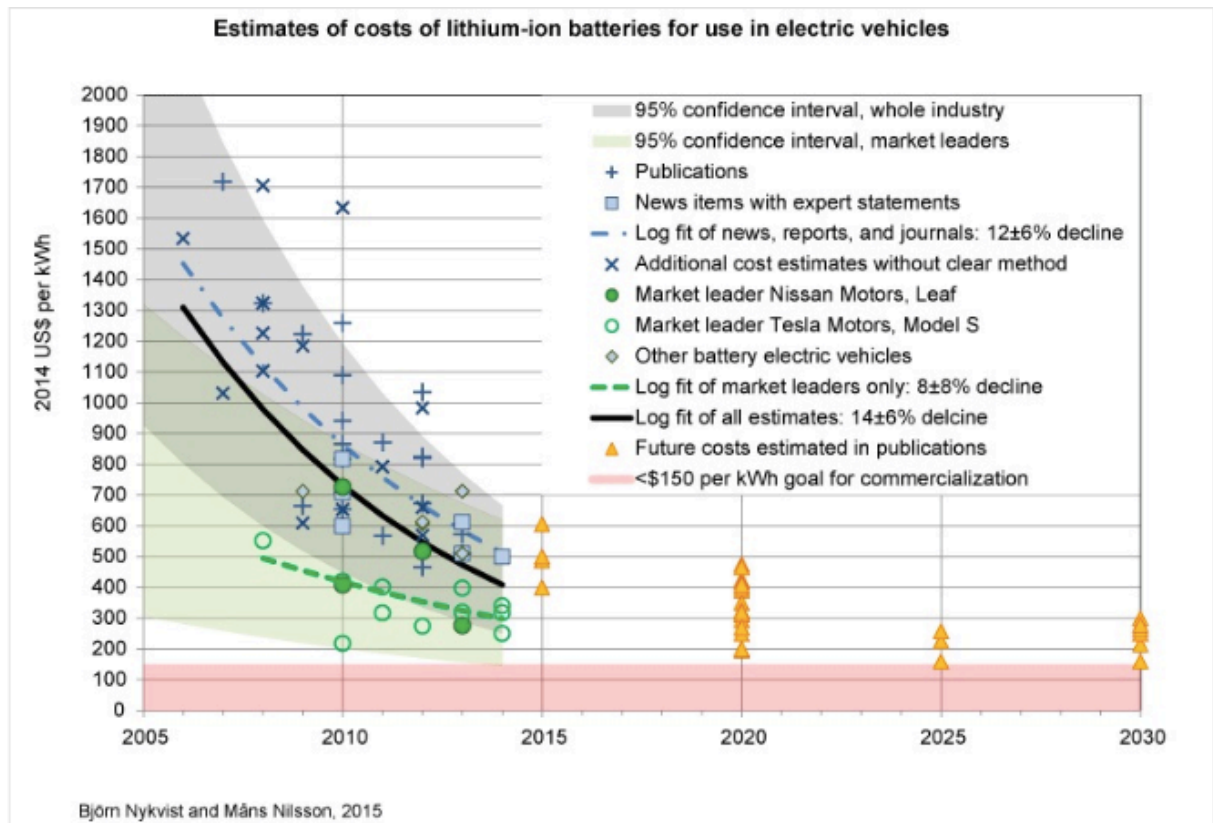
DER size	Frequency range (Hz)	Clearing time(s)
≤30kW	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
>30kW	>60.5	0.16
	<[59.8 to 57.0] (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	<57	0.16

Tabell V. 1 MG respons til unormale frekvenser

Parameter	Value	Parameter	Value
$f_0$	50.0Hz	$f_3$	50.2Hz
$f_1$	47.5Hz	$f_4$	51.5Hz
$f_2$	50.05Hz	$\Delta P / \Delta f$	40% $P_M$ /Hz

Tabell V. 2 Krav til MG frekvensrespons

## Utvikling av batterikostnaden



Figur V. 1 Estimat av batterikostnader for elbiler [47]